MECANISME DE CAPACITE

-

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

Dispositions complémentaires résultant des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du XX XXXXXXXXXX XXXX et prises en application des articles R. 335-7, R.335-49, R. 335-55, et R.335-63 du Code de l'énergie

TABLE DES MATIERES

1 Définitions 10

2 Objet du texte 31

2.1 Cadre législatif et réglementaire 31

2.2 Clause de revoyure 32

2.3 Présentation du Texte 32

2.3.1 Périmètre du Texte 32

2.3.2 Description générale du dispositif 33

3 Dispositions générales 39

3.1 Applicabilité des Règles et des Dispositions Complémentaires 39

3.1.1 Entrée en vigueur 39

3.1.2 Règle de prévalence 39

3.1.3 Les Acteurs Obligés 39

3.1.4 Les Exploitants 41

3.1.5 Le Responsable de Périmètre de Certification 41

3.2 Modalités de révision du Texte 41

3.2.1 Modalités de révision des Règles 41

3.2.2 Modalités de révision des Dispositions Complémentaires 42

3.2.3 Révision des contrats 43

3.3 Notifications 44

3.4 Confidentialité 44

3.4.1 Nature des informations confidentielles 44

3.4.2 Contenu de l'obligation de confidentialité 45

3.5 Principes généraux de responsabilité 45

3.5.1 Principes généraux s'appliquant aux Parties 45

3.5.2 Principes généraux relatifs au Volet « Obligation » 46

3.5.3 Principes généraux relatifs au Volet « Certification » 46

3.5.4 Principes généraux s'appliquant au volet « Règlements financiers » 46

3.5.5 Principes généraux s'appliquant au volet « Participation des Capacités d'Interconnexion au Mécanisme de Capacité français » 47

3.5.6 Principes généraux s'appliquant au volet « Appel d'Offres Long Terme » 47

3.6 Force majeure 47

3.7 Droits et langues applicables 48

3.8 Règlement des différends 48

4 Dispositions transitoires relatives aux Années de Livraison 2017 à 2026 49

4.1 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2017 49

4.1.1 Date limite de Notification de l'Obligation estimée par les Gestionnaires de Réseau 49

4.1.2 Calcul de coefficient de Calage du Gradient Profilé 49

4.2 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2018 50

4.2.1 Méthode de Calcul du coefficient de Calage du Gradient Profilé 50

4.2.2 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat 50

4.3 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2019 50

4.3.1 Calcul de coefficient de Calage du Gradient Profilé 50

4.3.2 Modification de la Constitution d'une Capacité d'Effacement 50

4.3.3 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat 50

4.3.4 Volet « Appel d'Offres Long Terme » 51

4.4 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2020 52

4.4.1 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat 52

4.4.2 Date Limite de Demande de Certification pour les Capacités d'Interconnexion 52

4.4.3 Volet Echanges et Registres 52

4.4.4 Volet Appel d'Offres Long Terme 52

4.4.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français 52

4.5 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2021 53

4.5.1 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat 53

4.5.2 Date Limite de Certification des Capacités d'Interconnexion 53
4.5.3 Date de début de la Période d'Echanges 53
4.5.4 Volet Appel d'Offres Long Terme 53
4.5.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français 54
4.6 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2022 54
4.6.1 Révision de la Puissance Moyenne Seuil applicable à partir de l'Année de Livraison 2022 54
4.6.2 Date Limite de Certification pour les EDC d'Interconnexion 54
4.6.3 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat 55
4.6.4 Date de début de la Période d'Echanges 55
4.6.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français 55
4.7 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2023 56
4.7.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion 56
4.7.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français 56
4.8 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2024 56
4.8.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion 56
4.8.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français. 57
4.9 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2025 57
4.9.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion 57
4.9.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français. 57
4.10 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2026 58
4.10.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion 58
4.10.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français. 58
5 Eléments calendaires 59
5.1 Dates commune du dispositif 59
5.1.1 Début d'Année de Livraison 59
5.1.2 Fin d'Année de Livraison 59
5.1.3 Période de Livraison 59
5.2 Dates du volet « Obligation » 59
5.2.1 Date limite de déclaration de l'Obligation pré-estimée par l'Acteur Obligé 59
5.2.2 Date limite de Mise à Disposition de l'Obligation estimée par les Gestionnaires de Réseau 59
5.2.3 Date limite de Mise à Disposition de l'Obligation 59
5.2.4 Date limite de Cession 59
5.3 Dates du volet « Certification » 59
5.3.1 Date de début de Demande de Certification 59
5.3.2 Date limite de Demande de Certification 60
5.3.3 Date limite de demande de rééquilibrage 60
5.3.4 Date limite de Mise à Disposition du NCE estimé par les Gestionnaires de Réseau 60
5.3.5 Date limite de Mise à Disposition du NCE 60
5.4 Dates du volet « Règlements financiers » 60
5.4.1 Date limite de Mise à Disposition du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés et des RPC 60
5.4.2 Date limite des règlements financiers versés par les Acteurs Obligés et les RPC 60
5.4.3 Date limite de recouvrement des Acteurs Obligés et des RPC 60
5.5 Dates du Volet « Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français» 60
5.5.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier 60
5.5.2 Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès 60
5.5.3 Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès 61

5.5.4 Date Limite de seconde allocation des Tickets d'Accès 61
5.5.5 Date Limite de calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion 61
5.5.6 Date Limite de partage du Fonds 61
5.5.7 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation 61
5.6 Dates du Volet « Appel d'Offres Long Terme » 61
5.6.1 Date de Clôture de l'appel d'offres 61
5.6.2 Date Limite pour Transmettre le Dossier d'Eligibilité AOLT 61
5.6.3 Date Limite de Notification du Complément de Rémunération 61
6 Volet Obligation 62
6.1 Périmètre d'un Acteur Obligé 62
6.1.1 Type d'Acteur Obligé 62
6.1.2 Type de Périmètre d'Acteur Obligé 63
6.1.3 Mandat pour la gestion de l'Obligation de Capacité 64
6.1.4 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 64
6.1.5 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 67
6.1.6 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 68
6.1.7 Cas des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé 70
6.1.8 Notification d'informations sur les Périmètres d'Acteur Obligé 71
6.1.9 Programme d'Echange de Bloc et Notification entre Périmètres d'Acteurs Obligés 71
6.2 Pré-estimation de son Obligation par un Acteur Obligé 71
6.3 Calcul de l'Obligation de Capacité 72
6.3.1 Méthodologie de calcul de l'Obligation de Capacité 72
6.3.2 Modalités simplifiées pour le calcul de la Puissance de référence pour la fourniture des Pertes 72
6.3.3 Dispositions simplifiées pour le calcul de l'Obligation 73
6.3.4 Méthode de calcul de l'Obligation estimée d'un Acteur Obligé par les GR et Mise à Disposition de l'Obligation estimée aux Acteurs Obligés par RTE 73
6.4 Mise à Disposition de l'Obligation 74
6.4.1 Transmission des Puissances de Références par Acteur Obligé, par les GRD à RTE 74
6.4.2 Calcul de l'Obligation par RTE 74
6.4.3 Mise à disposition de l'Obligation par RTE à l'Acteur Obligé 75
6.4.4 Contestation de l'obligation 75
6.5 Offre publique de vente 75
6.5.1 Responsabilités 75
6.5.2 Dates 75
6.5.3 Excédent Global de Garanties 75
6.5.4 Forme 76
6.6 Communications des Fournisseurs Acteurs Intégrés à la CRE 76
6.7 Modalités de recouvrement des frais relatifs au calcul de l'Obligation 76
6.8 Retour d'expérience sur la couverture des Acteurs Obligés 77
7 Volet Certification 78
7.1 Typologie de Capacités et constitution des Entités de Certification 78
7.1.1 Capacités 78
7.1.2 Entité de Certification 79
7.2 Régimes de certification 84
7.2.1 Régime générique de certification 84
7.2.2 Régime dérogatoire de certification 84
7.2.3 Régime interconnexion de certification 86
7.3 Niveau de Capacité Certifié et compatibilité avec le tunnel de certification 86
7.3.1 Méthode de calcul du Niveau de Capacité Certifié 86
7.3.2 Tunnel de Certification applicable aux EDC certifiée selon la méthode basée sur le réalisé

.....86
7.4 Demande de Certification.....88
7.4.1 Obligation de certification des Capacités 88
7.4.2 Date Limite de Demande de Certification.....88
7.4.3 Contenu de la Demande de Certification.....89
7.4.4 Destinataire de la Demande de Certification.....93
7.4.5 Conformité de la Demande de Certification 94
7.4.6 Invitation des Capacités en Service à effectuer une Demande de Certification.....99
7.4.7 Dispositions particulières s'appliquant aux Capacités bénéficiant d'un Contrat d'Obligation d'Achat.....99
7.4.8 Modalités simplifiées pour la certification des ELD à 0,0MW.....102
7.5 Certification 102
7.5.1 Certification d'une EDC raccordée au RPD.....102
7.5.2 Certification d'une EDC raccordée au RPT 104
7.5.3 Certification d'une EDC multi-GR 105
7.5.4 Mandat GRD pour la certification.....106
7.5.5 Certification d'une EDC Transfrontalière 106
7.5.6 Certification d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire.....106
7.5.7 Certification d'une EDC d'Interconnexion Régulée 107
7.6 Evolution d'une EDC pour une Année de Livraison 107
7.6.1 Le processus de déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification d'une EDC 107
7.6.2 Changement des caractéristiques d'un Contrat de Certification d'une EDC sans rééquilibrage de l'EDC.....109
7.6.3 Rééquilibrage d'une EDC pour une Année de Livraison 109
7.7 Fermeture d'une Capacité 120
7.7.1 Fermeture définitive d'une Capacité.....120
7.7.2 Fermeture temporaire d'une Capacité.....121
7.7.3 Traitement des prévisions de fermeture de Capacités avant toute décision officielle de fermeture.....123
7.8 Collecte des paramètres de certification.....123
7.8.1 Principes de la collecte des paramètres de certification.....123
7.8.2 Collecte de la Puissance Activable 124
7.8.3 Collecte des $Emaxj_{AL,observée,EDC}$.....126
7.8.4 Collecte des $Emaxh_{AL,observée,EDC}$.....126
7.8.5 Transmission des données collectées aux GRD concernés.....126
7.8.6 Mandat GRD pour la collecte.....127
7.9 Contrôle des paramètres de certification.....127
7.9.1 Principes du contrôle des paramètres de certification 127
7.9.2 Contrôle par le réalisé.....127
7.9.3 Contrôle par audit.....129
7.9.4 Contrôle par tests d'activation 131
7.9.5 Coefficients d'ajustement 136
7.9.6 Transmission à RTE du résultat du contrôle des Capacités effectué par les GRD 137
7.9.7 Transmission d'informations à la CRE.....137
7.9.8 Contrôle spécifique pour les EDC certifiées par la méthode normative.....137
7.9.9 Mandat GRD pour les contrôles.....138
7.9.10 Contrôle pour les EDC transfrontalières.....138
7.10 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC pour une Année de Livraison AL 138
7.10.1 Principe du calcul du Niveau de Capacité Effectif 138
7.10.2 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) 138
7.10.3 Contestation du Niveau de Capacité Effectif 139
7.11 Périmètre d'un Responsable de Périmètre de Certification.....140
7.11.1 Responsable de Périmètre de Certification.....140
7.11.2 Périmètre du RPC.....140

7.12 Modalités de recouvrement des frais relatifs à la certification du Titulaire de l'EDC [CRE] 141
8 Volet Règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC 142
8.1 Ecarts 142
8.2 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers 142
8.2.1 Prix de Référence des Ecarts en Capacité 142
8.2.2 Prix Administré.....142
8.2.3 Prix Unitaire 143
8.3 Règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 143
8.3.1 Méthode de calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 143
8.3.2 Processus du règlement financier 143
8.3.3 Modalités de redistribution du solde du fonds 144
8.3.4 Ecart final.....145
8.4 Règlement financier du RPC 145
8.4.1 Ecart du RPC 145
8.4.2 Notion de Rééquilibrages Cumulés 145
8.4.3 Règlement financier des RPC 146
8.4.4 Processus du règlement financier du RPC.....146
8.4.5 Modalités de redistribution du solde du fonds 148
8.5 Mandat d'auto-facturation.....148
9 Participation des Capacités d'Interconnexion au Mécanisme de Capacité français 149
9.1 Procédure Approfondie et Procédure Simplifiée de participation transfrontalière.....149
9.2 Création de Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion 149
9.3 Gestion des revenus d'Interconnexion pour une Interconnexion Régulée dans le cadre de la Procédure Simplifiée 149
9.3.1 Recettes des Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion 149
9.3.2 Dépenses du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion.....150
9.4 Modalités de mise en vente des Tickets d'Accès.....150
9.4.1 Demande de pré-certification.....150
9.4.2 Conservation des Tickets d'Accès.....150
9.4.3 Mise en vente initiale des Tickets d'Accès pour une Frontière.....150
9.4.4 Mise en vente secondaire des Tickets d'Accès pour une Frontière 152
9.4.5 Restitution de Tickets d'Accès après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès.....153
9.4.6 Emissions de Garanties de Capacité après destruction de Tickets d'Accès.....153
9.5 Gestion des Revenus d'Interconnexion dans le cadre de la Procédure Approfondie ..153
9.5.1 Recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion 154
9.5.2 Recettes perdues des Interconnexions.....154
9.6 Versement et partage du solde du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion.155
9.6.1 Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour les Interconnexions Dérogatoires 155
9.6.2 Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour les Interconnexions Régulées...156
9.7 Participation des Interconnexions Dérogatoires au Mécanisme de Capacité 157
9.7.1 Signature d'un Accord de Participation dans le cas de la Procédure Approfondie 157
9.7.2 Signature d'un Accord de Participation dans le cas de la Procédure Simplifié 157
9.7.3 Rupture de contrat.....158
9.7.4 Sécurisation financière de la participation de l'Interconnexion Dérogatoire en projet 158
9.7.5 Régime de pénalités contractuelles pour les Interconnexion ayant signé un Accord de Participation 158
9.8 Analyse d'impact de la prise en compte explicite de la participation transfrontalière 159
10 Volet Appel D'offres Long Terme 159
10.1 Organisation des appels d'offres 159
10.1.1 Cahier des charges AOLT 159
10.1.2 Contrats conclus avec les Lauréats AOLT.....160
10.1.3 Procédure de Qualification AOLT.....161

10.2 Sélection des Offres 163
10.2.1 Courbe d'offre 163
10.2.2 Courbe de Demande Administrée 164
10.2.3 Modalités de sélection des offres 165
10.3 Règlements financiers propres au dispositif 166
10.3.1 Complément de Rémunération AOLT 166
10.3.2 Pénalités spécifiques à l'Appel d'Offres Long Terme 166
10.3.3 Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle 167
10.3.4 Modalités de rupture du Contrat AOLT 169
10.4 Analyse d'impact de l'Appel d'Offres Long Terme 169
11 Volet Echanges et Registres 169
11.1 Offres de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange 170
11.1.1 Enchère 170
11.1.2 Rythme des Enchères 170
11.1.3 Obligations de mise en vente de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange 170
11.2 Modalités de gestion du registre des Garanties de Capacité [CRE] 172
11.2.1 Comptes [CRE] 172
11.2.2 Nature des Garanties de Capacité [CRE] 173
11.2.3 Titulaire de compte [CRE] 173
11.2.4 La gestion des comptes [CRE] 173
11.2.5 Interface avec une Plateforme d'Echanges [CRE] 176
11.2.6 Echanges [CRE] 177
11.2.7 Exigences techniques applicables au système de registres [CRE] 179
11.2.8 Archives, rapports, confidentialité et redevances [CRE] 180
11.3 Modalités de gestion du registre des Tickets d'Accès [CRE] 182
11.4 Modalités de gestion du registre des Capacités certifiées [CRE] 182
11.5 Modalités de gestion du registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe [CRE] 182
11.6 Etude de Faisabilité sur la mise en place de sessions de marché organisé portant sur des produits à terme 183
12 Volet Transparence 183
12.1 Publications de Prévisions pour une Année de Livraison [CRE] 183
12.1.1 Niveau de global de Garanties de Capacité [CRE] 183
12.1.2 Paramètres de la certification et de l'obligation [CRE] 183
12.1.3 Données liées au registre de Capacités certifiées [CRE] 184
12.1.4 Données liées au registre des mesures visant à maîtriser la consommation [CRE] 185
12.2 Publications de Réalisations d'une Année de Livraison 185
12.2.1 Signal PP1 185
12.2.2 Signal PP2 185
12.3 Publication sur les Années de Livraison échues 185
12.4 Publication via la CRE 186
12.4.1 Prix de Référence Marché d'une Année de Livraison 186
12.4.2 Prix Administré d'une Année de Livraison 186
12.5 Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 186
12.5.1 Réalisation d'études portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 186
12.5.2 Publication portant sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme 186
12.6 Publications relatives à l'Obligation de Capacité 186
Annexe A) Paramètres relatifs à l'Obligation et calcul de l'Obligation 187
A.1 Paramètres communs aux Acteurs Obligés pour le calcul de l'Obligation 187
A.1.1 Période de Pointe PP1 187
A.1.2 La Température Extrême 187
A.1.3 Puissance Moyenne Seuil 190

A.1.4 Coefficient de Sécurité 191
A.2 Catégorie de Site de Soutirage 192
A.3 Méthode de calcul de l'Obligation d'un Acteur Obligé 192
A.3.1 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé 193
A.3.2 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Télérelevés 194
A.3.3 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Profilés 198
A.3.4 Puissance de Référence pour la fourniture des pertes 201
A.3.5 Dispositions simplifiées pour le calcul du l'Obligation 207
A.3.6 Retraitement du montant l'Obligation 208
A.3.7 Calcul du Gradient Profilé d'un Sous-Profil 209
Annexe B) Paramètres et méthodes de calcul relatifs à la Certification 211
B.1 Paramètres et notions relatifs à la Certifications 211
B.1.1 Période de Pointe PP2 211
B.1.2 Abaque de KjAL 213
B.1.3 Abaque de KhAL 214
B.1.4 Paramètre C Filière,AL 215
B.1.5 Contributions des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française 216
B.2 Calcul du Niveau de Capacité Certifié 219
B.2.1 Calcul sur le réalisé du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode de certification basée sur le réalisé 219
B.2.2 Calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode normative 222
B.2.3 Méthode de calcul basée sur la contribution de l'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement pour une EDC de type I/C de sous type Simplifié 228
B.2.4 Méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité pour une EDC de type I/C de sous type Approfondi 229
B.2.5 Calcul du NCC en cas d'entrée ou de sortie d'OA 229
B.3 Tunnel de Certification applicable aux EDC certifiées selon la méthode basée sur le réalisé 231
B.3.1 Principe 231
B.3.2 Paramètres du Tunnel de Certification 232
B.3.3 Certification initiale d'une EDC de Production dans le Tunnel de Certification 236
B.3.4 Certification initiale d'une EDC d'Effacement dans le Tunnel de Certification 237
B.3.5 Evolution du Tunnel de Certification en cas d'évolution d'une EDC pour une Année de Livraison 237
B.4 Méthodes de calcul du Niveau de Capacité Effectif 239
B.4.1 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul normative 239
B.4.2 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée selon la méthode de calcul basée sur le réalisé 239
B.4.3 Méthode de calcul du NCE en cas d'entrée ou de sortie d'OA en cours d'Année de Livraison 244
B.4.4 Disponibilité d'une Interconnexion et Niveau de Capacité Effectif d'une EDC d'Interconnexion certifiée par la méthode de calcul basée sur la contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement 246
B.4.5 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la Méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité 249
Annexe C) Calcul des Ecarts et des Règlements financiers 250
C.1 Paramètres utilisés pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC 250
C.1.1 Seuils 250
C.1.2 Coefficient k 251
C.1.3 Révision de la valeur des paramètres pour le calcul des règlements financiers des Acteurs Obligés et des RPC 251
C.2 Méthode de calcul des Ecarts 252
C.2.1 Ecart des Acteurs 252
C.2.2 Ecart Global 252
C.3 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers 253

C.3.1 *Prix de Référence des Ecarts en Capacité* *253*
C.3.2 *Prix Administré* *253*
C.3.3 *Prix Unitaire* *253*
C.4 Méthode de calcul des Règlements financier relatifs au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés 254
C.4.1 *Règlement financier dû par un Acteur Obligé* *254*
C.4.2 *Ecart Final d'un Acteur Obligé* *255*
C.5 Méthode de calcul des règlements financiers des RPC 255
C.5.1 *Méthode de calcul du règlement financier relatif à l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL* *255*
C.5.2 *Méthode de calcul du règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC pour une Année de Livraison AL* *256*

Annexe D) Allocations des Tickets d'Accès et Allocation des Revenus en Procédure Approfondie 260
D.1 Calcul du volume de Tickets d'Accès mis en vente pour une Frontière lors de la seconde attribution 260
D.2 Calcul du remboursement des acteurs ayant restitué des Tickets d'Accès 260
D.3 Calcul du revenu affecté aux Fonds de Gestion des Revenus suite à la deuxième enchère d'allocation de Tickets d'Accès 261
D.4 Calcul du Volume de Tickets d'Accès restitués après la Date Limite de Restitution 261
D.5 Calcul des Recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion en Procédure Approfondie 261
D.6 Calcul de l'écart de l'Interconnexion 262
D.6.1 *Niveau de Tickets d'Accès contrôlé* *262*
D.6.2 *Niveau de Tickets d'Accès Effectif* *263*
D.7 Calcul de la Recette Perdue d'une Interconnexion de sous-type Approfondie 263

Annexe E) Méthode de calcul du Gradient selon la methode par delta 265
E.1 Principe 265
E.2 Méthode de calcul d'un Gradient associé à une Courbe de Charge donnée 265
E.2.1 *Température Seuil* *265*
E.2.2 *Chronique de Variation de Puissance ou ΔP d'une Chronique de Puissance Chro_Pui_AL* *265*
E.2.3 *Chronique de Variation de Température ou ΔT d'une Chronique de Température Chro_T_AL* *265*
E.2.4 *Référentiel de Points retenus pour le calcul du Gradient* *266*
E.2.5 *Régression Linéaire* *266*

Annexe F) Méthode de lissage de la température 267
F.1 Principe 267
F.2 Méthode de lissage de la Température 267
F.2.1 *Température France Lissée* *267*
F.2.2 *Température France Lissée seuillée* *267*

1 DEFINITIONS

Accord de Participation au Mécanisme de Capacité	Contrat signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire visé aux articles R335-12 et R335-22 du Code de l'énergie.
Acheteur de Pertes Obligé	Acheteur de Pertes soumis à l'Obligation de Capacité.
Acheteur Obligé	Personne achetant de l'électricité produite en France en application des articles L121-27, L311-3, L311-12, L314-1, L314-6-1 et L314-26 du Code de l'énergie.
Acheteur de Pertes (AP)	Gestionnaire de Réseau Public de Transport ou de Distribution d'électricité situé sur le territoire métropolitain continental pour l'électricité achetée au titre de la compensation des pertes.
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.
Appel d'Offres Long Terme (AOLT)	Appel d'offres pour les nouvelles capacités décrit aux articles R335-71 et suivants du Code de l'énergie.
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 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 du 29 novembre 2016	Arrêté du 29 novembre 2016 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.
Arrêté Modificatif	Le présent Arrêté.
Cahier des Charges AOLT	Document fixant les modalités techniques et financières relatives à l'AOLT visé à l'article R335-71 du Code de l'énergie. Il est publié par RTE sur son site internet.
Capacité	Capacité de Production ou Capacité d'Effacement ou Interconnexion.
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 Projet	EDC dont les Sites de Soutirages ne sont pas tous identifiés dans le Contrat de Certification.
Capacité d'Effacement en Service	EDC constituée d'un ou plusieurs Sites disposant d'un Contrat d'Accès au Réseau Soutirage ou d'un Contrat de Service de Décompte Soutirage, en vigueur pendant l'Année de Livraison concernée. Les Sites de Soutirage constituant l'EDC sont tous identifiés dans le Contrat de Certification.
Capacité de Production	Un ou plusieurs Sites de Production.
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 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 Maximale Installée de Transit de l'Interconnexion	La Puissance maximale en MW pouvant circuler en fonctionnement normal sur une Interconnexion entre un Etat Participant Interconnecté et la France pour une Année de Livraison.

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. Une Cession de Garantie peut être un transfert de Garantie ou transaction de Garantie.
Cession Interne de Garantie de Capacité	Cession de Garanties de Capacité d'un Acteur Intégré visant à couvrir ses besoins propres en Capacité.
Comité de règlement des différends et des sanctions (ou CoRDiS)	Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) créé par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.
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.
Complément de Rémunération AOLT	Complément de Rémunération versé dans le cadre du Contrat AOLT. Dans le cas où il est positif, RTE verse ce complément au Lauréat depuis le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle. Dans le cas où il est négatif, le Lauréat verse la valeur absolue de ce complément sur le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle.
Consommateur Obligé	Consommateur soumis à l'Obligation de Capacité.
Consommateur ou Consommateur Final ou Client	Personne physique ou morale responsable d'un Site de Soutirage.
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 A.3.3.2.2.
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 A.3.2.2.2.
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 A.3.3.2.
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 A.3.2.2.
Contrat AOLT	Contrat signé par RTE et un Lauréat AOLT et visé à l'article R335-71 du Code de l'énergie.

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 d'Accès au Réseau ou CAR	CARD, CART ou Contrat Unique.
Contrat d'Obligation d'Achat	Contrat conclu entre un Exploitant de Capacité de Production et un Acheteur Obligé en application des articles L121-27, L311-3, L311-12, L314-1, L314-6-1 et L314-26 du Code de l'énergie.
Contrat de Certification	Contrat conclu entre RTE et le Titulaire d'une Entité de Certification pour une Année de Livraison donnée.
Contrat de Pré-Certification	Contrat conclu entre RTE et l'Exploitant d'une Capacité Transfrontalière pour une Année de Livraison donnée. Le Contrat de Pré-Certification est nécessaire pour pouvoir acheter des Tickets d'Accès jusqu'à hauteur du Niveau de Capacité Pré-Certifié.
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.
Contribution Globale des Interconnexions	Contribution de l'ensemble des Interconnexions entre les Etats Participants Interconnectés et la France à sécurité d'approvisionnement en France.

Convention RTE – GRT Transfrontalier	Convention conclue entre RTE et le GRT Transfrontalier permettant l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 des Règles. La Convention RTE-GRT Transfrontalier est approuvée par la CRE et homologuée par le ministre en charge de l'énergie.
Date de Clôture AOLT	Date définie dans le Cahier des Charges AOLT avant laquelle un candidat doit remettre son Offre Financière AOLT.
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 d'Etat, datée du 8 novembre 2016 (EC, 2016, C(2016) 7086).
Déclaration de Certification	Déclaration signée par RTE relative à la disponibilité d'une Interconnexion Régulée pour une Année de Livraison.
Décret du 14 décembre 2012	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 codifié aux articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.
Décret Modificatif	Décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité 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.
Demande de Pré-Certification	Demande préalable à la pré-certification, effectuée par un Exploitant de Capacité Transfrontalière 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 des articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.
Dossier d'Eligibilité AOLT	Pièces administratives et techniques transmises par le candidat à RTE dans le cadre de la Procédure de Qualification AOLT.

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 Global	Montant calculé par RTE caractérisant une Année de Livraison.
Ecart RPC	Montant de MW associé à un RPC, dû au titre de l'écart d'un RPC. Il est calculé par RTE conformément aux modalités de l'article 8.
EDC Mono-GR	EDC dont les Sites sont raccordés à un unique GR.
EDC Multi-GR	EDC dont les Sites sont raccordés à des GR distincts.
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 Projet	Caractérise une Capacité de Production ou d'Effacement ou une Interconnexion. Voir définition : Capacité de Production en Projet, Capacité d'Effacement en Projet et Interconnexion en Projet.
En Service	Caractérise une Capacité de Production ou d'Effacement ou une Interconnexion. Voir définition : Capacité de Production en Service, Capacité d'Effacement en Service et Interconnexion en Service.

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 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 conformément à l'article 6 des Règles NEBEF. 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.
Entité de Certification (ou EDC)	Entité de type Effacement, Production ou Interconnexion. Une Entité de Certification est une Entité référencée par un Contrat de Certification ou le cas échéant par une Déclaration de Certification, et composée d'une ou plusieurs Capacités d'Effacement ou d'une ou plusieurs Capacités de Production ou une Interconnexion.

Etat Participant Interconnecté	Désigne (i) un État membre de l'Union européenne dont le réseau électrique est relié par une interconnexion au réseau électrique de la France métropolitaine continentale ; (ii) un État non membres de l'Union européenne, dont le réseau électrique est directement relié par une interconnexion au réseau électrique de la France métropolitaine continentale, et ayant mis en place un mécanisme de capacité, valorisant l'ensemble des contributions à leur sécurité d'approvisionnement, notamment les contributions de leurs interconnexions avec la France métropolitaine continentale, ou celles des capacités françaises. La liste de ces Etats est établie par arrêté du Ministre chargé de l'énergie.
Evènement de Force Majeure	A le sens donné à l'article 3.6 du 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, Exploitant d'une Capacité d'Effacement ou Gestionnaire d'Interconnexion.
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 du 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.
France	France métropolitaine continentale
Frontière	Interface entre la France et un Etat Participant Interconnecté.
Garantie de Capacité	Bien meuble incorporel, fongible, échangeable et cessible, correspondant à une puissance unitaire normative d'une valeur de 0,1 MW, émis par RTE 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 d'Interconnexion	Pour une Interconnexion Dérogatoire, Titulaire du Contrat d'Accès au Réseau ou du Contrat de Service de Décompte dont l'Interconnexion Dérogatoire fait l'objet, ou son mandataire. RTE pour une Interconnexion Régulée.
Gestionnaire de Réseau ou GR	RTE ou GRD au sens du Code de l'énergie ou équivalent pour les Etat Participants Interconnectés.
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 thermosensibilité 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.
GRT Transfrontalier	L'ensemble des Gestionnaires de Réseau publics de Transport d'un Etat Participant Interconnecté.
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.
Injection	Energie correspondant à une injection mesurée. Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective telle que définie à l'article L315-2 du Code de l'énergie, l'Injection est calculée comme l'énergie produite nette de la consommation au sein du périmètre de fourniture d'électricité couvert par la personne morale liant les membres de l'opération d'autoconsommation collective.
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.
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 télérelève 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.
Interconnexion	Interconnexion Régulée ou Interconnexion Dérogatoire.

Interconnexion Dérogatoire	Ensemble de ligne ou de câble de transport d'électricité qui traverse ou enjambe la frontière entre la France et un Etat Participant Interconnecté exploité par un unique Gestionnaire d'Interconnexion bénéficiant au titre de l'article 17 du règlement 714/2009/CE, d'une dérogation aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau de transport par le règlement 714/2009/CE et la directive 2009/72/CE.
Interconnexion en Projet	Interconnexion pour laquelle toutes les lignes ou câbles électriques reliant la France à un Etat Participant Interconnecté ne sont pas encore en service.
Interconnexion en Service	Interconnexion pour laquelle toutes les lignes ou câbles électriques reliant la France à un Etat Participant Interconnecté sont en service.
Interconnexion Régulée	Ensemble de lignes ou de câbles de transport d'électricité qui traverse ou enjambe la frontière entre la France et un Etat Participant Interconnecté ne bénéficiant pas, au titre de l'article 17 du règlement 714/2009/CE, d'une dérogation aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau de transport par le règlement 714/2009/CE et la directive 2009/72/CE.
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.
Lauréat AOLT	Personne désignée comme « candidat retenu » par le Ministre chargé de l'énergie au titre de l'article R.335-80 du Code de l'énergie.
Mégawatt ou MW	Unité de mesure de la puissance électrique.

Mettre à Disposition	Action de RTE qui rend une information disponible sur son site internet. La date de mise à disposition est le Jour et l'Heure de publication des informations mises à disposition.
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 déclaré au sens des Règles NEBEF est soutirée d'un Périmètre d'Equilibre donné au sens des Règles MA-RE et est injectée dans un autre.
Niveau de Capacité Certifié (ou NCC)	Montant de Garanties de Capacité tel que déterminé dans le Contrat de Certification de la Capacité, ou le cas échéant dans la Déclaration de Certification. 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 Pré-Certifié	Montant maximal de Tickets d'Accès pouvant être acquis par un Exploitant de Capacité transfrontalier tel que déterminé dans le Contrat de Pré-Certification. Il est calculé selon les modalités de la Convention RTE-GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.
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 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.
Notification ou Notifier	Echange écrit d'informations entre les Parties, ayant la signification qui lui est donnée à l'article 3.3.
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 des articles L121-27, L311-3, L311-12, L314-1, L314-6-1 et L314-26 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 des présentes Règles, ils sont soumis aux dispositions applicables aux fournisseurs.
Offre Financière AOLT	Dossier défini dans le Cahier des Charges AOLT qui permet au candidat de transmettre le Volume Garanti AOLT et le Prix Garanti AOLT à partir desquels ils souhaitent être retenus à l'issue de l'appel d'offres.
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.
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.
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 des articles L121-27, L311-3, L311-12, L314-1, L314-6-1 et L314-26 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 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.
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.
Période de Contractualisation AOLT	La Période de Contractualisation d'un AOLT organisé en décembre AL-4 débute à la date de signature du Contrat AOLT et s'achève par la rupture du Contrat AOLT selon des modalités définies dans le Contrat AOLT ou, au plus tard, le 31 Décembre AL+6.
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 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.
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.
Période de Sécurisation AOLT	Sauf modalités contraires dans les dispositions transitoires, la Période de Sécurisation d'un AOLT organisé en décembre AL-4 débute le 1er janvier AL et s'achève par la rupture du Contrat AOLT selon des modalités définies dans le Contrat AOLT ou le 31 Décembre AL+6.
Périodes de Pointes	Périodes PP1 et PP2 au sens des présentes Règles.

Plateforme d'Echanges	Plateforme d'échanges organisés 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.
Prix Garanti AOLT	Prix en €/MW issu d'un AOLT et précisé dans le Contrat AOLT. Il est le prix permettant le calcul du Complément de Rémunération devant être perçu ou restitué, pour une Année de Livraison donnée, par un Lauréat de l'AOLT.
Prix de Référence des Ecarts en Capacité (ou $PREC_{AL}$)	Référence de prix de la capacité pour le règlement des écarts en capacité dont les modalités de calcul sont fixées par la Commission de Régulation de l'Energie conformément à l'article R335-57 du Code de l'énergie.
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 Ecart d'Acteur Obligé dépend du signe de l'Ecart de l'Acteur Obligé : le Prix Unitaire est donc, pour chaque Année de Livraison, de type Prix Unitaire Positif, appliqué aux Ecarts d'Acteurs Obligés positifs, et Prix Unitaire Négatif, appliqué aux Ecarts d'Acteurs Obligés négatifs. La méthode de calcul du Prix Unitaire est conforme aux modalités de l'article 8.2.3.
Prix Unitaire Négatif (ou PUN)	Prix associé à une Garantie d'un Ecart d'Acteur Obligé Négatif.
Prix Unitaire Positif (ou PUP)	Prix associé à une Garantie d'un Ecart d'Acteur Obligé Positif.
Procédure Approfondie	Procédure de prise en compte explicite des contributions de l'Interconnexion Régulée ou Dérogatoire au Mécanisme de Capacité telle que définie à l'article R333-1 du Code de l'énergie ainsi qu'aux articles R335-10 et suivants du Code de l'énergie. Elle suppose la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier.

Procédure de Participation Transfrontalière	Procédure Simplifiée ou Procédure Approfondie
Procédure de Qualification AOLT	Procédure visée à l'article R335-78 du Code de l'énergie au cours de laquelle un candidat transmet à RTE un Dossier d'Eligibilité pour un AOLT. Lors de cette Procédure, RTE vérifie que la capacité souhaitant participer à cet AOLT respecte l'ensemble des conditions d'éligibilité pour pouvoir y candidater.
Procédure Simplifiée	Procédure de prise en compte explicite des contributions de l'Interconnexion Régulée ou Dérogatoire au Mécanisme de Capacité telle que définie à l'article R333-1 du Code de l'énergie ainsi qu'aux articles R335-19 et suivants du Code de l'énergie. Cette procédure est applicable lorsque les conditions d'application de la Procédure Approfondie ne sont pas satisfaites.
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 Installées 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 CRE, 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 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.

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.
Responsable de Périmètre de Certification ou RPC	Personne morale tenue pour responsable des engagements, pris par les Exploitants des Capacités dans son Périmètre de Certification, 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 EDC est rattachée à un Périmètre de Certification par un contrat conclu entre le Titulaire d'EDC 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	Etablissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par les articles R123-220 et suivants du Code de commerce, ou, à défaut, par le lieu de consommation ou de production d'électricité. Un site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage.

Site d'Injection ou Site de Production	Site qui injecte de l'énergie électrique en un ou plusieurs Points d'Injection sur le Réseau et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau, soit un Contrat de Service Décompte. Dans le cadre de l'autoconsommation collective telle que définie à l'article L315-2 du Code de l'énergie, le périmètre de fourniture d'électricité couvert par la personne morale liant les membres de l'opération d'autoconsommation collective est assimilé à un à Site d'Injection au sens des Règles. Tout Site d'Injection est rattaché en totalité à un unique Responsable de Périmètre de Certification.
Site de Soutirage	Site situé 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. Dans le cadre de l'autoconsommation collective telle que définie à l'article L315-2 du Code de l'énergie, le périmètre de fourniture d'électricité couvert par la personne morale liant les membres de l'opération d'autoconsommation collective est assimilé à un à Site de Soutirage au sens des Règles.
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. Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective telle que définie à l'article L315-2 du Code de l'énergie, le Soutirage est calculé comme l'énergie consommée nette de la production au sein du périmètre de fourniture d'électricité couvert par la personne morale liant les membres de l'opération d'autoconsommation collective.

Température Extrême	Chronique de quarante-huit (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 A.1.2, et publiée conformément aux modalités de l'article 12.1.2.
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 F).
Texte	Ensemble des dispositions du présent document instituant un cadre au Mécanisme de Capacité prévu par les articles L. 335-1 et suivants et R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.
Ticket d'Accès (TA)	Les Tickets d'Accès au Mécanisme de Capacité français sont des biens meubles, incorporels et correspondant à une puissance unitaire normative, mis en vente initialement par RTE et pouvant être acquis par des Exploitants de Capacités situés sur le territoire d'Etats Participants Interconnectés lors d'enchères dédiées. Les Tickets d'Accès sont fongibles pour une Frontière donnée. Ils sont valables pour une Année de Livraison et pour une Frontière données. Ils correspondent à une puissance unitaire normative de 0,1 MW.
Titulaire d'une EDC	Signataire du Contrat de Certification de la Capacité, ou des Capacités constituant l'EDC.
Volume Contractualisé	Volume de capacité retenu pour un Lauréat à l'issue d'un AOLT et visé dans le Contrat AOLT. Le Lauréat s'engage à la disponibilité de ce volume durant toute la Période de Sécurisation AOLT
Zone Flow-Based	Plusieurs frontières dont au moins une entre la France et un Etat Participant Interconnecté pour lesquelles un couplage de marché basé sur les flux est appliqué conformément à l'article 20 du Règlement établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

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. Les Consommateurs et les Acheteurs de Pertes s'approvisionnant pour tout ou partie de leur consommation sur les marchés sont porteurs de cette Obligation pour leur propre compte.

Parallèlement, l'article L. 321-16 du Code de l'énergie fait peser sur les Exploitants d'installations de Production situés sur le territoire de la France métropolitaine, une obligation de certification de leurs Capacités. L'article R335-24 du Code de l'Energie prévoit également, dans le cadre de la Procédure Simplifiée de Participation Transfrontalière, l'obligation pour l'Exploitant d'une Capacité d'Interconnexion Régulée ou Dérogatoire, dans le cas où il a signé un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité, de faire certifier ses Capacités d'Interconnexion.

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 soit :

  - approuvées par le Ministre chargé de l'énergie, sur proposition de RTE, après avis de la CRE, et dont il est fait référence au premier paragraphe de l'article R.335-2 du Code de l'énergie ;

  - modifiées sur proposition de RTE après avis de la CRE, sous réserve que le Ministre chargé de l'énergie ne se soit pas opposé à cette proposition dans un délai d'un (1) Mois après la publication de la CRE, et dont il est fait référence au second paragraphe de l'article R.335-2 ;

- un ensemble de dispositions sur proposition de RTE, et approuvées par la CRE (les « Dispositions Complémentaires »).

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 (les « Dispositions Complémentaires »).

De plus, le Code de l'énergie prévoit un ensemble de dispositions fixées directement par la CRE, qui ne font 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 approfondie, afin d'évaluer la compatibilité du Mécanisme de Capacité français avec les dispositions 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, le Ministre en charge de l'énergie a approuvé l'arrêté du 29 novembre 2016 modifiant les Règles du Mécanisme de capacité afin de prendre en compte certaines des modifications demandées par la Commission européenne portant notamment sur des enjeux concurrentiels.

Pour se conformer aux dernières demandes de la Décision d'approbation de la Commission européenne, le Ministre chargé de l'énergie a publié le 15 novembre 2018 un Décret Modificatif qui prévoit les modalités de prise en compte explicite de certaines contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement électrique en France, ainsi que les modalités de mise en place d'un Appel d'Offres Long Terme pour les nouvelles capacités. Le présent Arrêté décline les modalités de fonctionnement de ces nouveaux dispositifs.

Ces évolutions doivent entrer en vigueur le lendemain de la publication de l'Arrêté Modificatif définissant les Règles du Mécanisme de Capacité.

La présente version modifiée des Règles et des Dispositions Complémentaires prévoit des dispositions transitoires pour les Années de Livraison 2017 à 2026, afin de permettre la bonne application des modifications demandées par la Commission européenne.

2.2 Clause de revoyure

RTE et la Commission de Régulation de l'Energie ont lancé en 2018 un premier appel à contributions sur le fonctionnement du marché des Garanties de Capacité. Sur la base de ces retours, la Commission de Régulation de l'Energie étudiera la faisabilité de la mise en place de sessions de marché organisé portant sur des produits à terme. La Commission de Régulation de l'Energie communique sur les résultats de cette étude avant la fin de l'année 2019.

Par ailleurs, le fonctionnement du marché des échanges de Garanties de Capacité fera l'objet d'un retour d'expérience sur la base des Années de Livraison 2017 à 2020 et des analyses menées par la Commission de Régulation de l'Energie conformément aux articles 6.2 et 6.8. Ces analyses pourront conduire à des évolutions des Règles du Mécanisme de Capacité.

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 de Capacité 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 Capacité et le règlement financier relatif à ce rééquilibrage
- l'ensemble des dispositions relatives à la valorisation explicite des Contributions Transfrontalière à la sécurité d'Approvisionnement et les deux procédures envisagées pour cette valorisation.
- les modalités relatives à l'organisation d'Appel d'Offres Long Terme pour les nouvelles capacités.

Les dispositions complémentaires approuvées par la CRE sur proposition de RTE sont les suivantes :

- en application de l'article R. 335-49 du Code de l'énergie, la méthode de calcul du Prix Unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité ;
- en application de l'article R. 335-7 du Code de l'énergie, 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 ;
- en application de l'article R. 335-63 du Code de l'énergie, les modalités de gestion du registre des Garanties de Capacité.

2.3.2 Description générale du dispositif

Le Mécanisme de Capacité consiste en une obligation pour les Fournisseurs, mais aussi pour 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 le présent Texte 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 ou, dans le cas d'une Capacité d'Interconnexion Régulée, RTE signe une Déclaration de Certification. Le volume de Garanties de Capacité attribué par RTE à l'issue du processus de certification reflète l'apport des Capacités concernées 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 attribué par RTE doit être compatible avec le Tunnel de Certification, déterminé pour chaque filière, et défini à l'article 7.3.2 des Règles. 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 qui est transmis à la CRE.

Ce dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les Parties. Des sessions de marché organisé sont mises en place, selon des règles définies par une ou des bourses tierces (à la date d'entrée en vigueur de l'Arrêté Modificatif : a minima EPEX SPOT) : elles permettent de favoriser la liquidité du marché et l'émergence de signaux de prix. Les modalités d'organisation des sessions de marché organisé ne font pas partie des Règles, et relève de la compétence d'Opérateurs désignés de marchés organisés. Le nombre de sessions de marché organisées pour une Année de Livraison AL donnée, en AL-4, AL-3, AL-2 et AL-1, est défini par le Texte.

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 donner aux Parties la prévisibilité nécessaire à l'exécution de leurs obligations, et pour assurer le bon fonctionnement du marché et des échanges.

2.3.2.1 Volet « Obligation »

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

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

Des dispositions spécifiques pour les Fournisseurs Acteurs Intégrés au sens du Texte prévoient la transmission d'informations à la CRE sur la répercussion des coûts associés au Mécanisme de Capacité.

2.3.2.2 Volet « Certification »

Le volet « Certification » 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 et de dérogation au Tunnel de Certification. La méthodologie de calcul du Niveau de Capacité Certifié, la méthodologie de calcul du Niveau de Capacité effectif et la méthodologie de calcul du Tunnel de Certification sont décrites à l'Annexe B) des Règles.

Les Exploitants de Capacités de Production, d'Effacement et d'Interconnexion Dérogatoire ayant signé un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité 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 des présentes 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, ou à la signature d'une Déclaration par RTE pour les Capacités d'Interconnexion Régulées.

Le Niveau de Capacité Certifié est déterminé par une méthode basée sur le réalisé, par une méthode normative, la méthode de certification basée sur la contribution de l'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement ou la méthode de certification basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité.

Pour les Demandes de Certification relevant de Capacités Certifiées par le biais de la méthode basée sur le réalisé, un Tunnel de Certification s'applique (article7.3.2). 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 avant la délivrance de Garanties 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 Certifié de la Capacité objet du rééquilibrage. Le rééquilibrage de ladite Capacité donne lieu à l'émission d'un nouveau Contrat de Certification ou d'une nouvelle Déclaration de Certification le cas échéant, 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 fixation des prix permettant le calcul des Règlements financiers et l'articulation temporelle des règlements financiers pour les RPC et pour les Acteurs Obligés. 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 sont décrites à l'Annexe C) des Règles.

RTE procède au calcul de l'Ecart des Acteurs Obligés. Les Acteurs Obligés n'ayant pas rempli leur Obligation sont redevables d'un règlement financier associé à l'Ecart dont le montant est mis à disposition des acteurs par RTE.

A l'issue de la Période de Livraison, RTE calcule les Ecarts 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'Ecart du RPC et au règlement financier relatif aux rééquilibrages 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 « Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité

français»

Le Volet Participation des Capacités d'Interconnexion au Mécanisme De Capacité français décrit les modalités d'allocation des Tickets d'Accès, les modalités de fonctionnement des Fonds de gestion des revenus de l'Interconnexion ainsi que les modalités de participation des interconnexions dérogatoires. Les modalités de calcul des revenus des Interconnexions en procédure Approfondie sont décrites à l'Annexe D).

Conformément à la décision de la Commission européenne, les Règles du mécanisme de capacité prévoient la prise en compte explicite dès 2019 de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

Pour ce faire, deux procédures sont prévues par le cadre règlementaire :

- la **Procédure Approfondie** consiste en la certification de Capacités de Production et d'Effacement Transfrontalières et repose sur la signature d'une convention de coopération entre RTE et le GRT Transfrontalier**.** RTE détermine le niveau global par frontière de la contribution des capacités transfrontalières à la réduction du risque de défaillance en France et alloue lors d'enchères un niveau équivalent de Tickets d'Accès au Mécanisme de Capacité Français. Les capacités transfrontalières ayant acquis des Tickets d'Accès peuvent se faire certifier selon des modalités précisées dans la Convention RTE-GRT Transfrontalier et pourront valoriser leurs Garanties de Capacité au même titre qu'une capacité située en France métropolitaine continentale.
- La **procédure simplifiée** consiste en la certification des capacités d'Interconnexion par le gestionnaire d'Interconnexion et s'applique en l'absence de convention de coopération. Le volet « Certification » détaille les modalités de certification des interconnexions.

Les Règles détaillent les modalités de partage de revenu entre RTE, les Interconnexions Dérogatoires et les GRT Transfrontaliers le cas échéant.

2.3.2.5 Volet « Appel d'Offres Long Terme »

Le Volet « Appel d'Offres Long Terme » décrit l'articulation temporelle de l'AOLT, précise les modalités de sélection des offres et explicite le fonctionnement des règlements financiers spécifiques à l'AOLT.

Conformément à la décision d'approbation de la Commission européenne, les Règles prévoient l'organisation d'appels d'offres long terme (AOLT) pour les nouvelles capacités ne bénéficiant d'aucun autre mécanisme de soutien. Les Règles précisent le calendrier de l'appel d'offres, les modalités générales de l'appel d'offres, lesquelles seront complétées par le Cahier des Charges AOLT, et les modalités de fonctionnement du contrat pour différence, lesquelles seront complétées par le Contrat AOLT. Le Ministre chargé de l'énergie organisera, si un bénéfice est identifié pour la collectivité, quatre appels d'offres en 2019 puis un appel d'offres par an.

RTE propose à la CRE et au Ministre chargé de l'énergie un projet de courbe de demande administrée qui reflète le bénéfice pour la collectivité associé à l'introduction de nouvelles capacités dans le système électrique français. Une fois approuvée, la courbe de demande administrée permet de sélectionner des offres pertinentes pour la collectivité selon des modalités précisées dans le Cahier des Charges AOLT.

Les capacités Lauréates retenues à l'issue d'un appel d'offres s'engagent à signer avec RTE un contrat pour différence d'une durée de 7 ans, qui rémunère le nouvel exploitant de capacité à hauteur de la différence entre le prix qu'il a obtenu à l'issue de l'appel d'offres et un prix de référence marché, si cette valeur est positive ; si cette valeur est négative, le nouvel exploitant doit verser cette somme sur le fonds du dispositif.

2.3.2.6 Volet « Echanges et registres »

Le volet « Echanges et registres » définit les modalités d'échange des Garanties de Capacité et le fonctionnement des 4 registres : le registre des Capacités Certifiées, le registre des Garanties de Capacité, le registre de Ticket d'Accès 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 quatre registres, conformément aux dispositions des articles R335-58 et suivants du Code de l'énergie.

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 un 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 Cessions de Garanties de Capacité peuvent être associées à un prix (« Transaction de Garanties de Capacité ») ou non (« Transfert de Garanties de Capacité »), selon des modalités définies dans le Texte. En particulier, les Cessions internes relatives à un Acteur Intégré sont associées à un prix.

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.

Un Ticket d'Accès au Mécanisme de Capacité est un instrument fongible par Frontière et dématérialisé. Seuls les Exploitants Transfrontaliers ayant signé un Contrat de Pré-Certification peuvent acquérir des Tickets d'Accès. Après la dernière enchère d'allocation de Tickets d'Accès, RTE détruit les Tickets d'Accès invendus ou restitués après la Date Limite de restitution des Tickets d'Accès et les convertit en un montant équivalent de Garanties de Capacité.

Chaque Ticket d'Accès n'est valable que pour une Année de Livraison et une Frontière. C'est l'inscription sur un compte dans le registre de Ticket d'Accès qui assure la propriété du Ticket d'Accès. Le registre des Tickets d'Accès comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, restitution et de destruction de Tickets d'Accès.

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 de Capacité. La déclaration des informations de ce registre est obligatoire.

2.3.2.7 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 la certification et de l'Obligation de Capacité, 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 et des Dispositions Complémentaires

3.1.1 Entrée en vigueur

Les Règles sont opposables à l'ensemble des Parties dont les Acteurs Obligés, les Exploitants de Capacité et les GR 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 prévalence

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.

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 et au GR concerné le transfert de l'Obligation. Par la conclusion de ce contrat de transfert d'Obligation, le Consommateur Final ou l'Acheteur de Pertes se voit transférer l'ensemble des responsabilités relatives à l'Obligation de Capacité, et notamment (mais pas uniquement) les responsabilités 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 responsabilités relatives au Règlement des Ecarts.

En particulier, si un contrat de droit privé entre un Consommateur ou un Acheteur de Pertes et un Fournisseur prévoit que le Consommateur ou l'Acheteur de pertes puisse refuser la proposition commerciale faite par le Fournisseur et devenir Consommateur Obligé, alors le Fournisseur est réputé avoir accepté le transfert d'Obligation si le Consommateur ou l'Acheteur de Pertes a refusé la proposition.

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 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, seul un Consommateur Obligé au sens de l'article L. 335-1 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 et au GR concerné 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 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, d'Effacement et les Gestionnaires d'Interconnexion 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 R. 335-1 du Code de l'énergie, le RPC est la personne morale tenue pour responsable des engagements pris par les Exploitants des Capacités dans son Périmètre de Certification, 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 et au règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC, dont les modalités de calcul et de facturation sont précisées par les présentes Règles.

Un Responsable de Périmètre de Certification est une personne morale ayant conclu un contrat RPC-RTE ou RTE dans le cas où RTE signe une déclaration dédiée.

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.

Toute disposition dont les Règles prévoient qu'elles sont approuvées selon les modalités de révision prévues par l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie est soumise à l'avis de la Commission de Régulation de l'énergie. Ces propositions de révision sont approuvées si le Ministre en charge de l'énergie ne s'oppose pas aux modifications proposées dans un délai d'un Mois après la publication de l'avis de la Commission de Régulation de l'Energie. Ces dispositions entrent en vigueur le lendemain de cette approbation implicite.

Pour les dispositions dont les modalités d'approbation ne sont pas couvertes par l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'Energie, 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 de l'arrêté 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 Modalités de révision des Dispositions Complémentaires

3.2.2.1 Révision à l'initiative de RTE

RTE peut à tout moment procéder à un changement des 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 modifiées 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 précisée 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 dans les meilleurs délais aux Parties et à la CRE 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 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 modifiées 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 précisée 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 des articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.

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 aux nouvelles 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 pas 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 mise à disposition sur le portail RTE ;
- 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 Code de l'énergie. Ces informations commercialement sensibles sont utilisées par RTE et les GRD dans le strict respect du présent Texte et des articles R. 111-26 à R. 111-30.

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 les articles R. 111-26 à R. 111-30 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'il 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. Il 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, il 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. Il se porte fort du respect de cette obligation par ses salariés, les sous-traitants et toute personne physique ou morale qu'il 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 qui pourraient résulter d'une mauvaise 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 du présent Texte, des Contrats ou des Conventions.

Ces principes généraux de responsabilité, et en particulier la gestion des réclamations et, le cas échéant, le partage des responsabilités entre les Parties, 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 mauvaise exécution du présent Texte, des Contrats et des 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 cas échéant, le partage des responsabilités entre les Parties, 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 mauvaise exécution du 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.

3.5.5 Principes généraux s'appliquant au volet « Participation des Capacités d'Interconnexion au Mécanisme de Capacité français »

RTE n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du présent Texte, des Contrats et des Conventions pris en application du présent Texte, notamment pour le partage des revenus des Interconnexion en cas d'application de la Procédure approfondie.

RTE 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 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.

3.5.6 Principes généraux s'appliquant au volet « Appel d'Offres Long Terme »

RTE n'est responsable que des dommages directs et certains qui pourraient résulter d'une mauvaise exécution du présent Texte, des Contrats et des Conventions pris en application du présent Texte, notamment vis-à-vis de l'organisation opérationnelle de l'Appel d'Offres Long Terme.

RTE 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 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 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 Parties 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, le CoRDIS 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 A 2026

Afin d'assurer le bon démarrage du Mécanisme de Capacité, des dispositions transitoires, dérogeant aux Règles pérennes et aux Dispositions Complémentaires pérennes du Mécanisme de Capacité décrites dans les autres parties du Texte, sont prévues pour les Années de Livraison 2017 à 2026.

4.1 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2017

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

Pour l'année de livraison 2017, la Date limite de Notification de l'Obligation estimée est le 31 mars 2019.

4.1.2 Calcul de coefficient de Calage du Gradient Profilé

Pour l'Année de Livraison 2017 le coefficient de Calage du Gradient Profilé est calculé selon la méthode suivante.

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

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

Avec :

- $\{AO\}$: l'ensemble des Acteurs Obligés dont le Périmètre contient des Sites profilés tels que définis à l'article A.2.
- $GradientTotalProfilélissé\ [j,h]$: 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 4.1.2.
- $GradientProfilé_{AO}[j,h]$: 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 A.3.3.3

4.1.2.1 Calcul du Gradient total profilé lissé

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

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

Le Gradient total profilé d'une Année AX, $GradientTotalProfilé_{AX}$, est calculé conformément à la méthode de calcul de l'**Annexe E**) appliquée au couple de chroniques de puissance et de température suivant :

- la chronique de puissance à Pas Demi Horaire sur l'Année AX est la somme des chroniques de consommation constatée de l'ensemble des Sites Profilés définies par la CRE conformément à l'article A.3.3.2.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année AX, calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

4.2 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2018

4.2.1 Méthode de Calcul du coefficient de Calage du Gradient Profilé

Pour l'année de livraison 2018 le coefficient de Calage du Gradient Profilé est calculé selon la méthode décrite à l'article 4.1.2.

4.2.2 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat

Pour l'Année de Livraison 2022, les Capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime de certification dérogatoire et se certifient selon la méthode basée sur le réalisé.

4.3 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2019

4.3.1 Calcul de coefficient de Calage du Gradient Profilé

Pour l'année de livraison 2019 le coefficient de Calage du Gradient Profilé est calculé selon la méthode décrite à l'article 4.1.2.

4.3.2 Modification de la Constitution d'une Capacité d'Effacement

Pour l'Année de Livraison 2019, l'ajout après le 31 octobre 2018 de Sites non-Certifiés avant la date du 31 octobre 2018 à une EDC d'Effacement en Service est interdit.

4.3.3 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat

Pour l'Année de Livraison 2019, les Capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime de certification dérogatoire et se certifient selon la méthode basée sur le réalisé.

4.3.4 Volet « Appel d'Offres Long Terme »

Le Ministre chargé de l'Energie organise avant le 31 octobre 2019 des Appels d'Offres Long Terme pour les nouvelles capacités qui portent sur les Périodes de Sécurisation AOLT suivantes :

- Du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2026,
- Du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2027,
- Du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2028.

La Période de Contractualisation AOLT pour les Lauréats de ces appels d'offres démarre à la signature du Contrat AOLT par les Lauréats et RTE et s'achève par la rupture du Contrat AOLT selon des modalités définies dans le Contrat AOLT ou au plus tard à la fin de la Période de Sécurisation AOLT.

Pour l'appel d'offres couvrant la Période de Sécurisation AOLT 2020-2026, le Prix de Référence Initial permettant de normaliser la courbe de demande administrée modélisée est calculé comme suit :

$$PRI = \frac{\sum_{i=0}^{3} \alpha_{2023-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} P^*(k, AL-i) \times V^*(k, AL-i)}{\sum_{i=0}^{2} \alpha_{AL-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} V^*(k, AL-i)}$$

Avec :

- $\alpha_{2020} = \alpha_{2021} = \alpha_{2022} = \alpha_{2023} = 0{,}5$
- $P^*(k, AL-i)$ le prix (en €/MW) issu de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.
- $V^*(k, AL-i)$ le volume (en MW) retenu à l'issue de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.

Pour l'appel d'offres couvrant la Période de Sécurisation AOLT 2021-2027, le Prix de Référence Initial permettant de normaliser la courbe de demande administrée modélisée est calculé comme suit :

$$PRI = \frac{\sum_{i=0}^{3} \alpha_{2023-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} P^*(k, AL-i) \times V^*(k, AL-i)}{\sum_{i=0}^{2} \alpha_{AL-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} V^*(k, AL-i)}$$

Avec :

- $\alpha_{2021} = \alpha_{2022} = \alpha_{2023} = 0{,}5$ et $\alpha_{2020} = 0{,}25$
- $P^*(k, AL-i)$ le prix (en €/MW) issu de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.
- $V^*(k, AL-i)$ le volume (en MW) retenu à l'issue de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.

Pour l'appel d'offres couvrant la Période de Sécurisation AOLT 2022-2028, le Prix de Référence Initial permettant de normaliser la courbe de demande administrée modélisée est calculé comme suit :

$$PRI = \frac{\sum_{i=0}^{3} \alpha_{2023-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} P^*(k, AL-i) \times V^*(k, AL-i)}{\sum_{i=0}^{2} \alpha_{AL-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} V^*(k, AL-i)}$$

Avec :

- $\alpha_{2022} = \alpha_{2023} = 0{,}5$ et $\alpha_{2020} = \alpha_{2021} = 0{,}25$

- $P^*(k, AL-i)$ le prix (en €/MW) issu de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.
- $V^*(k, AL-i)$ le volume (en MW) retenu à l'issue de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.

4.4 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2020

4.4.1 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat

Pour l'Année de Livraison 2020, les Capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime de certification dérogatoire et se certifient selon la méthode basée sur le réalisé.

4.4.2 Date Limite de Demande de Certification pour les Capacités d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2020 entre le 1er juillet 2019 et le 31 octobre 2019.

4.4.3 Volet Echanges et Registres

4.4.3.1 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2020, la Période d'Echanges commence le 10 mars 2019.

4.4.3.2 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 11.1.1) réalisées avant l'Année de Livraison est au moins égal à 6.

4.4.4 Volet Appel d'Offres Long Terme

Pour l'Année de Livraison 2020, la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération est le 30 juin 2021.

4.4.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français

4.4.5.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2020 est le 30 juin 2019.

4.4.5.2 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation

La Date Limite de Signature d'un Accord de Participation d'un Interconnexion Dérogatoire pour l'Année de Livraison 2020 est un Mois après la publication de l'Arrêté définissant les Règles du Mécanisme de Capacité.

4.4.5.3 Validité d'un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire

Un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire, prenant effet à partir de l'Année de Livraison 2020, est appliqué pour les Années de Livraison 2020 à 2026 même en cas de changement de la Procédure de Participation Transfrontalière appliquée à la Frontière concernée.

4.4.5.4 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment

- La Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- Le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

4.5 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2021

4.5.1 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat

Pour l'Année de Livraison 2021, les Capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime de certification dérogatoire et se certifient selon la méthode basée sur le réalisé.

4.5.2 Date Limite de Certification des Capacités d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2021 entre le 1er juillet 2020 et le 31 octobre 2020.

4.5.3 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2021, la Période d'Echanges commence le 1er mars 2020.

La date de début des échanges pour l'Année de Livraison 2021 pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

4.5.4 Volet Appel d'Offres Long Terme

Pour l'Année de Livraison 2021, la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération est le 30 juin 2021.

4.5.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français

4.5.5.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2021 est le 30 juin 2020.

4.5.5.2 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation

La Date Limite de Signature d'un Accord de Participation d'un Interconnexion Dérogatoire pour l'Année de Livraison 2021 est un Mois après l'approbation des présentes Règles par le ministre chargé de l'énergie.

4.5.5.3 Validité d'un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire

Un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire prenant effet à partir de l'Année de Livraison 2021 est appliqué pour les Années de Livraison 2021 à 2026 même en cas de changement de la Procédure de Participation Transfrontalière appliquée à la Frontière concernée.

4.5.5.4 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment

- La Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- Le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

4.6 Dispositions transitoires relatives à l'Année de Livraison 2022

4.6.1 Révision de la Puissance Moyenne Seuil applicable à partir de l'Année de Livraison 2022

RTE en consultation avec les GRD, pourra proposer une modification de la Puissance Moyenne Seuil selon les modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

Le cas échéant, si cette évolution est approuvée avant le 31 décembre 2020, cette modification sera applicable à partir de l'Année de Livraison 2022.

4.6.2 Date Limite de Certification pour les EDC d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2022 entre le 16 janvier 2021 et le 31 juillet 2021.

4.6.3 Régime de Certification pour les Capacités sous Obligation d'Achat

Pour l'Année de Livraison 2022, les Capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime de certification dérogatoire et se certifient selon la méthode basée sur le réalisé.

4.6.4 Date de début de la Période d'Echanges

Pour l'Année de Livraison 2022, la Période d'Echanges commence le 30 juin 2020.
La date de début des échanges pour l'Année de Livraison 2022 pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.Dates Limites de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier et d'un Accord de Participation
Pour l'Année de Livraison 2022, la Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier est le 15 janvier 2021.
Pour l'Année de Livraison 2022, la Date Limite de Signature d'un Accord de Participation est 1 Mois après la publication de l'Arrêté définissant les Règles du Mécanisme de Capacité.

4.6.5 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français

4.6.5.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2022 est le 15 janvier 2021.

4.6.5.2 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation

La Date Limite de Signature d'un Accord de Participation d'un Interconnexion Dérogatoire pour l'Année de Livraison 2022 est un Mois après l'approbation des présentes Règles par le ministre chargé de l'énergie.

4.6.5.3 Validité d'un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire

Un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire prenant effet à partir de l'Année de Livraison 2022 est appliqué pour les Années de Livraison 2022 à 2026 même en cas de changement de la Procédure de Participation Transfrontalière appliquée à la Frontière concernée.

4.6.5.4 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment

- la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

4.7 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2023

4.7.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2023 entre le 16 janvier 2021 et le 31 juillet 2021.

4.7.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français

4.7.2.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2023 est le 15 janvier 2021

4.7.2.2 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation

La Date Limite de Signature d'un Accord de Participation d'un Interconnexion Dérogatoire pour l'Année de Livraison 2023 est un Mois après l'approbation des présentes Règles par le ministre chargé de l'énergie.

4.7.2.3 Validité d'un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire

Un Accord de Participation signé par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire prenant effet à partir de l'Année de Livraison 2023 est applicable pour les Années de Livraison 2023 à 2026 même en cas de changement de la Procédure de Participation Transfrontalière appliquée à la Frontière concernée.

4.7.2.4 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment :

- la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

4.8 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2024

4.8.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2023 entre le 16 janvier 2022 et le 31 juillet 2022.

4.8.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français.

4.8.2.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2024 est le 15 janvier 2022.

4.8.2.2 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment :

- la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

4.9 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2025

4.9.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison 2023 entre le 16 janvier 2022 et le 31 juillet 2022.

4.9.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français.

4.9.2.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2025 est le 15 janvier 2022.

4.9.2.2 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment

- la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4

4.10 Dispositions transitoires relatives à l'année de livraison 2026

4.10.1 Date Limite de Certification des EDC d'Interconnexion

La date de début de demande de Certification ou de Déclaration de Certification d'une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié au titre de l'Année de Livraison 2026 est le 16 janvier 2022.

4.10.2 Volet Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français.

4.10.2.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de signature définie pour la signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour l'application de la Procédure Approfondie conformément à l'article 9.1 pour l'Année de Livraison 2024 est le 15 janvier 2022.

4.10.2.2 Dispositions Transitoires de la Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Convention RTE-GRT Transfrontalier prévoit le cas échéant des dispositions transitoires fixant notamment

- la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès quand celle-ci ne peut avoir lieu en AL-4 ;
- le nombre d'enchères organisées quand la première enchère ne peut avoir lieu en AL-4.

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 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 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 Mise à Disposition de l'Obligation estimée par les Gestionnaires de Réseau

La date limite de Mise à Disposition 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 Mise à Disposition de l'Obligation

La date limite de Mise à Disposition 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.

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.

5.3.4 Date limite de Mise à Disposition du NCE estimé par les Gestionnaires de Réseau

La date limite de Mise à Disposition du NCE estimé est le 30 juin AL+1.

5.3.5 Date limite de Mise à Disposition du NCE

La date limite de Mise à Disposition du NCE est le 1er mars AL+3.

5.4 Dates du volet « Règlements financiers »

5.4.1 Date limite de Mise à Disposition du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés et des RPC

La date limite de Mise à Disposition du règlement financier relatif aux rééquilibrages en Capacité des Acteurs Obligés et des RPC au titre de l'Année de Livraison AL est le 20 mars de l'Année AL+3.

5.4.2 Date limite des règlements financiers versés par les Acteurs Obligés et les RPC

La date limite des règlements financiers versés par les Acteurs Obligés et les RPC au titre de l'Année de Livraison AL est le 20 avril de l'Année AL+3.

5.4.3 Date limite de recouvrement des Acteurs Obligés et des RPC

La date limite de recouvrement des Acteurs Obligés et des RPC au titre de l'Année de Livraison AL est le 20 juin de l'Année AL+3.

5.5 Dates du Volet « Participation des Capacités d'Interconnexion Au Mécanisme De Capacité français»

5.5.1 Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier

La Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier pour une Année de Livraison AL est le 1er mai AL-5.

5.5.2 Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès

La Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès d'une Année de Livraison AL est le 30 septembre AL-4.

5.5.3 Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès

La Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès d'une Année de Livraison AL est le 30 juin AL-1.

5.5.4 Date Limite de seconde allocation des Tickets d'Accès

La Date Limite de seconde allocation des Tickets d'Accès d'une Année de Livraison AL est le 30 septembre AL-1.

5.5.5 Date Limite de calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion

La Date Limite de calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion d'une Année de Livraison AL est le 31 juillet AL+1.

5.5.6 Date Limite de partage du Fonds

La Date Limite de partage du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion est le 30 novembre de chaque année.

5.5.7 Date Limite de Signature d'un Accord de Participation

La Date Limite de Signature d'un Accord de Participation pour une Interconnexion Dérogatoire pour une participation pendant l'Année de Livraison AL est fixée au 1er juin AL-5.

5.6 Dates du Volet « Appel d'Offres Long Terme »

5.6.1 Date de Clôture de l'appel d'offres

La Date de Clôture de l'appel d'offres est précisée dans le Cahier des Charges AOLT.

5.6.2 Date Limite pour Transmettre le Dossier d'Eligibilité AOLT

La Date Limite pour transmettre le Dossier d'Eligibilité AOLT est un Mois avant la Date de Clôture de l'appel d'offres.

5.6.3 Date Limite de Notification du Complément de Rémunération

La Date Limite de Notification du Complément de Rémunération au titre d'une Année de Livraison AL est le 20 décembre AL-1.

6 VOLET OBLIGATION

6.1 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, dont les GR sont chargés de faire évoluer la constitution.

Les Sites de Soutirage associés à un Périmètre Acteur Obligé et raccordés à un même GR constituent un Sous-Périmètre d'Acteur Obligé.

6.1.1 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.

6.1.1.1 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 ces Fournisseurs 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 de type Fournisseur 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.

Le contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé et le contrat GRD-Acteur Obligé doivent être signés par l'Acteur Obligé, ou le cas échéant, par son mandataire, au plus tard un mois après la date de prise d'effet du transfert d'Obligation de Capacité.

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.

6.1.1.2 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 transféré 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. Le contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé et le contrat GRD-Acteur Obligé doivent être signés, par l'Acteur Obligé, ou le cas échéant, par son mandataire, au plus tard un mois après la date de prise d'effet du transfert d'Obligation de Capacité.

RTE, en tant qu'Acheteur de Pertes Obligé, signe, en lieu et place du contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé, une lettre d'engagement unilatéral à respecter des dispositions similaires à celles prévues par le contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé.

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

6.1.1.3 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 leur 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. Le contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé et le contrat GRD-Acteur Obligé doivent être signés par l'Acteur Obligé, ou le cas échéant, par son mandataire, au plus tard un mois après la date de prise d'effet du transfert d'Obligation.

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.

6.1.2 Type de Périmètre d'Acteur Obligé

6.1.2.1 Périmètre Fournisseur

Le Périmètre Fournisseur est le référentiel utilisé pour le calcul de la Puissance de Référence du Fournisseur, qui contient l'ensemble 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.

6.1.2.2 Périmètre Consommateur Obligé

Le Périmètre Consommateur Obligé est le référentiel utilisé pour le calcul de la Puissance de Référence du Consommateur Obligé, qui contient l'ensemble des Sites que le Consommateur Obligé rattache à son Périmètre de Consommateur Obligé pour le calcul de son Obligation de Capacité.

6.1.2.3 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 contenir ou non un ou plusieurs Acheteurs de Pertes.

6.1.3 Mandat pour la gestion de l'Obligation de Capacité

Un Acteur Obligé peut mandater un tiers pour:

- tenir à jour le Périmètre d'Acteur Obligé ;
- effectuer tous les échanges relatifs aux contrats d'Acteurs Obligés avec les GR et les signer en son nom ;
- effectuer la déclaration des NEC et vérifier l'attribution des PEB, le cas échéant ;
- transmettre la Pré-Estimation d'Obligation à RTE ;
- recevoir la Notification de l'Obligation et la contester le cas échéant ;
- réaliser une Offre Publique de Vente ;
- s'inscrire et effectuer des transactions sur le registre des Garanties de Capacité en son nom.

Un modèle de mandat de pour la gestion de l'Obligation de Capacité est rendu disponible par RTE.

6.1.4 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.

6.1.4.1 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 signataire 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 signataire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, ne sont pas soumis aux dispositions de l'article 6.1.5.

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.

6.1.4.2 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 du Fournisseur du Site de Soutirage.

Les Notifications de l'article 6.1.5 sont effectuées auprès du GR auquel le Site concerné est raccordé.

6.1.4.2.1 Cas des Consommateurs n'étant pas Consommateurs Obligés

6.1.4.2.1.1 Cas des Consommateurs mono-Fournisseur 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.

6.1.4.2.1.2 Cas des Consommateurs multi-Fournisseurs n'étant pas Consommateurs Obligés

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 entièrement responsables de la couverture de l'Obligation de Capacité liée à la part de consommation d'énergie du Consommateur pour laquelle ils sont responsables dans le cadre de leur contrat de fourniture avec le Site.

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 qui n'est pas celui au Périmètre duquel il est rattaché, il le signale à RTE : c'est au Consommateur d'apporter la preuve contractuelle de la défaillance de son Fournisseur (par la transmission par exemple de ses contrats de fourniture).

RTE transfère alors au Consommateur, si nécessaire, l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur.

Les clauses contractuelles entre le Consommateur et le Fournisseur concerné couvrent les modalités de transmission des flux financiers associés à cet écart. La gestion financière des écarts entre le Site et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.1.4.2.2 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 ou pour la part d'Obligation de Capacité qui lui a été transférée par un ou plusieurs de ses Fournisseurs éventuels.

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 : c'est au Consommateur d'apporter la preuve contractuelle de la défaillance de son Fournisseur (par la transmission par exemple de ses contrats de fourniture).

RTE transfère alors au Consommateur, si nécessaire, l'information concernant l'écart correspondant à ce défaut dudit Fournisseur.

Les clauses contractuelles entre le Consommateur et le Fournisseur concerné couvrent les modalités de transmission des flux financiers associés à cet écart. La gestion financière des écarts entre le Site et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.1.4.3 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 du Fournisseur de l'Acheteur de Pertes.

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

6.1.4.3.1.1 Cas des Acheteurs de Pertes mono-Fournisseur n'étant pas Acheteurs de Pertes Obligés

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.

6.1.4.3.1.2 Cas des Acheteurs de Pertes multi-Fournisseurs n'étant pas Acheteurs de Pertes Obligés

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 qui n'est pas celui au Périmètre duquel il est rattaché, il le signale à RTE : c'est à l'Acheteur de Pertes d'apporter la preuve contractuelle de la défaillance de son Fournisseur (par la transmission par exemple de ses contrats de fourniture).

RTE transfère alors à l'Acheteur de Pertes, si nécessaire, 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 financière des écarts entre l'Acheteur de Pertes et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.1.4.3.2 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 ou pour la part d'Obligation de Capacité qui lui a été transférée par un ou plusieurs de ses Fournisseurs éventuels.

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 de l'Acheteur de Pertes 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 : c'est à l'Acheteur de Pertes d'apporter la preuve contractuelle de la défaillance de son Fournisseur (par la transmission par exemple de ses contrats de fourniture).

RTE transfère alors à l'Acheteur de Pertes, si nécessaire, 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 financière des écarts entre l'Acheteur de Pertes et l'ensemble de ses Fournisseurs est gérée par l'intermédiaire de clauses contractuelles de droit privé.

6.1.5 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

6.1.5.1 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 mis à disposition par RTE 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 mis à disposition par RTE 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 ou la déclaration de rattachement.

6.1.5.2 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 mis à disposition par RTE 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.

6.1.5.3 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 mis à disposition par RTE et 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.

6.1.6 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

6.1.6.1 Rattachement d'un Acheteur de Pertes à un Périmètre d'Acteur Obligé

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 mis à disposition par RTE 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 à RTE 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 mis à disposition par RTE 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 ou la déclaration de rattachement.
  - La Notification auprès de RTE est effectuée au plus tard 1 Mois après la date de rattachement mentionnée dans l'accord ou la déclaration de rattachement.

6.1.6.2 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 mis à disposition par RTE 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 concerné par le Changement de Périmètre, ainsi que la date à laquelle ce retrait prend effet.

6.1.6.3 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 mis à disposition par RTE et 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.

6.1.6.4 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 un document mis à disposition par RTE 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.

6.1.7 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.

A défaut d'un rattachement au Périmètre d'un Acteur Obligé dans un délai d'un Mois après ces rappels, le GR concerné en informe la CRE et demande au Responsable d'Equilibre du site, tel que défini au chapitre A des Règles RE-MA, de lui communiquer l'identité de son Fournisseur principal en volume d'énergie approvisionnée. Le cas échéant, il en informe également RTE. Le Responsable d'Equilibre communique cette information au GR concerné, et RTE le cas échéant, sous un Mois.

Le GR concerné Notifie ensuite au Site et à ce Fournisseur que le site intégrera par défaut son Périmètre Fournisseur. En l'absence de contestation de l'une des parties dans un délai d'un Mois, le site est intégré au Périmètre du Fournisseur considéré.

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

Au plus tard 3 Mois après le début de la Période de Livraison, chaque GR Notifie aux Acteurs Obligés de type Fournisseur ou de type Consommateur Obligé, ou le cas échéant à leur mandataire, le Périmètre qui leur est attribué, et RTE Notifie aux Acteurs Obligés de type Acheteur de Pertes Obligé, ou le cas échéant à leur mandataire, le Périmètre qui leur est attribué.

Sur demande de l'Acteur Obligé ou le cas échéant de son mandataire, un GR informe l'Acteur Obligé, ou le cas échéant son mandataire, de la constitution de son Périmètre.

6.1.9 Programme d'Echange de Bloc et Notification entre Périmètres d'Acteurs Obligés

6.1.9.1.1 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. Suite à une demande de RTE, le Responsable d'Equilibre communique à RTE sous deux mois l'attribution des PEB RE-Site.

6.1.9.1.2 Transfert de consommation d'un Site de Soutirage au Périmètre d'un Acteur Obligé

Un Acteur Obligé, ou le cas échéant son mandataire, 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 ou le cas échéant son mandataire 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.

6.2 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, ou le cas échéant son mandataire, 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 peut être effectuée au choix :

- Via des outils spécifiques mis en place par RTE, selon des modalités précisées sur le site Internet de RTE.
- Via les propres outils d'estimation de l'Acteur Obligé concerné, ou le cas échéant, de son mandataire. Dans ce cas, l'Acteur Obligé ou le cas échéant son mandataire 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, ou le cas échéant, par leur mandataire.

RTE publie, 1 Mois avant le Début de la Période de Livraison de l'Année AL, la somme de toutes les pré-estimations d'Obligation transmises par les Acteurs Obligés ou le cas échéant par leur mandataire. RTE publie également le nom des Acteurs Obligés qui n'ont pas transmis le montant de leur pré-estimation d'Obligation dans les délais précisés ci-dessus.

Pour chaque Année de Livraison, la Commission de Régulation de l'Energie publie dès que possible un indicateur de fiabilité sur les pré-estimations d'Obligation publiées.

6.3 Calcul de l'Obligation de Capacité

6.3.1 Méthodologie de calcul de l'Obligation de Capacité

La méthodologie de calcul de l'Obligation de Capacité est détaillée dans l'Annexe A.3 des Règles.

6.3.2 Modalités simplifiées pour le calcul de la Puissance de référence pour la fourniture des Pertes

Un GR peut appliquer cette disposition simplifiée pour le calcul de la Puissance de Référence dans le cas où la fourniture des pertes est effectuée pour tout ou partie par un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé sur demande de l'Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé.

La méthodologie de calcul afférente à l'application cette disposition simplifiée est détaillée à l'article A.3.4.7.

En cas d'application de cette disposition simplifiée, un audit peut être effectué sur la justesse du calcul des Puissances de Référence qui sont affectées aux Acteurs Obligés de type Fournisseur, à la demande de ces derniers. 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.

6.3.3 Dispositions simplifiées pour le calcul de l'Obligation

Un GRD peut appliquer, au plus tard 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.

6.3.3.1 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. La méthode de calcul appliquée la puissance de référence est détaillée à l'article A.3.5.1 des Règles.

6.3.3.2 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 cette disposition simplifiée. La demande d'application de cette disposition simplifiée est effectuée lors de la signature de la Convention RTE-GRD liée à l'Obligation de Capacité et s'accompagne de la désignation de l'Acteur Obligé fournisseur du Tarif Réglementé de Vente comme Acteur Obligé bouclant. La méthode de calcul appliquée la puissance de référence est détaillée à l'article A.3.5.2.

6.3.3.3 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 de Capacité, 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.

6.3.4 Méthode de calcul de l'Obligation estimée d'un Acteur Obligé par les GR et Mise à Disposition 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 Mise à Disposition de l'Obligation Estimée, les Puissances de Référence Estimées, par Acteur Obligé pour les Clients finals raccordés à son réseau.

RTE Met à Disposition des Acteurs Obligés le montant de l'Obligation estimée par les GR pour une Année de Livraison AL conformément à l'article 5.2.2.

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

6.4 Mise à Disposition de l'Obligation

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

Chaque GRD transmet à RTE, 1 Mois avant la date de Mise à Disposition 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 A.3.

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

- de la méthode de calcul de l'Obligation de Capacité décrite à l'article A.3;
- du Périmètre de l'Acteur Obligé du GRD en question, géré conformément à l'article 6.1.

Les modalités et délais de transmissions des données sont complétés par la Convention d'échange de données entre RTE et les GRD pour le calcul de l'Obligation. Cette Convention est approuvée par la CRE conformément aux dispositions de l'article R. 335-5 du Code de l'énergie.

6.4.2 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.

6.4.3 Mise à disposition de l'Obligation par RTE à l'Acteur Obligé

RTE met à disposition de chaque Acteur Obligé, ou le cas échéant de son mandataire, et avant la date limite de Mise à Disposition de l'Obligation de l'Année de Livraison AL, le montant de l'Obligation ainsi calculé.

Les éléments mis à disposition précisent notamment les Puissances de Références par Acteur Obligé, par GR, transmis dans le cadre de l'article 6.4.1 et de la Convention entre RTE et les GRD pour le calcul de l'Obligation

6.4.4 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 contesté, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

L'Acteur Obligé, ou le cas échéant son mandataire, 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 Mise à Disposition de l'Obligation.

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

RTE formule 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 corrige 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.

6.5 Offre publique de vente

6.5.1 Responsabilités

Un Acteur Obligé dont l'Excédent Global de Garanties est strictement supérieur à zéro à la date limite de Mise à Disposition 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.

6.5.2 Dates

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

6.5.3 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.

6.5.4 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 le cas échéant par son mandataire, 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.

6.6 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, dont la fourniture annuelle en Consommateurs Finals sur le territoire français métropolitain est supérieure à 1 TWh et qui compte plus de 5 consommateurs qui n'appartiennent pas à des sociétés du même groupe de sociétés, 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. Un groupe de sociétés s'entend comme un ensemble constitué de plusieurs sociétés, ayant chacune une existence juridique propre, unies entre elles par des liens, notamment capitalistiques, en vertu desquels l'une d'entre elles, dite société mère, exerce un contrôle sur les autres, au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce.

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.

6.7 Modalités de recouvrement des frais relatifs au calcul de l'Obligation

Les frais exposés par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité pour le calcul et les transmissions de données liés à la puissance de référence sont à la charge des acteurs obligés. Leurs modalités de recouvrement et leur niveau sont approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport français et des gestionnaires publics de distribution, en application de l'article R 335-7 du Code de l'énergie.

6.8 Retour d’expérience sur la couverture des Acteurs Obligés

La Commission de Régulation de l’Energie publie en 2021 une analyse sur le rythme des Couverture des Acteurs Obligés dans le cadre du Mécanisme de Capacité. Sur la base des résultats de cette étude, la Commission de Régulation de l’Energie pourra émettre des recommandations sur l’évolution du cadre règlementaire relatif à la couverture des Acteurs Obligés.

7 VOLET CERTIFICATION

7.1 Typologie de Capacités et constitution des Entités de Certification

7.1.1 Capacités

7.1.1.1 Principes

Une Capacité peut être de type technique Production, Effacement ou Interconnexion.

Une Capacité peut être de type Capacité Existante. 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.

Une Capacité peut être de type :

- En Service ;
- En Projet.

Une Capacité de Production ou d'Effacement peut être de sous-type localisation :

- Métropolitaine Continentale
- Transfrontalière.

Une Capacité d'Interconnexion peut être de sous-type Approfondie ou Simplifiée.

7.1.1.2 Capacité de Production

7.1.1.2.1 Capacité de Production en Projet

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

Une Capacité de Production en Projet fait l'objet d'un dépôt de garantie lors de la Demande de Certification.

7.1.1.2.2 Capacité de Production En Service

Une Capacité de Production en Service correspond, pour une Année de Livraison donnée, à un 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 ;

- dans le cadre de l'autoconsommation collective telle que définie à l'article L315-2 du Code de l'énergie, le périmètre de fourniture d'électricité couvert par la personne morale liant les membres de l'opération d'autoconsommation collective est assimilé à un à Site d'Injection au sens des Règles.

Une Capacité de Production en Service à une date donnée ne fait pas l'objet d'un dépôt de garantie lors de la Demande de Certification.

7.1.1.3 Capacité d'Effacement

7.1.1.3.1 Capacité d'Effacement En Service

Une Capacité d'Effacement en Service est une EDC d'Effacement constituée d'un ou plusieurs Sites de Soutirage disposant d'un Contrat d'Accès au Réseau Soutirage ou d'un Contrat de Service de Décompte Soutirage, en vigueur pendant l'Année de Livraison concernée.

Les Sites de Soutirage constituant l'EDC en Service sont tous identifiés dans le Contrat de Certification ;

Une Capacité d'Effacement en Service à une date donnée ne fait pas l'objet d'un dépôt de garantie à la date d.

7.1.1.3.1.1 Capacité d'Effacement En Projet

Une Capacité d'Effacement en Projet à une date d donnée est une EDC d'Effacement au sens de l'article 7.1.1.3 et dont les Sites ne sont pas tous identifiés à la date donnée.

Une capacité d'Effacement en Projet à une date d donnée fait l'objet d'un dépôt de garantie lors de la Demande de Certification.

7.1.2 Entité de Certification

7.1.2.1 Notion d'Entité de Certification

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

Une EDC est référencée par le GRT. Selon que l'EDC soit composée de Sites de Soutirage, Sites de Production ou Interconnexion, une EDC peut être respectivement de type Effacement, Production ou Interconnexion.

7.1.2.2 Constitution d'une EDC

Une EDC est constituée de Capacités de Production ou de Sites de Soutirages ou d'une Interconnexion.

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

7.1.2.3 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 ou l'Interconnexionqui 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
- sa localisation (Frontière pour les EDC d'Interconnexion et Métropolitaine continentale ou Transfrontalière pour les Capacités de Production et d'Effacement).

7.1.2.4 Type Technique d'une EDC

Une EDC est de type technique Effacement, Production ou Interconnexion.

Une EDC d'Effacement est constituée d'un 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 d'Interconnexion est composée d'une Interconnexion.

Une EDC de Production peut être 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 de Production ou d'Effacement 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.

Une EDC de type Interconnexion est de sous-type Simplifié ou Approfondi.

7.1.2.5 Filière

Une EDC est notamment caractérisée par sa Filière.

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

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

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 ;
- batterie ;
- tourbe.

La liste des Filières peut être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

7.1.2.6 Titulaire de l'EDC

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

Le Titulaire de l'EDC est l'Exploitant des Sites constituant la Capacité ou son mandataire ou le Gestionnaire d'Interconnexion le cas échéant.

7.1.2.7 Rattachement au Périmètre de Certification

Toute EDC est rattachée au Périmètre de Certification d'un RPC. La preuve de ce rattachement est apportée par l'attestation de la signature d'un contrat cosigné par l'Exploitant et le RPC fournie avec le dossier de Demande de Certification.

7.1.2.8 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, ou le cas échéant la Déclaration de Certification, dont elle fait l'objet à cette même date. Pour les EDC d'Interconnexion Régulée, l'EDC est caractérisée par les paramètres de certification détaillés dans la Déclaration de Certification.

Pour chaque Année de Livraison, les paramètres de certification d'une EDC de Production ou d'Effacement 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 ou le cas échéant dans la Déclaration de Certification, 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.

7.1.2.9 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 GRD-RTE relative à la certification des Capacités, les paramètres informatifs d'évolution qui leur parviennent par les Titulaires d'EDC.

7.1.2.10 Le Niveau de Capacité Certifié

Le Niveau de Capacité Certifié d'une Capacité est le montant en MW correspondant au montant 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 cas échéant, ou conformément aux paramètres déclarés dans la Déclaration de Certification.

Le Niveau de Capacité Certifié figure dans le Contrat de Certification, ou dans la Déclaration de Certification.

7.1.2.11 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.

7.1.2.12 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 sont précisées à l'article 7.9, selon le type de l'EDC.

7.1.2.13 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) précisées dans le Contrat de Certification ou la Déclaration de Certification le cas échéant ;
- 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 ou sa Déclaration de Certification le cas échéant;
- de l'application de la formule de certification sur les paramètres de certification ainsi collectés, et contrôlés.

7.1.2.14 Méthode de certification

Une EDC est certifiée soit par :

- la méthode de calcul basée sur le réalisé ;
- la méthode normative ;
- la méthode de certification basée sur la contribution de l'Interconnexion à la réduction du risque de défaillance ;
- la méthode de certification sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité.

Une EDC dont les Sites sont soumis au régime générique (article 7.2.1) est certifiée selon la méthode basée sur le réalisé (article B.2.1).

Une EDC dont les Sites sont soumis au régime dérogatoire (article 7.2.2.1) est certifiée par la méthode normative (article B.2.2).

Une EDC d'Interconnexion de sous-type Procédure Simplifiée est certifiée selon la méthode de certification basée sur la contribution de l'Interconnexion à la réduction du risque de défaillance (article B.2.3).

Une EDC d'Interconnexion de sous-type Procédure Approfondie est certifiée selon la méthode de certification basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité (article B.2.4).

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

7.1.2.15 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 ou, le cas échéant, lors de la signature par RTE de la Déclaration de Certification.

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 référence est établi de sorte à :

- identifier le type Production, Effacement ou Interconnexion ;
- 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.
- identifier la localisation de l'EDC

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) ni au régime interconnexion (article 7.2.3) 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 B.2.1).

7.2.2 Régime dérogatoire de certification

7.2.2.1 Capacités soumises et éligibles au régime dérogatoire

Les Capacités soumises au régime dérogatoire de certification sont les Capacités des Filières : solaire, éolien onshore, éolien offshore.

Les Capacités éligibles 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. La Filière Fil de l'eau est éligible au régime dérogatoire. Toute Capacité appartenant à une autre Filière devra justifier le caractère fatal de sa production pour être éligible au régime dérogatoire. Ces Capacités doivent alors en faire la demande lors de la Demande de Certification ; ou

- les capacités sous Obligation d'Achat conformément aux articles L 121-27, L311-3, L314-1, L314-6-1 et, le cas échéant, des dispositions dérogatoires de l'article L314-26 du Code de l'énergie, hors Filières solaire, éolien onshore et éolien offshore et pour les Années de Livraison complètes. En cas d'entrée ou de sortie d'Obligation d'Achat en cours d'Année de Livraison, les capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas éligibles au régime dérogatoire.

L'appartenance d'une Capacité à une des Filières susmentionnées ou l'appartenance au sous type Obligation d'Achat doit être justifiée par le rattachement de documents techniques contractuels lors de la Demande de Certification.

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 et sont ainsi éligibles au régime dérogatoire. 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 éligible au régime dérogatoire.

La qualité fatale de la Filière (source d'énergie primaire soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production) ou l'appartenance au sous type Obligation d'Achat conditionne la recevabilité de la demande d'éligibilité 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.

Les Capacités sous Obligation d'Achat, hors Filières solaire, éolien onshore, éolien offshore, souhaitant être éligibles au régime dérogatoire devront transmettre, lors de la Demande de Certification pour l'Année de Livraison AL, une copie du Contrat d'Obligation d'Achat au GR concerné. Si la date de sortie d'Obligation Achat prévue par le Contrat d'Obligation d'Achat intervient en cours d'AL, la Capacité est inéligible au régime dérogatoire.

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

7.2.2.2 Méthode de certification et dispositions particutlières

Une Capacité soumise au régime dérogatoire :

- est certifiée selon la méthode de calcul normative conformément aux modalités de l'article B.2.2 ;
- ne peut être certifiée sous la Filière « multifilière ».

Une Capacité éligible au régime dérogatoire est certifiée selon la méthode basée sur le réalisé, conforme aux dispositions de l'article B.2.1, ou selon la méthode normative, conforme aux dispositions de l'article B.2.2. Le titulaire de la Demande de Certification choisit lors de sa Demande de Certification la méthode de Certification qu'il retient. Le choix de la méthode de Certification pour une Année de Livraison donnée ne peut pas être modifié après la Demande de Certification pour cette même Année de Livraison. Le choix de la méthode de certification pour une Année de Livraison donnée peut ne pas être le même que celui choisi pour une Année de Livraison distincte.

Une EDC certifiée selon la méthode normative n'est pas soumise au processus de collecte et est soumise à un contrôle spécifique conformément à l'article 7.9.8.

7.2.3 Régime interconnexion de certification

Les capacités soumises au régime Interconnexion sont les Capacités de type Interconnexion.

7.2.3.1 Méthode de certification

Une Capacité d'Interconnexion de sous type Simplifié, soumise au régime interconnexion est certifiée selon la méthode de calcul basée sur la contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement (Article B.2.3)

Une Capacité de type Interconnexion de sous type Approfondi, soumise au régime interconnexion est certifiée selon la méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité (Article B.2.4).

7.2.3.2 Dispositions particulières

Les Capacités soumises au régime interconnexion ne sont pas soumises au processus de collecte (article 7.8).

7.3 Niveau de Capacité Certifié et compatibilité avec le tunnel de certification

7.3.1 Méthode de calcul du Niveau de Capacité Certifié

Le calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode de certification basée sur le réalisé est détaillé à l'article B.2.1 des Règles.

Le calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode de certification normative est détaillé à l'article B.2.2 des Règles.

Le calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode basée sur la contribution de l'interconnexion à la réduction du risque de défaillance est détaillé à l'article B.2.3 des Règles.

Le calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité est détaillé à l'article B.2.4 des Règles.

Pour les EDC de sous-type transfrontalières, la méthode de calcul du Niveau de Capacité Certifié (notamment les paramètres utilisés pour le calcul du Niveau de Capacité Certifiés, la formule permettant le calcul du niveau de Niveau de Capacité Certifié, les modalités d'application du coefficient d'abattement défini à l'article R 335-13 du Code de l'énergie et les modalités d'application du Tunnel de Certification) est explicitée dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.3.2 Tunnel de Certification applicable aux EDC certifiée selon la méthode basée sur le réalisé

7.3.2.1 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 basée sur le réalisé.

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

7.3.2.2 Demande de certification initiale d'une EDC de Production

Lors de la Demande de Certification initiale d'une EDC certifiée selon la méthode basée sur le réalisé pour une Année de Livraison AL, le Titulaire de l'EDC doit déclarer les paramètres $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$, $Emaxj_{AL,certifié,EDC}$ et $Emaxh_{AL,certifié,EDC}$ de telle sorte que le Niveau de Capacité Certifié demandé soit dans la plage d'acceptabilité pour les demandes de certification telles que définies à l'article B.3.3 des Règles pour les EDC de Production et à l'article B.3.4 des Règles pour les capacités d'effacement.

7.3.2.3 Modalités de dérogation au tunnel de certification

Une EDC a la possibilité de se certifier en dehors du Tunnel de Certification 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.
- la demande de dérogation est acceptée par RTE.

Une fois la Demande de Certification transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation, RTE dispose alors d'un 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.

Au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, RTE prend une décision motivée d'acceptation de la demande de dérogation, ou de refus s'il estime qu'elle est injustifiée. RTE Notifie sa décision au Titulaire de l'EDC dans un délai de 2 Mois après que la Demande de Certification accompagnée de la demande de dérogation lui ait été transférée.

RTE transmet à la CRE toute demande de dérogation accompagnée de la décision motivée d'acceptation ou de refus.

En cas d'acceptation de la demande de dérogation par RTE :

- RTE délivre les Garanties 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 B.3.2.3;
- les coefficients $Kh_{AL,EDC}$ et $Kj_{AL,EDC}$ sont ceux déclarés dans la Demande de Certification (cas des

EDC d'Effacement).

En cas de refus de la demande de dérogation par RTE, RTE demande au titulaire d'EDC de réitérer sa demande de certification.

Le titulaire de l'EDC pourra effectuer une demande de dérogation au Tunnel de Certification pour plusieurs Années de Livraison consécutives si :

- il justifie que la composition en Sites de l'EDC est identique à au moins 90% sur toutes les Années de Livraison considérées ;
- les motifs liés à la demande de dérogation sont identiques pour toutes les Années de Livraison considérées.

Le titulaire d'EDC devra préciser, lors de sa Demande de Certification, qu'une dérogation pluriannuelle lui a été accordée et justifier du respect des deux conditions susmentionnées.

RTE publie à partir de 2018 l'existence des demandes de dérogation, leur acceptation ou rejet ainsi que leur motif général.

7.4 Demande de Certification

7.4.1 Obligation de certification des Capacités

Doivent faire l'objet d'un Contrat de Certification, ou le cas échéant d'une Déclaration de Certification, pour une Année de Livraison donnée, les capacités suivantes :

- toute Capacité de Production En Service pendant une Année de Livraison ;
- toute Capacité d'Interconnexion Régulée ;
- toute Capacité d'Interconnexion Dérogatoire ayant conclu un Accord de Participation ;
- toute Capacité Transfrontalière ayant fait l'acquisition de Ticket d'Accès pour cette Année de Livraison

Si RTE ou un GRD constate que, pour une Année de Livraison, une Capacité ne fait pas l'objet d'un Contrat de Certification alors qu'elle le devrait, il en informe la CRE et RTE le cas échéant.

Tout Site disposant d'un CAR Injection ou d'un CSD Injection souhaitant certifier un effacement de consommation, tel que défini à l'article L271-1 du Code de l'énergie peut effectuer une demande de certification auprès de RTE, selon les modalités prévues par les Règles.

7.4.2 Date Limite de Demande de Certification

7.4.2.1 Capacités de Production

7.4.2.1.1 Capacité de Production En Service

Une Capacité de Production 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 la plus tardive des dates suivantes :

- 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année AL-3.

- 2 Mois après sa date de Mise En Service.

7.4.2.1.2 Capacité de Production en Projet

Une 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 pour constituer 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 Capacité de type Interconnexion

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Simplifié doit faire l'objet d'une Demande de Certification ou d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison AL entre le Début de Période de Livraison de l'Année de Livraison AL-4 et 2 Mois avant le Début de Période de Livraison de l'Année de Livraison AL-3.

Une Capacité d'Interconnexion de sous Type Approfondi doit faire l'objet d'une Déclaration de Certification au titre de l'Année de Livraison AL entre le lendemain de la Date de la seconde enchère de Tickets d'Accès pour cette Frontière pour cette Année de Livraison et 2 Mois après la première conversion de Tickets d'Accès en Garanties de Capacité.

7.4.2.4 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.

7.4.2.5 Révision exceptionnelle des dates limites de Demande de Certification sur proposition de RTE

RTE peut proposer selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code 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.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la nouvelle date limite de Demande de Certification doit être approuvée 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 ou de la Déclaration 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 conformément au modèle mis à disposition par RTE
- 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, le cas échéant.
- La Filière de l'EDC.
- Le régime de certification : dérogatoire, générique, Interconnexion, accompagné d'un dossier technique justifiant le régime dérogatoire le cas échéant.
- Le choix de la méthode de la certification (basée sur le réalisé, sur la Contribution de l'Interconnexion à la réduction du risque de défaillance, sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité ou méthode normative).
- La caractéristique En Projet ou En Service.
- La référence des Sites constituant l'EDC, le cas échéant, 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 Point De Livraison pour les Sites de Soutirage relevant du domaine de tension Basse Tension jusqu'à 36 kVA inclus ;
        - le numéro de Point de Relève et Mesure ou de Point De Livraison 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
- La ou les références de l'Interconnexion constituant l'EDC, le cas échéant
- La Capacité Maximale Installée de Transit de l'Interconnexion, le cas échéant
- Le NCC de l'Interconnexion le cas échéant

L'Exploitant de Capacité doit déclarer, en plus des éléments listés au premier paragraphe du présent article, les éléments suivants :

- un mandat signé par tous les Sites de Soutirage de son périmètre disposant d'une puissance souscrite >36kVA. Un modèle de mandat sera mis à disposition par RTE. Si l'Exploitant de Capacité souhaite utiliser son propre modèle de mandat, l'exploitant de capacité devra le Notifier à RTE pour approbation. Le cas échéant, RTE approuve ou rejette le modèle de mandat au plus tard 1 Mois après la date de Notification du modèle de mandat. Ces mandats devront préciser :
    - que le site s'engage à avoir pris connaissance des responsabilités associées au Contrat de Certification ;

- la puissance souscrite du Site de Soutirage;
- la puissance effaçable du Site de Soutirage ;
- l'énergie maximale journalière déclarée du Site égale à l'estimation de l'énergie maximale activable moyenne du Site pendant les 10h que constitue la plage journalière PP2. La valeur d'énergie maximale journalière est définie en MWh.
- 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.

- une déclaration précisant la puissance souscrite, la puissance effaçable et les contraintes de stock (Emaxj et Emaxh) de l'ensemble agrégé des Sites de Soutirage de son périmètre disposant d'une puissance souscrite ≤ 36kVA.

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 ;
  - 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 :
  - la date prévisionnelle de mise en Service ;
  - 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.

Les éléments administratifs requis pour une demande de Certification de Capacités de localisation Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.4.3.2 Eléments techniques

Dans le cas d'une Capacité Certifiée selon la méthode de calcul basée sur 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 :

- $PuissanceDisponible_{AL,PP2,déclaré,EDC}$: la Puissance Disponible Effective prévisionnelle moyenne pendant la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison AL déclarée pour l'EDC, en MW.
- $Emaxj_{AL,déclaré,EDC}$: 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.
- 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.

7.4.3.3 Révision exceptionnelle des modalités de certification

Pour faire face à des situations exceptionnelles, et en application de l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'Energie, RTE pourra proposer à l'ensemble des exploitants de capacités de production ou d'effacement des modalités exceptionnelles de certification visant à simplifier la procédure de certification pour une Année de Livraison donnée.

Le cas échéant, toute Demande de Certification initiée avant l'approbation des révisions exceptionnelles susmentionnées sera réputée conforme si elle respecte les modalités prévues par les Règles.

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 de localisation Métropolitaine Continentale 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

Le Titulaire de l'EDC effectue une Demande de Certification pour une EDC de localisation Métropolitaine Continentale 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.

7.4.4.3 Cas d'une EDC multi-GR

La procédure de Demande de Certification pour une EDC de localisation Métropolitaine Continentale 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 consiste en une trame mise à disposition par RTE et complétée par le Titulaire d'EDC multi-GR. Elle mentionne notamment les GRD auxquels sont raccordés les Sites de l'EDC.

En cas de dérogation au Tunnel de Certification, défini à l'article 7.3.2, le Titulaire de l'EDC accompagne sa requête de certification d'un dossier de demande de dérogation au Tunnel de Certification pour que RTE puisse étudier cette demande à la maille de l'EDC.

RTE attribue un numéro de requête pour l'EDC multi-GR concernée dans un délai de 5 Jours et étudie, en parallèle de la procédure de certification, la demande de dérogation au Tunnel de Certification.

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 la qualité « 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. Les GRD ne contrôlent pas le respect du Tunnel de Certification ;
- 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.

RTE vérifie que les demandes partielles de certification sont compatibles avec l'application du Tunnel de Certification ou, le cas échéant, avec la demande de dérogation acceptée par RTE. Dans le cas contraire, RTE dispose d'un délai de 2 mois supplémentaires pour étudier la demande de dérogation au Tunnel de Certification, avec les nouvelles données issues des demandes partielles de certification.

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.

7.4.4.4 Cas d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire

Le Titulaire d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire effectue une Demande de Certification auprès de RTE, avant la date limite de Demande de Certification de l'EDC, conformément à l'article 7.4.2.

7.4.4.5 Cas d'une EDC Transfrontalière

Les modalités de Certification des Capacité de localisation Transfrontalières sont détaillées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

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 de Certification. 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 une des méthodes suivantes :

- la méthode de certification basée sur le réalisé ;
- la méthode normative de certification ;

- la méthode de certification basée sur la contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement ;
- la méthode de certification sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité.

7.4.5.3 Constitution de l'EDC

7.4.5.3.1 Conditions en type de Sites

7.4.5.3.1.1 Effacement, Production et Interconnexion

Une EDC est constituée soit :

- d'un ensemble de Capacités de Production, exclusivement ;
- d'un ensemble de Sites de Soutirage, exclusivement
- d'une Interconnexion, 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.

Une EDC constituée d'une Interconnexion est une EDC d'Interconnexion.

La constitution des EDC respecte l'ensemble des dispositions de l'article 7.4.5.3.1.2.

7.4.5.3.1.2 EDC en Projet et En Service

7.4.5.3.1.2.1 EDC d'Effacement

Une EDC d'Effacement est soit en Service, soit en Projet.

Une EDC d'Effacement en Service est une EDC d'Effacement composée de Sites de Soutirage identifiés dans le Contrat de Certification.

Une EDC d'Effacement en Projet est une EDC d'Effacement dont les Sites de Soutirage ne sont pas tous identifiés dans le Contrat de Certification.

7.4.5.3.1.2.2 EDC de Production

Une EDC de Production qui contient une Capacité 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.

7.4.5.3.1.2.3 EDC d'Interconnexion

Une EDC d'Interconnexion est En Service si le Titulaire d'EDC dispose, sur une frontière avec un Etat Participant Interconnecté, d'une ou de plusieurs lignes de transport d'électricité raccordées au réseau des deux côtés la frontière.

Une EDC d'Interconnexion est en Projet si toutes les lignes à disposition d'un Titulaire d'EDC sur une frontière avec un Etat Participant Interconnecté ne sont pas encore raccordées des deux côtés de la frontière.

7.4.5.3.2 Conditions en Puissance

7.4.5.3.2.1 EDC de Production

A l'exception du cas détaillé ci-après, une Capacité de Production de Puissance Installée supérieure ou égale à 100 MW doit constituer exactement une EDC. A partir de l'Année de Livraison 2023, les installations de production hydraulique dont la puissance installée est supérieure ou égale à 100MW peuvent s'aggréger à d'autres installations de production hydraulique situées dans la même vallée hydraulique. Pour pouvoir bénéficier de cette dérogation, l'Exploitant devra, lors de sa Demande de Certification, justifier que toutes les installations de production hydrauliques qui composent l'EDC appartiennent à la même vallée hydraulique.

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 7.1.2.4) 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 (ou l'Organisme Agréé) 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.

7.4.5.3.2.2 EDC 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 :

- soit constituer exactement une EDC ;
- soit 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 Disponible totale supérieure ou égale à 1 MW.

7.4.5.3.3 Liaisons d'Entités

Le Titulaire d'EDC 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 la 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 7.4.5.3.3.1, 7.4.5.3.3.2 ou 7.4.5.3.3.3.

7.4.5.3.3.1 Liaisons des entités pour des EDC de Production

Une EDC de Production Métropolitaine Continentale est soit liée à au moins une EDA, soit non liée.

Une EDC de Production Métropolitaine Continentale de type non lié est une EDC dont les Sites de l'EDC n'appartiennent à aucune EDA.

Une EDC de Production Métropolitaine Continentale liée à au moins une EDA est de deux types :

- type EDC/multiEDA/horsEDA : composition d'une EDC strictement égale à une ou plusieurs EDA et/ou un ou plusieurs Sites de Production n'appartenant à aucune EDA ;
- type multiEDC/multiEDA : composition d'une ou de plusieurs EDC strictement égale à la composition d'une ou plusieurs EDA.

Les liaisons autorisées pour les EDC de Production Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.4.5.3.3.2 Liaison des entités pour les EDC d'Effacement

Une EDC d'Effacement Métropolitaine Continentale est du type Effacement: composition de l'EDC strictement égale à une ou plusieurs EDA et/ou une ou plusieurs EDE et/ou un ou plusieurs Sites n'appartenant à aucune EDA ni à aucune EDE.

Les liaisons autorisées pour les EDC d'Effacement Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.4.5.3.3.3 Liaison des entités pour des EDC d'Interconnexion

Une EDC de type Interconnexion est non liée.

7.4.5.3.4 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, d'une Capacité de Production en Projet, d'une Capacité d'Effacement

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 de production ;
- la somme des Puissances Souscrites Retenues ou équivalentes des Sites de Soutirage constituant l'EDC d'Effacement.
- la somme des Puissances effaçables des Sites de Soutirage constituant l'EDC d'Effacement.

7.4.5.4.2 Puissance Disponible prévisionnelle d'une Capacité d'Effacement En 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 7.4.5.5 et attestée lors de la Demande de Certification.

7.4.5.5 Sécurisation financière pour une Capacité En Projet

Une Capacité de Production En Projet doit être sécurisée financièrement en fonction du niveau d'avancement du projet à la date de la Demande de Certification.

Pour une EDC de production, 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.

Pour une EDC d'Effacement, le niveau d'avancement du projet est évalué au regard, notamment, du niveau de Puissance effaçable des sites identifiés à travers l'envoi d'un mandatlors 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 de En Projet.

Les conditions de sécurisation financière sont fixées par les dispositions générales du Contrat de Certification.

7.4.5.6 Période de la Demande de Certification

La Demande de Certification d'une EDC est Notifiée par le Titulaire de l'EDC au GR concerné entre la Date de début de Demande de Certification et la Date de fin de Demande de Certification (article 5.3).

7.4.5.7 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, 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.

7.4.5.8 Conditions sur la détention de Tickets d'Accès

RTE vérifie que les Exploitants de Capacité Transfrontalière détiennent des Tickets d'Accès non encore utilisés pour l'Année de Livraison et la Frontière considérées à hauteur de Niveau de Capacité Certifié demandé. Les Tickets d'Accès sont conservés par l'Exploitant de Capacité.

7.4.6 Invitation des Capacités en Service à effectuer une Demande de Certification

Lorsque l'Exploitant d'une Capacité de Production en Service 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 à l'article R. 335-33 du Code de l'énergie, 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 applicable à cette Capacité.

Si, à l'issue de ce délai, aucune Demande de Certification n'a été reçue par RTE ou le GRD concerné, celui-ci le Notifie à la CRE, conformément à l'article R. 335-34 du Code de l'énergie.

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 date de 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

7.4.7.3.2.1 Cas de l'entrée en Obligation d'Achat

S'agissant d'un 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 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) 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 AL-3 ;
- deux Mois après la date de signature du Contrat d'Obligation d'Achat.

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.

7.4.7.3.2.2 Cas 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 Site de Production En Service sortant d'Obligation d'Achat avant le début d'une Année de Livraison ou pendant une Année de Livraison (plus globalement, au cours de l'Année AL-4, AL-3, AL-2, AL-1 ou AL), celui-ci doit faire l'objet d'une Demande de Certification (potentiellement via une demande de rééquilibrage d'une EDC) par le nouveau Titulaire d'EDC avant la plus tardive des deux dates suivantes :

- deux Mois avant le début de l'Année de Livraison considérée ;
- deux Mois après la date de fin de prise d'effet du Contrat d'Obligation d'Achat.

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 d'Injection 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 pour les capacités soumises au régime dérogatoire, ou à la méthode basée pour les autres.

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 Méthode de calcul pour le partage des Garanties de Capacité pour les entrées ou sorties d'OA en cours d'Année de Livraison

La méthode de calcul du NCC en cas d'entrée ou de sortie d'OA en cours d'Année de Livraison est précisée à l'article B.2.5 des Règles.

7.4.8 Modalités simplifiées pour la certification des ELD à 0,0MW

Conformément à l'article R335-20 du Code de l'Energie, des modalités de certification simplifiées s'appliquent pour les ELD dont le niveau de capacité certifié est estimé à 0,0MW pour une Année de Livraison AL par le Titulaire de l'EDC.

Le cas échéant, l'ELD Notifie à RTE une déclaration unilatérale de disponibilité à 0,0MW. Elle contient un courrier à travers lequel l'ELD :

- déclare sur l'honneur que son niveau de disponibilité valorisable à travers le mécanisme de capacité est de à 0,0MW ;
- mandate RTE pour effectuer une demande de certification à 0,0MW en son nom.

En l'application de ces modalités simplifiées pour la certification, le Titulaire de l'EDC ne peut pas effectuer de demandes de rééquilibrage et ne percevra pas de règlement des écarts au titre du mécanisme de capacité.

Si ces dispositions simplifiées s'appliquent pour une Année de Livraison AL et pour une ELD, et que RTE lui Notifie un Niveau de Capacité Effectif > 0,1MW, l'ELD ne pourra pas appliquer ces dispositions simplifiées de certification durant 5 Ans comptés à partir de la Date Limite de Notification du NCE.

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 (article 7.12).

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 7.12.

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 dus 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 7.12, 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 RPD est envoyée par chacun des GRD concernés pour une EDC donnée.

Les modalités de facturation des frais de certification sont conformes à l'article 7.12.

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 7.12) dus à RTE sont doublés ;
- 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 par l'Exploitant et 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 pour une Année de Livraison donnée, 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 basée 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 B.2.2) corrigé 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.

A compter de la date de réception du Contrat de Certification signé par l'Exploitant 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 11.2.

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 les frais de certification mentionnés à l'article 7.12.

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 pour une Année de Livraison donnée, 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 basée 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 (articleB.2.2) 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.

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 11.2.

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, 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 7.12) sont doublés.

7.5.3.2 Contenu du Contrat de Certification

Le Contrat de Certification précise le Niveau de Capacité Certifié pour une Année de Livraison donnée, 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 basée 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 B.2) corrigé du montant de garantie restitué ou réclamé conformément à la demande de rééquilibrage (article 0).

Le Contrat de Certification reprend l'intégralité des paramètres déclarés lors de la Demande de Certification (article 7.4.3).

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 11.2.

7.5.4 Mandat GRD pour la certification

Un GRD peut mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer, pour son compte, le processus de certification. Ce mandat devra être Notifié à RTE au plus tard 1 mois après sa signature.

7.5.5 Certification d'une EDC Transfrontalière

Pour pouvoir effectuer une demande de Certification, l'Exploitant de Capacité Transfrontalière doit détenir un volume de Tickets d'Accès au Mécanisme de Capacité équivalent au NCC demandé.

Les modalités relatives à la procédure de Certification des Capacité Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.5.6 Certification d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire

7.5.6.1 Echanges entre le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire et RTE

La signature d'un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité vaut engagement ferme à signer un Contrat de Certification pour les années couvertes par l'Accord de Participation.

A compter de la date de réception par RTE de la Demande de Certification, RTE dispose d'un délai de 15 Jours Ouvrés pour transmettre le Contrat de Certification au Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire.

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 les frais de certification mentionnés à l'article 7.12.

Si le délai de 15 Jours susmentionné est dépassé, alors les frais de certification dus à RTE sont doublés.

7.5.6.2 Contenu du Contrat de Certification

Le contrat de Certification précise le Niveau de Capacité Certifié pour une Année de Livraison donnée, calculé par RTE conformément :

- à la Capacité Maximale Installée de Transit de l'Interconnexion,
- à la contribution de la Frontière à la sécurité d'approvisionnement conformément à l'article 7.1.8 le cas échéant,
- au nouveau Niveau de Capacité Certifié s'il résulte d'un rééquilibrage de l'Interconnexion.

Le Contrat de Certification reprend l'intégralité des paramètres déclarés lors de la Demande de Certification (article 7.4).

L'Accord de Participation peut compléter ces modalités selon la Frontière concernée.

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.

7.5.7 Certification d'une EDC d'Interconnexion Régulée

RTE signe une Déclaration de Certification qui reprend qui précise le Niveau de Capacité Certifié pour une Année de Livraison donnée, calculé par RTE conformément :

- à la Capacité Maximale Installée de Transit de l'Interconnexion,
- à la contribution de la Frontière à la sécurité d'approvisionnement conformément à l'article B.1.5.4 le cas échéant,
- au nouveau Niveau de Capacité Certifié s'il résulte d'un rééquilibrage de l'Interconnexion

Le Contrat de Certification contient les paramètres afférents à la Déclaration de Certification (article 7.4).

Au sens des présentes Règles, la Demande de Certification est la Déclaration de Certification.

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 R. 335-21 du Code de l'énergie, le Titulaire d'une EDC de Production ou d'Effacement tient informé le GRT ou le GRD auquel la/les Capacité(s) sont raccordées, de toute évolution ou précision relative aux caractéristiques de la/les Capacité(s) et aux conditions de son exploitation susceptibles d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle(s)-ci durant PP2. Pour les Capacités transfrontalières, les modalités de demande d'évolution de paramètres sont précisées dans la Convention RTE-GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

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.

Le Titulaire d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire tient informé RTE de toute évolution ou précision relative aux caractéristiques de la/les Capacité(s) et aux conditions de son exploitation susceptibles d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle(s)-ci durant PP2.

Le cas échéant, RTE déclare ses évolutions de paramètres de certification, à titre informatif sur le 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 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 des paramètres informatifs 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 la 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 informatifs de certification.

7.6.1.4 Prise en compte de la déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification par RTE

RTE prend en compte la déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification dans le registre des Capacités Certifiées, au plus tard 5 Jours Ouvrés après cette déclaration.

7.6.2 Changement des caractéristiques d'un Contrat de Certification d'une EDC sans rééquilibrage de l'EDC

Les changements de constitution d'une EDC d'Effacement impliquant l'ajout de Sites non certifiés avant la Date Limite de Certification font l'objet d'une demande de rééquilibrage, conformément à l'article 7.6.3.

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 auxquels 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 de constitution de l'EDC dont il a informé RTE et les GRD auxquels 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).

Les modalités relatives aux changements de caractéristiques d'un Contrat de Certification d'une EDC Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

La constitution d'une EDC d'Interconnexion ne peut pas évoluer en cours d'Année de Livraison.

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) et si cela n'implique pas l'ajout de Sites non certifiés avant la Date Limite de Certification.

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 le NCE d'une Capacité sera inférieur ou supérieur à son NCC, ou si une EDC d'Effacement dans son périmètre souhaite modifier sa composition tel que des Sites de Soutirage non identifiés avant la Date Limite de Certification sont ajoutés à l'EDC.

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 RPC 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.

Les modalités relatives aux demandes de rééquilibrage des EDC de sous-type Transfrontalières sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.6.3.2.1 Période de la demande de rééquilibrage

Le RPC peut effectuer une demande de rééquilibrage entre le 1er janvier de l'Année AL-4 et le 15 janvier de l'Année AL+1.

7.6.3.2.2 Contenu du dossier de demande de rééquilibrage

7.6.3.2.2.1 Pour les EDC de Production certifiées selon la méthode de calcul basée sur le réalisé et les EDC d'Effacement

Le dossier de demande de rééquilibrage pour une EDC contient :

- un nouveau dossier de Demande de Certification, conforme à l'article 7.4.3. Ce dossier contient une mise à Jour des paramètres techniques et les modifications liées à l'EDC ;
- pour les EDC d'Effacement et pour tout ajout de Sites à l'EDC, le cas échéant, les documents requis au titre de la Demande de Certification conformément à l'article 7.4.3.
- l'accord du titulaire du Contrat de Certification de l'EDC concernée.

A partir de l'Année de Livraison 2020, les changements de la constitution d'une EDC d'Effacement impliquant l'ajout de Sites pour lesquels aucun mandat ou déclaration n'ont été transmis avant la Date Limite de Certification sont autorisés et impliquent le paiement d'un Règlement financier pour Ajout de Sites Non-certifiés tel que défini à l'article C.5.2.4.2 des Règles

7.6.3.2.2.2 Pour 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, conforme à l'article 7.4.3. Ce dossier contient une mise à Jour du NCC ;
- dans le cas d'un rééquilibrage non lié à une 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.

7.6.3.2.2.3 Pour les EDC d'Interconnexion

Le dossier de demande de rééquilibrage pour une EDC d'Interconnexion Dérogatoire contient :

- un nouveau dossier de Demande de Certification, conforme à l'article 7.4. Ce dossier contient une mise à Jour des paramètres techniques et les modifications liées à l'EDC ;
- le volume de Garanties de Capacité rééquilibré;
- l'accord du titulaire du Contrat de Certification de l'EDC concernée le cas échéant.

Pour effectuer une demande de rééquilibrage pour une Interconnexion régulée, RTE signe une nouvelle Déclaration de Certification.

7.6.3.2.2.4 Pour les EDC Transfrontalières

Pour un rééquilibrage à la hausse, RTE vérifie que le Titulaire d'EDC Transfrontalière détient des Tickets d'Accès non encore utilisés à hauteur du volume rééquilibré.

Pour effectuer une demande de rééquilibrage à la baisse, le Titulaire d'EDC Transfrontalière restitue à RTE des Tickets d'Accès à hauteur du volume rééquilibré.

Les documents à fournir lors d'une demande de rééquilibrage d'une EDC Transfrontalière sont précisés dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

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 et/ou le NCC pour les EDC d'Interconnexion 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 pour une Année de Livraison AL effectuées pendant la Période de Livraison de l'Année de Livraison, la date de transmission de la 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 Production de sous-type Obligation d'Achat

7.6.3.2.5.1 Evolution 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 au sens des présentes Règles est une indisponibilité non programmée et qui, si elle résulte en une réduction de disponibilité d'au moins 100MW, doit faire l'objet d'une publication en application du Règlement (UE) N° 543/2013 du 14 juin 2013 de la Commission européenne concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité. 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 répondant aux critères ci-dessus : le RPC doit effectuer une déclaration de fortuit mais n'est pas obligé d'utiliser de ticket de rééquilibrage gratuit pour l'Année de Livraison concernée.

Pour cela, il Notifie, à RTE, au plus tard 5 Jours Ouvrés après l'indisponibilité fortuite en question, les informations suivantes, correspondant à la meilleure vision du RPC à date :

- l'EDC concernée et les Sites associés, à l'origine de l'indisponibilité fortuite ;
- la cause génératrice de l'indisponibilité fortuite ;
- la durée prévue de l'indisponibilité ;
- le niveau de puissance indisponible.

Dans un délai de 1 Mois 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 :

- le RPC déclare vouloir utiliser un de ses deux tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit relatif à l'Année de Livraison concernée ; et
- elle est réalisée dans un délai de 1 Mois suivant la Notification de la déclaration de fortuit ; et
- le volume de rééquilibrage demandé est proportionné à l'indisponibilité fortuite visée au regard des informations à la disposition du RPC à la date de la demande rééquilibrage ; et
- le RPC n'a pas déjà fait deux, ou plus, demandes de rééquilibrage pour fortuit pour cette Année de Livraison avec utilisation d'un de ses deux tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit.

Dans l'un des cas contraires, le prix unitaire de règlement associé à cette demande de rééquilibrage est conforme à l'article C.3.

A toutes fins utiles, il est précisé :

- Que s'il s'avérait que l'indisponibilité fortuite, ayant donné lieu à une déclaration de fortuit et à une demande de rééquilibrage à prix nul (utilisation d'un ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit), perdurait au-delà de ce qui était prévu à la date de demande de rééquilibrage, les rééquilibrages correspondants aux autres Années de Livraison concernées seraient également à coût nul à condition qu'ils soient proportionnés à l'indisponibilité fortuite visée et que le RPC ait dûment justifié la prolongation l'indisponibilité fortuite par rapport à la durée initialement prévue.
- Que si une déclaration de fortuit implique une indisponibilité d'une EDC sur plusieurs Années de Livraison, et que le RPC déclare vouloir utiliser un de ses deux tickets de rééquilibrage gratuit pour la première Année de Livraison concernée, alors les rééquilibrages relatifs aux Années de Livraison suivantes concernées par l'indisponibilité fortuite sont également gratuits et n'impliquent pas l'utilisation par le RPC d'un nouveau ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit.

7.6.3.3 Cas d'une demande de rééquilibrage due à une décision émanant d'une autorité administrative, d'un acte législatif ou d'un acte règlementaire

Dans le cas d'une demande de rééquilibrage due à une décision émanant d'une autorité administrative, d'un acte législatif ou d'un acte règlementaire, le RPC pourra bénéficier rééquilibrage gratuit si les conditions suivantes sont respectées :

- la demande de rééquilibrage est réalisée dans un délai de 3 Mois suivant la Notification de la décision administrative, ou la publication de l'acte législatif ou règlementaire; et
- le RPC justifie que le volume de rééquilibrage demandé est proportionné aux évolutions induites par la décision administrative, l'acte législatif ou l'acte règlementaire.

Le cas échéant, le RPC devra préciser au moment de sa demande de Rééquilibrage qu'il souhaite bénéficier d'un rééquilibrage gratuit pour le raisons susmentionnés.

7.6.3.4 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC raccordée à un unique GRD

7.6.3.4.1 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.

7.6.3.4.2 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.

7.6.3.5 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC multi-GR

7.6.3.5.1 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.

Le cas échéant, le Titulaire de l'EDC transmet en parallèle à RTE une demande de dérogation au Tunnel de Certification.

7.6.3.5.2 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.

7.6.3.5.3 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 et 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 inclue notamment les paramètres de certification déclarée par l'Exploitant et une proposition de Niveau de Capacité Certifié.

7.6.3.6 Traitement d'une demande de rééquilibrage d'une EDC RPT ou d'une EDC d'Interconnexion

RTE procède directement à la Notification du rééquilibrage, conformément à l'article 7.6.3.7.

Pour les EDC d'Interconnexion, toute demande de Rééquilibrage au-dessus de la Contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement, conformément à l'article B.1.5.6 est refusée.

7.6.3.7 Notification du rééquilibrage

Au plus tard 1 Mois après la réception d'une demande de rééquilibrage conforme, RTE Notifie, le cas échéant, 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 où dans le cas d'une EDC d'Interconnexion Dérogatoire, RTE Notifie au RPC le montant de Garanties de Capacité retenu pour son rééquilibrage, au regard de sa demande.

7.6.3.8 Nouveau Contrat de Certification ou déclaration de Certification

7.6.3.8.1 Cas d'un rééquilibrage à la baisse

7.6.3.8.1.1 Demande 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.

7.6.3.8.1.2 Restitution

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.

Dans le cas d'une EDC Transfrontalière, le RPC est tenu de restituer sur un compte de restitution de RTE, dans un délai de 15 jours après la demande de restitution, les Tickets d'Accès correspondant au volume de rééquilibrage retenu.

7.6.3.8.1.3 Transmission et signature du nouveau Contrat de Certification ou d'une Nouvelle

Déclaration de Certification

Si le montant de Garanties de Capacité et, le cas échéant les Tickets d'Accès, sont effectivement restitués 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 ;
- la Notification des montants liés au frais de rééquilibrage au RPC.

Les modalités de Notification des frais de rééquilibrage sont définies à l'article 7.12.

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 de Capacité ou les Tickets d'Accès ne sont pas restitués, ou si ils le sont au-delà du délai imparti, la demande de rééquilibrage est réputée nulle et non avenue.

7.6.3.8.2 Cas d'un rééquilibrage à la hausse

7.6.3.8.2.1 Transmission 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 et pour lui notifier les frais de rééquilibrage.

Les modalités de Notification des frais de rééquilibrage sont définies à l'article 7.12.

Le titulaire du Contrat de Certification initial dispose d'un délai de 1 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.

7.6.3.8.2.2 Emission

Les Garanties de Capacité correspondant au volume de rééquilibrage Notifié sont délivrées par RTE sur le compte du Titulaire du Contrat de Certification dans le registre des Garanties de Capacité, au plus tard 15 Jours après la date de signature du nouveau Contrat de Certification.

7.6.3.8.3 Nouveau Niveau de Capacité Certifié

Le nouveau Niveau de Capacité Certifié, dans le cas d'une EDC certifiée par la méthode de calcul basée sur le réalisé, est calculé par application de la méthode de calcul du NCC sur les nouveaux paramètres déclarés dans la demande de rééquilibrage, à condition que le RPC ait conformément restitué les Garanties de Capacité 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 de Capacité que le Titulaire de l'EDC restitue selon les modalités des articles 7.6.3.8.1.2.

Le nouveau NCC, dans le cas d'une EDC certifiée par la méthode de calcul basée sur la contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement, est la différence entre le NCC initial et le volume de Garanties de Capacité que le Titulaire de l'EDC restitue selon les modalités des articles 7.6.3.8.1.2.

Le nouveau NCC, dans le cas d'une EDC certifiée par la méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de Capacité est calculé par application de cette méthode à l'EDC concernée

7.6.3.9 Recalcul du Tunnel de Certification en cas d'entrées ou de sorties de Sites de l'EDC

7.6.3.9.1 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 B.3.2.2.

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.

7.6.3.9.2 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 par le GR auquel la Capacité est raccordée, pour prendre en compte cette modification, conformément aux modalités de l'article B.3.2.3.

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.

7.6.3.9.3 Sortie du Tunnel de Certification en cas d'entrées ou de sorties de Sites de l'EDC sans

qu'une demande de rééquilibrage ait été déposée

Dans le cas d'une modification de la constitution d'une EDC pour l'Année de Livraison AL sans demande de rééquilibrage déposée pour l'EDC concernée, si, le calcul NCC de l'EDC ne respecte pas la plage d'acceptabilité recalculée conformément à l'article B.3.5.1 des Règles pour les EDC de Production et à l'article B.3.5.2 des Règles pour les Capacités d'Effacement, alors le GR concerné Notifie au Titulaire de l'EDC sa sortie du Tunnel de Certification.

Dans ce cas :

- le RPC de l'EDC peut effectuer une demande de rééquilibrage afin de respecter à nouveau le Tunnel de Certification ;
- ou le Titulaire de l'EDC peut déposer une demande de dérogation au Tunnel de Certification auprès du GR concerné, conformément aux dispositions de l'article 7.3.2.3.

La possibilité d'une demande de dérogation est ouverte uniquement dans le cas où :

- Les paramètres de certification 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 par le GR à RTE, RTE dispose d'1 Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet.

Au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, RTE prend une décision motivée d'acceptation de la demande de dérogation, ou de refus s'il estime qu'elle est injustifiée. RTE Notifie sa décision au Titulaire de l'EDC dans un délai de 2 Mois après que la demande de dérogation lui ait été transférée.

RTE transmet à la CRE toute demande de dérogation, accompagnée de de la décision motivée d'acceptation ou de refus.

En cas d'acceptation de la demande de dérogation par RTE :

- 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 B.3.2.3.

En cas de refus de la demande de dérogation par RTE, le RPC doit effectuer une demande de rééquilibrage pour respecter le Tunnel de Certification.

7.6.3.9.4 Sortie du Tunnel de Certification en cas demande de rééquilibrage d'une EDC

Une EDC peut se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse sans justification spécifique tant que la demande de rééquilibrage respecte les plages d'acceptabilité recalculées conformément à l'article B.3.5B.3.5.1 des Règles pour les EDC de Production et à l'article B.3.5.2 des Règles pour les Capacités d'Effacement.

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 7.3.2.

Le GR concerné vérifie que la demande de rééquilibrage est accompagnée d'un dossier de demande de dérogation, conformément à l'article 7.3.2.3. 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, la 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 par le GR 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.

Au vu du dossier justificatif transmis par le Titulaire de l'EDC, RTE prend une décision motivée d'acceptation de la demande de dérogation, ou de refus s'il estime qu'elle est injustifiée. RTE Notifie sa décision au Titulaire de l'EDC dans un délai de 2 Mois après que la Demande de Certification accompagnée de la demande de dérogation lui ait été transférée.

RTE transmet à la CRE toute demande de dérogation, accompagnée de la décision motivée d'acceptation ou de refus.

En cas d'acceptation de la demande de dérogation par RTE :

- la demande de rééquilibrage est acceptée au niveau déclaré par le Titulaire de l'EDC ;
- la Valeur de Référence de l'EDC est égale au 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 B.3.2.3 ;
- les coefficients $Kh_{AL,EDC}$ et $Kj_{AL,EDC}$ sont ceux déclarés dans la demande de rééquilibrage (cas des EDC d'Effacement).

En cas de refus de la demande de dérogation par RTE, la demande de rééquilibrage est rejetée.

7.6.3.9.5 Modalités d'évolution du Tunnel de Certification pour les EDC Transfrontalières

Les modalités d'évolution du Tunnel de Certification en cas d'évolution d'une EDC Transfrontalière pour une Année de Livraison sont traitées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

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 applicable à la Capacité, 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 dans la Demande de Certification 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 Garanties 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

Demande 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 limite de Demande 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 dans la Demande de Certification 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 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 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 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.

7.7.3 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 ou de l'article 7.7.2, 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.

7.8 Collecte des paramètres de certification

7.8.1 Principes de la collecte des paramètres de certification

La collecte des paramètres de certification concerne les EDC soumises au régime générique de certification.

Les modalités de la collecte pour les EDC Transfrontalières sont définies dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

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 de la Puissance Activable des Sites non non liés à une EDA ou à une EDE

Les Sites dont le titulaire d'EDC justifie qu'ils ne peuvent pas participer au MA ou à NEBEF peuvent utiliser un processus de collecte spécifique tel que décrit à l'article 7.8.2.5.

Si, sur un pas de temps donné, aucun dispositif de collecte n'est prévu, ou que l'EDC n'est pas éligible au dispositif de collecte, la puissance activable observée est égale à 0 pour le pas de temps considéré.

7.8.2.2 Collecte des EDC en liaison multiEDC/multiEDA

7.8.2.2.1 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.

7.8.2.2.2 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 somme de :

- 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 ;
- l'Offre Complémentaire déposée par l'EDA qui compose l'EDC, telle que définie à l'article 1 de la section 1 des Règles MA-RE.

Les Offres Exceptionnelles telles que définies à l'article 1 de la section 1 des Règles MA-RE ne sont pas collectées.

7.8.2.3 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 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 somme de :

- 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 ;
- l'Offre Complémentaire déposée par l'EDA qui compose l'EDC, telle que définie à l'article 1 de la section 1 des Règles MA-RE.

Les Offres Exceptionnelles telles que définies à l'article 1 de la section 1 des Règles MA-RE ne sont pas collectées.

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 7.8.2.5.

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.

7.8.2.4 Collecte des EDC en liaison Effacement

Dans le cas d'une EDC en liaison Effacement la puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné est égale :

$$\begin{aligned} & PuissanceActivable_{AL,collectée,EDC}[h] \\ = & \sum_{EDA \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDA}[h] \\ + & \sum_{EDE \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectée,EDE}[h] \\ + & \sum_{Sites\ hors\ EDA\ et\ hors\ EDE \cap EDC} PuissanceActivable_{AL,collectéeadhoc,Sites}[h] \end{aligned}$$

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.
- La puissance activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectée,Sites}[h]$ sur un Pas Demi Horaire h donné à partir d'un processus de collecte ad hoc tel que décrit à l'article 7.8.2.5.

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.

7.8.2.5 Collecte de la Puissance Activable via un processus de collecte ad hoc

Dans le cas 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 de ces Sites $PuissanceActivable_{AL,collectée,EDChorsEDA}[h]$, sur un Pas Demi Horaire h donné, peut être collectée comme suit :

- le Titulaire de l'EDC doit Notifier les Puissances Activables de l'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.

Dans le cas d'une EDC constituée de Sites de Soutirage ou de Sites de Production de la filière « batterie » contractualisés dans le cadre des Services Systèmes Fréquence et non dans le cadre du MA, la Puissance Activable collectée $PuissanceActivable_{AL,collectéeadhoc,site}[h]$, sur un Pas Demi Horaire h donné, peut être collectée comme suit :

- Le Titulaire de l'EDC doit Notifier à RTE au plus tard 5 Jours Ouvrés après la fin de chaque Période de pointe PP2 le volume de la demi-bande contractualisé au titre des Services Systèmes Fréquence lors de la Période de Point PP2 considérée.

7.8.3 Collecte des $Emaxj_{AL,observée,EDC}$

La collecte des $Emaxj_{AL,observée,EDC}$ 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 $Emaxh_{AL,observée,EDC}$

La collecte des $Emaxh_{AL,observée,EDC}$ 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 de collecte ad hoc, le Titulaire d'une EDC transmet au GR, une fois par Semaine au moins, la valeur de sa contrainte de stock hebdomadaire $Emaxh_{AL,observée,EDC}$ 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, 7.8.3 et 7.8.4. Les modalités et délais de transmission sont précisés dans la convention d'échanges passée entre RTE et les GRD.

7.8.6 Mandat GRD pour la collecte

Un GRD peut mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer, pour son compte, le processus de collecte. Ce mandat devra être Notifié à RTE au plus tard 1 mois après sa signature.

7.9 Contrôle des paramètres de certification

7.9.1 Principes du contrôle des paramètres de certification

Les dispositifs de contrôle 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 B.4.2.4.

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 le contrôle 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

Dans le cas d'une Capacité de Production, 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

7.9.2.3.2.1 Courbe 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.

7.9.2.3.2.2 Courbe de réalisation d'une EDE au titre d'effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture

RTE étudiera d'éventuelles modalités pour valoriser explicitement la participation des effacements indissociables de la fourniture au marché de la capacité, notamment le processus de déclaration des ces effacements, le contrôle du réalisé et les modalités de contrôle associées. Si des modalités satisfaisantes peuvent être définies, RTE proposera d'introduire ces nouvelles modalités dans les Règles.

7.9.2.3.3 Courbe de réalisation d'une EDC d'Effacement en liaison Effacement

La courbe de réalisation d'une EDC d'Effacement en liaison Effacement est la somme des courbes de réalisation des EDA et des EDE qui la composent.

7.9.2.3.4 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, des Emaxj ou des 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
- la CRE pour les EDC d'Interconnexion.

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 donnée, 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 5 Jours Ouvrés.

Le responsable d'engagement de l'audit informe, le cas échéant, 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 donnée, 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 de l'EDC 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 sont 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 pour 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 $\text{Emaxj}_{AL,EDC}$;
- AjuAudit,Emaxh appliqué le cas échéant à $\text{Emaxh}_{AL,EDC}$;
- AjuAudit,PuissanceActivableRésiduelle appliqué le cas échéant à $\text{PuissanceActivableRésiduelle}_{AL,observée,EDC}$;
- $CoefficientAudit_{AL,I/C}$ appliqué dans la formule de calcul de la disponibilité d'une Interconnexion conformément à l'article B.4.4.2.

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 arithmétique des différents $AjuAudit, param$ calculés à l'occasion de ces différents audits.

Le cas échéant, GR responsable de l'engagement de l'audit communique ensuite à RTE ces coefficients, qui sont utilisés dans le calcul du NCE, conformément aux articles B.4.2.2 B.4.2.3 et B.4.2.5.

Le cas échéant, la CRE fixe par délibération le résultat de l'audit et précise notamment la valeur du $CoefficientAudit_{AL,I/C}$ pour l'Interconnexion et l'Année de Livraison considérées.

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 tests d'activation n'est pas systématiquement soumise à un test d'activation pendant la Période 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 des Puissances Activables 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. Ces coûts comprennent notamment le Forfait de Démarrage conforme à l'article 1 de la Section 1 des Règles MA-RE et la différence entre le Prix d'Offre conforme à l'article 1 des Règles MA-RE et le Prix Marginal d'Equilibre conforme à l'article 4.8.1.5 des Règles MA-RE

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 d'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 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 sollicitée via un test d'activation via le Mécanisme d'Ajustement et/ou via le dispositif NEBEF.
    - Une activation via le Mécanisme d'Ajustement 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 CUO déclarées dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement. 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. Un test d'activation via le Mécanisme d'Ajustement ne fait donc pas l'objet d'une Notification préalable à l'activation pour cause test. RTE Notifie au Titulaire d'EDC l'identité de l'EDA testée dans son périmètre au plus tard 10 Jours Ouvrés après le test d'activation.
    - Une activation via le dispositif 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. RTE Notifie le Titulaire d'EDC dont l'EDC est liée à l'EDE testée de s'activer pour cause test au plus tard à 20h en J-1.
- Une EDC dont tout ou partie des Sites ne sont liés ni à une EDA ni à une EDE peut être sollicitée via un test d'activation ad hoc. Le cas échéant, RTE Notifie le Titulaire d'EDC concerné de s'activer pour cause test au plus tard à 20h en J-1.

- Une EDC dont une partie de la disponibilité est contractualisée dans le cadre de Services Système Fréquence peut être testée à travers les modalités de contrôle de performances prévues à l'article 14 des Règles Services Système Fréquence.

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, Effacement et des EDC non liées, la collecte de la Puissance Activable est associée à un prix d'engagement, conformément aux articles 7.8.2.3, 7.8.2.4, et 7.8.2.5.

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 7.8.4 et 7.8.5 ne sont pas atteintes sur la journée ou la semaine correspondante, alors la Puissance activable résiduelle pour les EDE ou EDC concernées est considérée comme nulle.

7.9.4.6 Prise en compte des résultats d'un test d'activation

La valeur $V_{attendue_test}$ est la valeur totale attendue par l'entité réalisant le test.

La valeur $V_{PA_avanttest}$ correspond au Programme d'Appel de l'entité activée prévu avant le test d'activation. . Elle correspond à la moyenne arithmétique sur la plage du test engagé, des valeurs du paramètre testé établies par le test. Dans le cas où l'entité ne dispose pas de Programme d'Appel, la valeur $V_{PA_avanttest}$ est nulle.

La valeur $V_{réalisé_test}$ est la valeur activée par l'entitée testée lors du test d'activation. Elle correspond à la moyenne arithmétique sur la plage du test engagé, des valeurs du paramètre testé établies par le test.

La valeur $V_{testé}$ est la valeur testée dans le cadre du test d'activation, calulé comme suit :

$$V_{testé} = V_{attendu_test} - V_{PA_avanttest}$$

Un test d'activation permet de calculer une valeur conforme $V_{conforme}$ comme suit :

$$V_{conforme} = \max(V_{réalisé_{test}} - V_{PA_{avanttest}}, 0)$$

Un test d'activation permet de calculer une valeur défaillante $V_{défaillante}$ calculé comme suit :

$$V_{défaillant} = \max(V_{testé} - V_{conforme}, 0)$$

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 :

$$AjuTest, paramtesté, EDC, i = \frac{V_{conforme} + AjuTest, élémentaire \times V_{défaillante}}{V_{testé}}$$

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.

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 de 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 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 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 Emaxh 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 Transmission 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. En cas de test défaillant, la CRE peut demander à l'acteur testé des informations sur les modalités de formation de son prix d'offre.

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.

7.9.9 Mandat GRD pour les contrôles

Un GRD peut mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer, pour son compte, le processus de contrôle. Ce mandat devra être Notifié à RTE au plus tard 1 mois après sa signature.

7.9.10 Contrôle pour les EDC transfrontalières

La Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant précise les modalités de contrôle des paramètres de certification des EDC de sous type transfrontalière.

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 d'une EDC 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.

La méthode de calcul du Niveau de Capacité Effectif est explicitée :

- aux articles B.4.1 et B.4.2 des Règles pour les Capacités Métropolitaines Continentales,
- dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant pour les Capacités Transfrontalières,
- à l'article B.4.4 pour les Capacités d'Interconnexion Simplifiées,
- à l'article B.4.5 pour les Capacités d'Interconnexion Approfondies.

7.10.2 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)

7.10.2.1 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.

7.10.2.2 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.

7.10.2.3 Méthode de calcul du NCE

La méthode de calcul du NCE en cas d'entrée ou de sortie d'OA est détaillée à l'article B.4.3 des Règles.

7.10.3 Contestation du Niveau de Capacité Effectif

En cas d'incompréhension du titulaire d'EDC vis-à-vis du NCE Provisoire mis à disposition par RTE, conformément à l'article 5.3.4 des Règles, le Titulaire de l'EDC Notifie RTE de ses interrogations au plus tard 2 Mois après la Date Limite de Notification du NCE Provisoire.

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 et aux rééquilibrages 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 ou RTE dans le cas où RTE signe une déclaration dédiée.

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 d'une EDC

RTE constitue initialement le Périmètre du RPC pour la Période de Livraison de l'Année de Livraison, sur la base des déclarations des Demandes de Certification des EDC.

Une EDC est ainsi rattachée au Périmètre du RPC dont l'accord de rattachement est annexé à la Demande de Certification. RTE met à disposition sur son site internet un modèle d'accord de rattachement.

Les EDC d'Interconnexion Régulées et les EDC de sous type Approfondi sont rattachées au périmètre de RPC de RTE.

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 Responsable de Périmètre de Certification entre la date d'entrée en vigueur de son Contrat de Certification et le 31 mars AL+1 à condition que le nouveau RPC porte l'intégralité de l'Ecart RPC pour la Période le Livraison de l'Année de Livraison considérée.

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 définie 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 date de prise d'effet de la demande de changement de Périmètre.

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 raccordés au RPT et des EDC d'Interconnexion Dérogatoires

Le Titulaire de l'EDC Notifie à RTE l'accord de rattachement 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.

7.11.2.3.2.3Cas d'une EDC dont les Sites sont raccordés au RPD

Le Titulaire de l'EDC Notifie au GRD l'accord de rattachement 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.

7.11.2.3.2.4Cas d'une EDC multi-GR

Le Titulaire de l'EDC Notifie à RTE l'accord de rattachement 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.

7.11.2.3.2.5Cas d'une EDC de localisation Transfrontalière

Les modalités de changement de RPC pour les EDC Transfrontalières sont définies dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

7.12 Modalités de recouvrement des frais relatifs à la certification du Titulaire de l'EDC [CRE]

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, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport, par la Commission de régulation de l'énergie, en application de l'article R335-30 du Code de l'énergie.

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 Ecarts

La méthode de calcul des Ecarts est détaillée à l'article C.2 des Règles.

8.2 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers

8.2.1 Prix de Référence des Ecarts en Capacité

Le Prix de Référence des Ecarts en Capacité $PREC_{AL}$, 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 un prix de référence dont les modalités de calcul sont définies et publiées par la CRE, en vertu de l'article R. 335-57 du Code de l'énergie.

8.2.2 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 R. 335-57 du Code de l'énergie.

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-5, 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.

8.2.3 Prix Unitaire

La méthode de calcul du Prix Unitaire relatif à une Année de Livraison AL est fixée à l'article C.3 des Règles.

8.3 Règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

8.3.1 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 détaillée à l'article C.4.1 des Règles

8.3.2 Processus du règlement financier

8.3.2.1 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 8.3.1.

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 au 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 6.3.
- le montant du règlement financier associé à l'Ecart de l'Acteur Obligé, calculé conformément à la méthode de l'article 8.3.1.

8.3.2.2 Règlement financier

Lorsque le règlement financier est de signe positif, l'Acteur Obligé verse le montant du règlement sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité.

Lorsque le règlement financier est de signe négatif, l'Acteur Obligé reçoit le montant du règlement du fonds pour le règlement du rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés.

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 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 R. 335-50 du Code de l'énergie.

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.

8.3.2.3 Règlements financiers versés par les Acteurs Obligés

L'Acteur Obligé verse les montants liés au règlement financier avant la Date limite des règlements financiers relatifs au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés, suivant les modalités précisées dans le Contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé.

8.3.2.4 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.

8.3.2.5 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 formule 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 corrige le montant du règlement financier contesté.

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

8.3.2.6 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.

8.3.3 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 en l'application de l'article R335-50.

8.3.4 Ecart final

La Méthode de Calcul de l'Ecart Final est précisée à l'article C.4.2 des Règles.

L'Ecart Final de l'Acteur Obligé, s'il est non nul, est Notifié à la CRE.

8.4 Règlement financier du RPC

8.4.1 Ecart du RPC

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 C.2.1.2, est non nul.

8.4.2 Notion de Rééquilibrages Cumulés

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 relatif aux rééquilibrages calculé conformément à l'article C.5.2 des Règles.

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 :

a) 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 ;

b) 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 ;

c) les rééquilibrages pour évènements fortuits effectués conformément à l'article 7.6.3.2.6 ;

d) les rééquilibrages associés à l'application d'une décision émanant d'une autorité administrative ou d'un acte législatif et réglementaire contraignant de manière obligatoire le fonctionnement de la Capacité. Ces rééquilibrages doivent concerner des mesures ayant conduit à des cas de décision administrative de fermeture définitive, de fermeture temporaire ou de réduction des heures de fonctionnement de la Capacité ;

e) les rééquilibrages relatifs à des EDC certifiées selon la méthode de certification normative, décrite à l'article B.2.2;

f) les rééquilibrages associés à des changements dans les paramètres de certification relatifs à une Année de Livraison AL, postérieurs à la Date limite de demande de certification conforme de la Capacité concernée. Les paramètres de certification visés sont : C_{AL}, $C_{Filière,AL}$,

$Tauxréférence_{AL,Filière}$, $MargeAcceptabilité_{AL,Filière}$, $Borne\ HauteContraintesStock_{AL}$;

g) 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 ;

h) les rééquilibrages relatifs à des EDC de type Interconnexion de sous type Approfondi.

Les rééquilibrages b), d) et f) listés ci-dessus, s'ils sont à la baisse ne donnent 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 Garanties de Capacité délivrés en sus.

8.4.3 Règlement financier des RPC

La méthode de calcul du Règlement financier dû par les RPC est détaillée à l'article C.5.1 des Règles.

8.4.4 Processus du règlement financier du RPC

8.4.4.1 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.

8.4.4.2 Notification du règlement financier

Le règlement financier du RPC pour l'Année de Livraison AL est calculé conformément aux modalités de l'article C.5.

Pour chaque Année de Livraison, RTE Notifie à chaque RPC avant la Date Limite de Notification du règlement financier relatif à l'Ecart et aux rééquilibrages 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 rééquilibrages 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 C.5.2.3 ;
- le montant du règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC pour une Année de Livraison AL.

8.4.4.3 Règlement financier

Lorsque le règlement financier du RPC 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 R. 335-56 du Code de l'énergie. 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.

8.4.4.4 Règlements financiers versés par le RPC

Le RPC verse les montants correspondants sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC avant la Date limite des règlements financiers versés par les RPC, suivant les modalités précisées dans le contrat RTE-RPC.

8.4.4.5 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 des RPC, suivant les modalités précisées dans le contrat RTE-RPC.

8.4.4.6 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 de 1 Mois à compter de la date de Notification du règlement financier.

RTE formule 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 corrige le montant du règlement financier contesté.

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

8.4.4.7 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.

8.4.5 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 R. 335-56 du Code de l'énergie.

8.5 Mandat d'auto-facturation

A la suite de la signature d'un contrat en qualité d'Acteur Obligé avec RTE ou d'un contrat RPC-RTE, l'Acteur Obligé ou le RPC signe avec RTE un mandat d'auto-facturation permettant à RTE de s'auto-facturer pour le nom et pour le compte de l'Acteur Obligé ou du RPC, pour l'ensemble des factures génératrices de paiement prévues par les Règles, conformément aux articles 8.3.2.4 et 8.3.2.48.3.2.5.

RTE s'engage à tout mettre en œuvre pour que les factures soient établies dans le respect des normes législatives et réglementaires en vigueur, et notamment celles relatives aux mentions obligatoires à porter sur les factures. Ainsi RTE procèdera aux modifications et aux adaptations nécessitées par l'évolution desdites normes.

RTE transmettra aux Acteurs Obligés et aux RPC, un état récapitulant les sommes facturées.

9 PARTICIPATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION AU MECANISME DE CAPACITE FRANÇAIS

9.1 Procédure Approfondie et Procédure Simplifiée de participation transfrontalière

La Procédure Approfondie s'applique avec un Etat Participant Interconnecté lorsqu'une Convention RTE-GRT Transfrontalier est valable pour une Année de Livraison. Conformément à l'article R335-10 du Code de l'Energie une Convention RTE-GRT Transfrontalier est approuvée par la CRE et homologuée par le ministre chargé de l'énergie avant d'être signée par RTE. A défaut d'une signature par l'ensemble des parties avant la Date Limite de Signature d'une Convention RTE-GRT Transfrontalier définie à l'article 5.5.1 pour une Année de Livraison donnée, la Procédure Simplifiée s'applique.

9.2 Création de Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

RTE créée des Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion dans ses écritures comptables pour gérer les revenus d'Interconnexion.

RTE crée pour chaque Interconnexion Régulée un Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion.

En cas de Procédure Approfondie, RTE crée un Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour chaque Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire si le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire a signé un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité mentionné à l'article 9.7.

Les articles 9.3 à 9.6 décrivent les versements et les prélèvements vers et depuis chaque Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion dans le cadre de la Procédure Simplifiée et de la Procédure Simplifiée. Un Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion accueille les écritures relatives à plusieurs Années de Livraison.

9.3 Gestion des revenus d'Interconnexion pour une Interconnexion Régulée dans le cadre de la Procédure Simplifiée

9.3.1 Recettes des Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

Dans le cadre de la gestion des revenus pour une Interconnexion Régulée, RTE verse sur le Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion les revenus relatifs à la mise sur le marché des Garanties de Capacité liés à l'Interconnexion Régulée, notamment :

- les revenus de la vente des Garanties de Capacité issues de la mise sur le marché des Garanties de Capacité de l'Interconnexion dans le cadre de la Procédure Simplifiée ;
- l'éventuel règlement financier perçu par le RPC visé à l'article 8.4.4.5.

9.3.2 Dépenses du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

RTE prélève sur le Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion relatif à une Interconnexion Régulée les dépenses liées à l'Interconnexion notamment :

- le coût des Garanties de Capacités achetées pour un éventuel rééquilibrage à la baisse ;
- les éventuels frais de mise en vente des Garanties de Capacités ;
- l'éventuel règlement financier versé par le RPC visé à l'article 8.4.4.4.

9.4 Modalités de mise en vente des Tickets d'Accès

9.4.1 Demande de pré-certification

Pour participer aux sessions de vente de Ticket d'Accès l'Exploitant de Capacité doit effectuer une Demande de Pré-Certification. Les modalités associées à la procédure de pré-certification sont précisées dans la Convention RTE – GRT Transfrontalier relative à l'Etat Participant Interconnecté correspondant.

9.4.2 Conservation des Tickets d'Accès

Chaque Ticket d'Accès est caractérisé par l'Année de Livraison et la Frontière pour lesquelles il a été émis.

Les Tickets d'Accès acquis par un Exploitant de Capacité sont conservés sur le Registre des Tickets d'Accès.

RTE est administrateur du Registre des Tickets d'Accès.

9.4.3 Mise en vente initiale des Tickets d'Accès pour une Frontière

9.4.3.1 Volume de Tickets d'Accès initialement mis en vente pour une Frontière

Le volume de Ticket d'Accès initialement mis en vente pour une Frontière dans le cas de la Procédure Approfondie correspond pour une Frontière à la Contribution de cette Frontière à la sécurité d'approvisionnement $ContributionFrontière_{AL}$ définie à l'article B.1.5.4.

9.4.3.2 Allocation des Tickets d'Accès

RTE met en vente lors d'une enchère prévue avant la Date Limite d'allocation Initiale des Tickets d'Accès visée à l'article 5.5.2 le volume de Tickets d'Accès visé à l'article 5.5.2.

L'enchère des Tickets d'Accès pour une Frontière est accessible à l'ensemble des Exploitants de Capacité Transfrontaliers de l'Etat Participant Interconnecté ayant réalisé une demande de Pré-certification conformément à l'article 9.5.1.

Les offres d'achat de Ticket d'Accès pouvant être formulées par un Exploitant de Capacité pour une Frontière donnée sont limitées au Niveau Pré-certifié sur la même Frontière prévu par le Contrat de Pré-certification visé à l'article 9.5.1.

RTE met en place une plateforme d'enchère électronique sur laquelle les Exploitants de Capacités peuvent déposer leurs offres d'achat électroniquement.

RTE facture aux Exploitants de Capacité acquéreurs de Ticket d'Accès des frais d'organisation de l'enchère. Ces frais font l'objet d'une proposition de RTE validée par la CRE. Ils couvrent l'ensemble des coûts d'organisation de l'enchère par RTE

Le prix des Tickets d'Accès acquis par un Exploitant de Capacité et les frais d'organisation de l'enchère associés sont réglés par l'Exploitant de Capacité à RTE.

Les modalités techniques de l'enchère de Tickets d'Accès seront proposées par RTE. Ces modalités techniques précisent notamment :

- la forme des offres que les Exploitants de Capacité peuvent déposer;
- la Date Limite de dépôt des offres par les Exploitants de Capacité ;
- les modalités de sélection des offres.

9.4.3.3 Affectation du revenu de la vente des Tickets d'Accès

Le revenu de la vente initiale des Tickets d'Accès pour une Frontière est noté $RevenuTA_{AL,Frontière,Enchère}[1]$. Son affectation aux Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion est réalisée conformément à l'article 9.6.

9.4.3.4 Tickets d'Accès invendus

Le volume de Tickets d'Accès invendu lors de la première enchère pour une Frontière et pour une Année de Livraison est noté $TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[1]$. Ces Tickets d'Accès sont remis en vente lors de la seconde enchère.

9.4.4 Mise en vente secondaire des Tickets d'Accès pour une Frontière

9.4.4.1 Volume de Tickets d'Accès mis en vente pour une Frontière lors de la seconde attribution

Pour une Frontière et pour une Année de Livraison le volume en MW de Ticket d'Accès mis en vente lors de la seconde session d'enchère noté $TicketsAccès_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ est calculé conformément à la formule détaillée à l'article D.1 des Règles.

9.4.4.2 Allocation des Tickets Accès

RTE met en vente lors d'une enchère prévue avant la Date Limite de seconde allocation des Tickets d'Accès le volume de Ticket d'Accès visé à l'article D.1 selon des modalités similaires à l'article 9.4.4.2.

Les offres déposées par un Exploitant de Capacité pour une Frontière donnée pour une Année de Livraison ne peut dépasser le Niveau Pré-certifié du Contrat de Pré-certification visé à l'article 9.5.1 diminué du volume de Tickets d'Accès déjà en possession de cet exploitant.

9.4.4.3 Remboursement des acteurs ayant restitué des TA

Les Exploitants de Capacité ayant restitués des Tickets d'Accès pour une Frontière pour une Année de Livraison avant la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès sont remboursés au plus tard 3 mois après la tenue de la seconde enchère à hauteur du montant $RemboursementTA_{AL,Frontière,Exploitant}$ conformément aux modalités de calcul détaillées à l'article D.2 des Règles.

9.4.4.4 Affectation du revenu de la vente des Tickets d'Accès

Le revenu associé à la deuxième enchère est affecté aux Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion selon la méthode de l'article 9.6. Sa méthode de calcul est détaillée à l'article D.3 des Règles.

9.4.4.5 Allocation incomplète de Tickets d'Accès

Le volume de Tickets d'Accès pour une Frontière pour une Année de livraison, invendu à la suite de la deuxième enchère noté $TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ est détruit par RTE. Un volume de Garanties de capacités équivalent est émis conformément à l'article 9.4.6.

9.4.5 Restitution de Tickets d'Accès après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès

Le volume de Tickets d'Accès pour une Frontière pour une Année de livraison, restitués après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès définie à l'article 5.5.3 est détruit par RTE. Un volume de Garanties de Capacités équivalent est émis conformément à l'article 9.4.6. Ce volume de Tickets d'Accès est calculé conformément à l'article D.4.

La restitution de Tickets d'Accès après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès n'ouvre pas droit à un remboursement des Exploitants de Capacité les restituant.

9.4.6 Emissions de Garanties de Capacité après destruction de Tickets d'Accès

Conformément à l'article 9.4.4.5 RTE détruit les Tickets d'Accès invendus à la suite de la seconde enchère dont il dispose et procède à une Certification ou à un Rééquilibrage à la hausse pour l'Année de Livraison concerné pour la Frontière concernée.

Conformément à l'article 9.4.5 après une restitution de Tickets d'Accès après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès, RTE détruit les Tickets d'Accès restitués dont il dispose et procède à une Certification ou à un Rééquilibrage à la hausse pour l'Année de Livraison concerné pour la Frontière concernée.

Pour les EDC de sous Type Approfondi, RTE procède à un rééquilibrage a minima tous les deux Mois sous réserve que le volume du rééquilibrage soit supérieur à 1MW.

RTE met en vente les Garanties de Capacité émises selon les modalités de l'article 11.1.3.5. Le produit de cette mise en vente est versé sur le fond de règlement des écarts des Acteurs Obligés visé à l'article 8.3.2 de l'année de la vente, si la vente a lieu avant la Date limite des règlements financiers relatifs au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés ou sur le fond de règlement des écarts des Acteurs Obligés de l'année suivante, dans le cas contraire.

9.5 Gestion des Revenus d'Interconnexion dans le cadre de la Procédure Approfondie

9.5.1 Recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

En Procédure Approfondie pour chaque Interconnexion, les recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion $RevenuTotal_{AL,I/C}$ sont calculées conformément à l'article D.5.

9.5.2 Recettes perdues des Interconnexions

Pour chaque Année de Livraison pour chaque Interconnexion participant au mécanisme de capacité, RTE calcule une Recette Perdue qui abaisse les revenus du Gestionnaire d'Interconnexion dans le cas où la disponibilité réelle de l'Interconnexion pendant une Année de Livraison calculée conformément à l'article B.4.4 ne correspond pas au nombre de Tickets d'Accès émis pour cette Interconnexion pour cette Année de Livraison.

9.5.2.1 Calcul de l'écart de l'Interconnexion

L'écart d'une Interconnexion Approfondie pour une Année de Livraison est calculé conformément à l'article D.6 des Règles.

9.5.2.2 Calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion

La Recette Perdue d'une Interconnexion de sous-type Approfondie pour une Année de Livraison est calculée conformément à l'article D.7 des Règles.

9.5.2.3 Affectation de la Recette Perdue de l'Interconnexion

La Recette Perdue est retirée du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion par RTE. Elle est reversée aux Utilisateurs du Réseau Public de Transport d'électricité selon des modalités fixées par la CRE.

9.5.2.4 Date Limite de calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion

La Date Limite de calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion est fixée à l'article 5.5.5. Le cas échéant RTE Notifie le Gestionnaire d'Interconnexion dérogatoire de sa Recette Perdue.

La Recette Perdue de l'Interconnexion est retirée comptablement du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion au plus tard 3 Mois après la Date Limite de calcul.

9.5.2.5 Contestation du calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion par un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire

Toute contestation du Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire relative à la Recette Perdue de l'Interconnexion doit être Notifiée à RTE, ou toute autre personne désignée par lui à cet effet, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification de la Recette Perdue. La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre les versements liés au calcul de la Recette Perdue de l'Interconnexion.

RTE formule une réponse par écrit dans un délai de deux Mois à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE corrige le montant de la Recette Perdue de l'Interconnexion.

9.6 Versement et partage du solde du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

9.6.1 Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour les Interconnexions Dérogatoires

9.6.1.1 Absence de signature d'un Accord de Participation par le Gestionnaire de l'Interconnexion

Dans le cas où un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire n'a pas signé un Accord de Participation conformément à l'article 9.7, RTE n'ouvre pas de Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour le compte de ce Gestionnaire d'Interconnexion car la contribution de cette Interconnexion est prise en compte de manière implicite.

9.6.1.2 Signature d'un Accord de Participation par le Gestionnaire de l'Interconnexion

9.6.1.2.1 Procédure Simplifiée

Dans le cas où un Gestionnaire d'Interconnexion dérogatoire a signé l'Accord de Participation mentionné à l'article 9.7 et si la Procédure Simplifiée s'applique entre la France et l'Etat Participant

Interconnecté, ce Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire effectue une Demande de Certification conformément à l'article 7.4.

RTE n'ouvre pas de Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour le compte de ce Gestionnaire d'Interconnexion.

9.6.1.2.2 Procédure Approfondie

Dans le cas où un Gestionnaire de l'Interconnexion Dérogatoire a signé un Accord de Participation conformément à l'article 9.7 et si la Procédure Approfondie s'applique entre la France et l'Etat Participant Interconnecté, RTE ouvre un Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour le compte de ce Gestionnaire d'Interconnexion.

RTE gère ce fonds conformément à l'article 9.5. RTE procède avant la Date Limite de partage du Fonds définie à l'article 5.5.6 au partage du solde du fonds :

- Dans le cas où le solde du fonds est positif RTE verse l'intégralité du solde du fonds au Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire
- Dans le cas où le solde du fonds est négatif, RTE Notifie le Gestionnaire d'Interconnexion qui verse le solde du fonds à RTE sous un Mois.
  En cas de défaut de paiement d'un Gestionnaire d'Interconnexion dérogatoire, RTE met en demeure sous 5 Jours le Gestionnaire d'Interconnexion dérogatoire 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.

Les modalités de règlement sont détaillées dans l'Accord de Participation.

9.6.2 Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion pour les Interconnexions Régulées

9.6.2.1 Généralités

RTE peut partager les revenus issus de la vente des Garanties de Capacité ou des Tickets d'Accès liées à une Interconnexion Régulée avec le GRT Transfrontalier. Conformément aux articles R335-18 et R335-21 du Code de l'Energie, ce partage n'intervient que si l'Etat Participant Interconnecté a également mis en place un mécanisme de capacité valorisant l'ensemble des contributions à sa sécurité d'approvisionnement, notamment les contributions françaises, et partage les revenus issus de l'Interconnexion Régulée avec RTE selon des principes similaires. Le ministre chargé de l'énergie fixe par arrêté la liste des Mécanismes de Capacité remplissant ces critères.

9.6.2.2 Processus de partage de revenu dans le cas d'un partage de Revenu entre RTE et le GRT Transfrontalier

RTE procède avant la Date Limite de partage du fonds défini à l'article 5.5.6 au partage du solde du fonds dans le cas d'un partage de revenu avec le GRT Transfrontalier :

- Dans le cas où le solde du fonds est positif :
    - RTE verse la proportion du solde du fonds revenant au GRT Transfrontalier
    - RTE utilise la part du solde du fonds lui revenant selon des modalités définies par la CRE.
- Dans le cas où le solde du fonds est négatif, celui-ci est reporté à l'année suivante.

9.6.2.3 Affectation du revenu en l'absence de partage de Revenu entre RTE et le GRT Transfrontalier

En l'absence de partage de revenu avec le GRT Transfrontalier, RTE procède avant la Date Limite de partage du Fonds définie à l'article 5.5.6 à l'affectation du solde du Fonds :

- Dans le cas où le solde du fonds est positif, RTE utilise le solde du fonds selon des modalités définies par la CRE ;
- Dans le cas où le solde du fonds est négatif, celui-ci est reporté à l'année suivante.

9.7 Participation des Interconnexions Dérogatoires au Mécanisme de Capacité

9.7.1 Signature d'un Accord de Participation dans le cas de la Procédure Approfondie

Si la Procédure Approfondie s'applique sur la Frontière d'une Interconnexion Dérogatoire, le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire doit signer un Accord de Participation avant la Date Limite de Signature d'un Accord de Participation définie à l'article 5.5.7 pour participer au Mécanisme de Capacité.

9.7.2 Signature d'un Accord de Participation dans le cas de la Procédure Simplifié

Si la Procédure Simplifiée s'applique sur la Frontière d'une Interconnexion Dérogatoire, le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire doit signer un Accord de Participation avant la Date Limite de Signature d'un Accord de Participation définie à l'article 5.5.7 pour participer au Mécanisme de capacité.

9.7.3 Rupture de contrat

En cas de manquement aux obligations de l'Accord de Participation par le Gestionnaire d'Interconnexion, RTE Notifie la CRE des manquements constatés. La CRE peut alors décider d'une rupture de l'Accord de Participation.

9.7.4 Sécurisation financière de la participation de l'Interconnexion Dérogatoire en projet

Pour pouvoir signer un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité Français à partir d'une Année de Livraison AL le Gestionnaire d'une Interconnexion Dérogatoire En Projet doit sécuriser financièrement son Interconnexion en fournissant à RTE une garantie bancaire.

Le plafond du montant de garantie bancaire demandé est calculé comme suit :

$$GarantieBancaire_{I/C} = \sum_{i=0}^{3} 0{,}5 \times Padm_{AL+i} \times CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL+i,I/C}$$

Avec :

- $Padm_{AL}$ Le Prix Administré défini à l'article 8.2.2. S'il n'est pas défini la valeur de l'Année de Livraison précédente est reconduite pour ce calcul ;
- $CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}$ La capacité maximale installée de transit de l'Etat Participant Interconnecté vers la France de l'Interconnexion Dérogatoire En Projet considérée de manière explicite.

Le montant de garantie bancaire exigée est déterminé en fonction de l'état d'avancement du projet d'Interconnexion.

L'Accord de Participation fixe les conditions de la sécurisation financière notamment :

- les conditions relatives à l'établissement émetteur de la Garantie Bancaire ;
- la durée de validité de la Garantie Bancaire ;
- les conditions d'appel de la Garantie Bancaire par RTE ;
- les conditions de restitution de la Garantie Bancaire par RTE.

9.7.5 Régime de pénalités contractuelles pour les Interconnexion ayant signé un Accord de Participation

L'Accord de Participation de l'Interconnexion Dérogatoire prévoit le paiement de pénalités dans le cas où l'Interconnexion Dérogatoire n'est pas en Service pour la date à partir de laquelle le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire s'est engagé à participer au Mécanisme de Capacité Français.

Ces pénalités sont versées par le Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire sur le fond pour le règlement des écarts de RPC. La date de recouvrement de ces pénalités est précisée dans l'Accord de Participation de l'Interconnexion Dérogatoire.

En cas de défaut de paiement d'un Gestionnaire d'Interconnexion Dérogatoire, RTE met en demeure sous 5 Jours le Gestionnaire d'Interconnexion dérogatoire 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.

9.8 Analyse d'impact de la prise en compte explicite de la participation transfrontalière

Au plus tard un an après la fin de la première Année de Livraison pour laquelle les contributions de l'interconnexion aux Etats Participants Interconnectés ont été prises en compte de manière explicite, RTE remet au Ministre chargé de l'énergie et à la Commission de régulation de l'énergie un rapport évaluant le bénéfice pour la sécurité d'approvisionnement de la France de cette prise en compte explicite, ainsi que des informations relatives à l'évolution, dans les pays voisins, de la régulation relative à la contribution des acteurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité

10 VOLET APPEL D'OFFRES LONG TERME

10.1 Organisation des appels d'offres

Tous les ans, le Ministre chargé de l'énergie organise avant le 15 septembre AL-4 un Appel d'Offres Long Terme (AOLT) pour les nouvelles capacités à l'issue duquel un Contrat AOLT est conclu entre RTE et les Lauréats AOLT. Sous réserve du respect des clauses prévues par le Contrat AOLT durant toute la Période de Contractualisation AOLT, le Contrat AOLT offre aux Lauréats AOLT un complément de rémunération portant sur la vente de Garanties de Capacité durant les Années de Livraison couvertes par la Période de Sécurisation AOLT.

Dans les meilleurs délais suivant la publication de l'avis d'appel d'offres au Journal Officiel de l'Union européenne, RTE, met en place de candidature en ligne permettant le téléchargement du Cahier des Charges AOLT du Contrat AOLT, le dépôt du Dossier d'Eligibilité AOLT et des Offres Financières AOLT, en application de l'article R335-72 du Code de l'énergie.

Lors de chaque appel d'offres, une Période d'un Mois est prévue pour que les acteurs adressent à RTE leurs demandes d'information relatives à l'appel d'offres. Les réponses apportées par RTE sont rendues publiques avant la Date Limite pour transmettre les Dossier d'Eligibilité AOLT.

10.1.1 Cahier des charges AOLT

Après concertation des acteurs, RTE Notifie un projet de Cahier des Charges AOLT au Ministre chargé de l'énergie, élaboré dans le respect du Décret et des Règles. En l'absence de propositions de

modification Notifiées par le Ministre chargé de l'énergie à RTE, le projet Cahier des Charges AOLT est réputé approuvé sous deux Mois.

Le Cahier des Charges AOLT comporte notamment :

- les modalités relatives à la Procédure de Qualification AOLT, les critères d'éligibilité à l'AOLT et la liste exhaustive des pièces requises à cet effet ;
- le contenu des offres financières ;
- les formules permettant le calcul des pénalités spécifiques au dispositif ;
- les modalités d'interclassement et de sélection des offres ;
- la Date d'Ouverture de l'AOLT
- la Date de Clôture de l'AOLT;
- le lien du site dédié à l'organisation de l'appel d'offres ;
- les modalités relatives aux demandes d'information sur l'appel d'offres ;
- les modalités de transmission des dossiers de candidature à l'appel d'offres qui permettent de garantir la confidentialité des indications et pièces contenues dans le dossier ainsi que d'identifier de façon certaine l'appel d'offres auquel le dossier de candidature répond.

10.1.2 Contrats conclus avec les Lauréats AOLT

Après concertation des acteurs, RTE propose au Ministre chargé de l'énergie une trame des Contrats AOLT conclus avec les Lauréats AOLT, élaborée dans le respect du Décret et des Règles. En l'absence de propositions de modification Notifiées par le Ministre chargé de l'énergie à RTE, la trame de Contrat AOLT est réputée approuvée sous deux Mois.

Le Contrat AOLT engage RTE et le Lauréat AOLT durant la Période de Contractualisation AOLT. Pour respecter ses engagements détaillés dans le Contrat AOLT, le Lauréat devra, pour chaque Année de Livraison couverte par la Période de Sécurisation AOLT, associer une EDC au Contrat AOLT.

Pour chaque Année de Livraison couvrant la Période de Contractualisation, un Contrat AOLT est associé à au plus une EDC et une EDC est associée à au plus un Contrat AOLT.

En cas de contractualisation partielle d'une EDC d'Effacement, le Titulaire de l'EDC désigne au sein de l'EDC associée au Contrat AOLT les Sites liés au Contrat AOLT.

Le Contrat précise :

- la Période de Contractualisation AOLT ou période de validité du Contrat AOLT ;
- la Période de Sécurisation AOLT ou période de 7 ans durant laquelle les capacités Lauréates bénéficient d'un Complément de Rémunération AOLT ;
- le prix garanti issu de l'AOLT $PrixGaranti_{Période\ de\ Sécurisation\ AOLT}$;
- le volume de capacité contractualisé $V_{contractualisé}$;
- les modalités de rupture du Contrat AOLT et les indemnités afférentes ;
- les pénalités dues par le Lauréat en cas de non-exécution partielle ou totale des engagements décrits dans l'offre.

10.1.3 Procédure de Qualification AOLT

Les candidats déposent leur Dossier d'Eligibilité sur le site de candidature à partir de la Date d'Ouverture de l'Appel d'Offres définie dans le Cahier des Charges AOLT et au plus tard 1 Mois avant la Date de Clôture de l'AOLT.

Ce Dossier d'Eligibilité doit être conforme avec les dispositions du Décret, des Règles et du Cahier des Charges AOLT.

RTE vérifie la conformité des Dossier d'Eligibilité AOLT avec le Décret, les Règles et le Cahier des Charges AOLT.

La remise d'une offre vaut engagement ferme du candidat à respecter, s'il est retenu, l'ensemble des obligations et prescriptions de toute nature figurant au Cahier des Charges AOLT et dans le Contrat AOLT.

Tout dossier incomplet ou transmis après la date limite susmentionnée sera jugé non-conforme.

Outre les modalités précisées dans la suite de cet article, les conditions d'éligibilité et les pièces à joindre au Dossier d'Eligibilité AOLT pourront être complétées dans le Cahier des Charges AOLT.

10.1.3.1 Conditions d'éligibilité spécifiques aux dossiers portant sur une Capacité de Production

Pour être éligible à un AOLT, tout projet d'installation de production doit respecter les conditions d'éligibilité suivantes :

- l'installation de production est ou sera située sur le territoire de la France métropolitaine continentale et ne doit être bénéficiaire d'un mécanisme de soutien en application des articles L 314-1 et suivants, L314-18 et suivants et L311-10 et suivants du Code de l'énergie ;
- l'installation de production ne fera pas l'objet d'une demande de Certification, à la date de sélection des Lauréats AOLT, individuellement ou en s'agrégeant avec d'autres installations de production, pour aucune des années de livraison strictement antérieures à la première année de livraison couverte par la Période de Sécurisation AOLT ;
- l'installation de production ne doit pas avoir fait l'objet d'une convention de raccordement dont la signature serait intervenue avant la désignation des Lauréats AOLT. Dans le cas de l'ajout d'une installation de production sur un site existant, l'avenant à la convention de raccordement ne doit pas avoir été signé antérieurement à la désignation des Lauréats AOLT.

Est également éligible à un AOLT, toute Capacité de Production qui s'est vue délivrée une nouvelle autorisation administrative d'exploiter du fait d'une augmentation d'au moins 20% de sa puissance installée ou d'une modification de sa source d'énergie primaire. Ces Capacités de Production pourront participer à un AOLT :

- à hauteur de l'augmentation de la puissance installée entrant en service au cours de l'Année de Livraison antérieure à la première Année de Livraison couverte par la Période de Sécurisation AOLT;
- à hauteur de la puissance installée qui change de source d'énergie primaire et dont l'évolution entre en service au cours de l'Année de Livraison antérieure à la première Année de Livraison couverte par la Période de Sécurisation AOLT.

10.1.3.2 Conditions d'éligibilité spécifiques aux dossiers portant sur une Capacité d'Effacement

Tout projet relatif à une Capacité d'Effacement peut répondre à la Procédure de Qualification AOLT en choisissant :

- de transmettre à RTE une composition indicative de la Capacité d'Effacement qui sera associée à l'AOLT, le cas échéant ; ou
- d'accompagner son Dossier d'Eligibilité d'une garantie bancaire complémentaire.

Le cas échéant, les Sites listés dans la composition indicative transmise devront respecter les conditions suivantes :

- ils sont situés en France métropolitaine continentale ;
- ils n'ont pas participé à un mécanisme de valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie ou au mécanisme d'ajustement avant 15 novembre 2018 ou ont vu leur puissance souscrite augmenter d'au moins 20 % depuis leur dernière participation à l'un ou l'autre de ces mécanismes antérieure au 15 novembre 2018 ;
- ils n'ont pas perçu plus de six années de rémunération cumulées au titre de l'Appel d'Offres Effacement et de l'AOLT ;
- ils ne peuvent, pour une Année de Livraison couverte par la période de Sécurisation AOLT considérée, être bénéficiaires :
    - de l'Appel d'Offres Effacement,
    - du versement dérogatoire tel que défini à l'article L271-3 du Code de l'énergie,
    - d'un autre AOLT.
- ils ne peuvent être candidats à un même AOLT à travers plusieurs projets de Capacité d'Effacement.

Pour pouvoir être associés à un Contrat AOLT, les Sites qui composent une EDC d'Effacement devront également remplir les conditions listées ci-dessus durant toute la Période de Sécurisation AOLT.

En cas de participation partielle d'une EDC d'Effacement à un AOLT, le Lauréat devra, lors de la Demande de Certification de la Capacité qu'il décide d'associer au Contrat AOLT, désigner les Sites qu'il souhaite lier au Contrat AOLT pour cette Année de Livraison.

10.1.3.3 Dossier d'Eligibilité AOLT

Toute personne souhaitant participer à l'AOLT doit déposer un Dossier d'Eligibilité au plus tard un Mois avant la Date de Clôture de l'AOLT.

Ce Dossier d'Eligibilité AOLT devra notamment contenir les pièces administratives et techniques suivantes :

- un engagement ferme de signer le Contrat AOLT si le projet est retenu à l'issue de l'appel d'offres;

- une garantie bancaire dépendant du niveau d'avancement du projet et plafonnée par l'application des pénalités appliquées au NCC prévisionnel durant de 4 Années de Livraison ;
- la date prévisionnelle de Mise en Service ;
- le NCC prévisionnel du projet de capacité. Le NCC prévisionnel transmis devra être compatible avec le Tunnel de Certification conformément à l'article 7.3.2 des Règles ou avoir fait l'objet d'une demande de Dérogation au Tunnel de Certification au plus tard 2 Mois avant la Date de Clôture de l'AOLT.

Pour les dossiers portant sur une Capacité de Production, le dossier devra également contenir des éléments explicatifs du projet de production qui précisent notamment l'état d'avancement du projet et la Puissance Installée prévisionnelle.

Pour les dossiers portant sur une Capacité d'Effacement, le dossier devra également contenir :

- une composition prévisionnelle de la Capacité d'Effacement pour la première Année de Livraison couverte par la Période de Sécurisation AOLT accompagnée des Accords de Principe pour Participation AOLT signés par les Sites qui la composent; ou
- une garantie bancaire complémentaire dont le montant est fixé dans le Cahier des Charges AOLT.

Le Cahiers de Charges AOLT pourra compléter la liste des pièces requises dans le Dossier d'Eligibilité AOLT.

RTE étudie la conformité des Dossiers d'Eligibilité. Si un Dossier est jugé non-conforme, l'Offre Financière associée au projet ne sera pas considérée lors de la sélection des offres.

RTE Notifie les candidats de la conformité de leur Dossier d'Eligibilité AOLT au plus tard un Mois après la Date de Clôture de l'AOLT.

10.2 Sélection des Offres

10.2.1 Courbe d'offre

L'Offre Financière AOLT est déposée avant la Date de Clôture de l'AOLT.

Les Offres Financières AOLT devront notamment mentionner :

- le volume minimal contractualisable $V_{\min_contractualisable}$ en dessous duquel le projet ne doit pas être retenu à l'issue de l'appel d'offres ;
- le volume maximal contractualisable $V_{\max_contractualisable}$ au-dessus duquel le projet ne doit pas être retenu à l'issue de l'appel d'offres. Ce volume devra être inférieur au NCC prévisionnel déclaré dans le dossier d'éligibilité ;
- le niveau de prix (en €/GC) à partir duquel le candidat accepte d'être contractualisé.

Toutes les offres dont les Dossiers d'Eligibilité AOLT qui sont jugées conformes à l'issue de la Procédure de Qualification AOLT sont interclassées par niveau de prix croissant pour construire la courbe d'offres.

10.2.2 Courbe de Demande Administrée

Pour chaque appel d'offres organisé en AL-4, RTE élabore, en application de l'article R335-73 du Code de l'énergie, un projet de courbe de demande administrée, définie à l'article R335-1 du Code de l'énergie, qui peut intégrer un coefficient d'abattement visant à garantir que le dispositif bénéficie aux consommateurs. Ce projet est transmis pour avis au Ministre chargé de l'énergie.

La courbe de demande administrée et le coefficient transmis par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité sont réputés approuvés en l'absence d'opposition du ministre en charge de l'énergie dans un délai d'un Mois suivant la transmission du projet de courbe de demande administrée. Dans ce délai, le ministre chargé de l'énergie peut demander à RTE d'apporter des modifications au projet de courbe de demande et de coefficient d'abattement. Le nouveau projet est soumis à la même procédure d'approbation que le projet initial.

Le projet approuvé est ensuite soumis pour approbation à la Commission de régulation de l'énergie.
La construction de la Courbe de Demande Administrée se fonde sur les principes suivants :

- la Courbe de Demande Administrée reflète le bénéfice pour la collectivité associé à l'introduction de Nouvelles Capacités dans le système électrique français. Le périmètre de la collectivité comprend notamment les consommateurs et les exploitants de capacité ;
- éviter le surdimensionnement du parc de production ainsi que l'éviction de centrales existantes par des nouvelles centrales équivalentes ;
- prendre en compte des incertitudes structurelles et des incertitudes de court terme (aléas météorologiques).

Le processus de construction du projet de Courbe de Demande Administrée suit les étapes suivantes :

Etape 1 : Construction de la Courbe de Demande Administrée Modélisée

Dans le respect des principes susmentionnés, RTE construit le vecteur Courbe de Demande Administrée Modélisée qui reflète le bénéfice marginal (en €) associé à l'introduction de nouveaux moyens de capacité dans le système électrique français.

Etape 2 : Construction de la Courbe de Demande Administrée Normalisée

Dans un second temps, la Courbe de Demande Administrée Normalisée est calculée telle que :

$$CDA_{normalisée} = \frac{PRI_{marché}}{PRI_{modélisé}} \times CDA_{modélisée}$$

Avec le prix de référence initial (PRI) un indicateur prix calculé, pour un AOLT organisé en AL-4 et couvrant la Période de Sécurisation AOLT AL-AL+6, comme suit :

$$PRI = \frac{\sum_{i=0}^{2} \alpha_{AL-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} P^*(k, AL-i) \times V^*(k, AL-i)}{\sum_{i=0}^{2} \alpha_{AL-i} \times \sum_{1 \le k \le NbEnchèresAL-4(AL-i)} V^*(k, AL-i)}$$

Avec :

- $\alpha_{AL-2} = 0{,}25$; $\alpha_{AL-1} = 0{,}25$ *et* $\alpha_{AL} = 0{,}5$

- $P^*(k, AL-i)$ le prix (en €/MW) issu de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.
- $V^*(k, AL-i)$ le volume (en MW) retenu à l'issue de la k^{ème} session de marché organisé en AL-4 et portant sur l'année de livraison AL-i.

Etape 3 : Construction de la Courbe de Demande Administrée Effective

RTE pourra également appliquer un coefficient d'abattement à la Courbe de Demande Administrée Normalisée pour construire la Courbe de Demande Administrée Effective :

$$CDA_{effective} = CDA_{normalisée} \times C_{abattement}$$

Avec :

- $C_{abattement}$ un coefficient qui pourra s'appliquer pour accroitre la part des consommateurs dans le bénéfice pour la collectivité mesuré à travers la courbe de demande administrée. Si RTE propose une valeur différente de 1 pour ce coefficient, RTE devra justifier, lors de la soumission du projet de Courbe de Demande Administrée auprès du Ministre chargé de l'énergie et de la Commission de Régulation de l'Energie, que le coefficient proposé permettra d'accroitre le la part de surplus qui revient au consommateur si des offres sont retenues.

Etape 4 : Déduction du projet de Courbe de Demande Administrée

Le projet de Courbe de Demande Administrée est la Courbe de Demande Administrée Effective dont la composante prix est majorée par le Prix Administré défini à l'article 8.2.2.

10.2.3 Modalités de sélection des offres

Les modalités d'interclassement des offres et de rencontre entre les courbes d'offre et de demande sont explicitées dans le Cahier des Charge AOLT. Selon ces modalités et dans le cas ou au moins une Offre Financière AOLT est retenue, RTE détermine un prix garanti $PrixGaranti_{AL\text{-}AL+6}$ à l'issue de l'appel d'offres. Seules peuvent être retenues celles assorties d'un prix inférieur ou égal au Prix Garanti AOLT. Si le prix proposé est égal au prix garanti, RTE retient le plus faible volume de capacité permettant de maximiser le surplus pour la collectivité.

Au plus tard un Mois après la clôture de l'appel d'offres, RTE Notifie au Ministre chargé de l'énergie un compte-rendu qui précise :

- les offres que RTE propose de retenir à l'issue de l'appel d'offres et, le cas échéant, le détail des offres dont notamment le volume retenu $V_{contractualisé}$ par dossier de candidature ;
- le prix garanti $PrixGaranti_{AL\text{-}AL+6}$, le cas échéant.

Le Ministre chargé de l'énergie dispose d'un Mois après réception du compte-rendu rédigé par RTE pour désigner les Lauréats AOLT et Notifier les candidats de l'acceptation ou du rejet leur candidature. En cas d'acceptation, la Notification du Ministre chargé de l'énergie précise également le Volume contractualisé $V_{contractualisé}$ et le prix garanti $PrixGaranti_{AL\text{-}AL+6}$ issus de l'appel d'offres. Ces informations Notifiées par le Ministre sont inscrites dans le Contrat AOLT. Après la désignation des Lauréats AOLT par le Ministre, RTE publie dans les meilleurs délais la liste des Lauréats AOLT sur son site.

Au plus tard un Mois après la désignation des Lauréats par le Ministre, le Lauréat Notifie à RTE le Contrat AOLT pré-rempli accompagné d'une copie de la Notification adressée par le Ministre au Lauréat. Si le contrat est correctement, RTE signe le contrat. Dans le cas contraire, RTE demande au Lauréat AOLT de réitérer la Notification du Contrat pré-rempli.

10.3 Règlements financiers propres au dispositif

10.3.1 Complément de Rémunération AOLT

Pour chaque Année de Livraison AL couverte par la Période de Sécurisation AOLT, le Contrat AOLT prévoit le versement d'un Complément de Rémunération (CdR_{AOLT}) calculé comme suit :

$$CdR_{AOLT} = \min(NCC_{Notif}, V_{contractualisé}) \times (PrixGaranti_{Période\ de\ Sécurisation\ AOLT} - \mathrm{PR}_{AL})$$

Avec :

- NCC_{notif} : la valeur du NCC 10 Jours Ouvrés avant la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération au titre de l'Année de Livraison AL ;
- $V_{contractualisé}$: le Volume Contractualisé précisé dans le Contrat AOLT ;
- $PrixGaranti_{Période\ de\ Sécurisation\ AOLT}$: le Prix Garanti précisé dans le Contrat AOLT ;
- PR_{AL} : un prix de référence de la capacité dont les modalités de calcul sont précisées par délibération de la Commission de Régulation de l'Energie.

RTE Notifie avant la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération les versements à effectuer entre les Lauréat AOLT et le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle au titre de l'Année de Livraison AL :

- si $CdR_{AOLT} > 0$, le Complément de Rémunération est dit Positif et RTE verse depuis le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle au Lauréat le montant CdR_{AOLT} conformément à l'article 10.3 ;
- si $CdR_{AOLT} < 0$, le Complément de Rémunération est dit Négatif et le Lauréat verse sur le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle la valeur absolue de CdR_{AOLT} conformément à l'article 10.3.

10.3.2 Pénalités spécifiques à l'Appel d'Offres Long Terme

Un dispositif de pénalités spécifique est mis en place pour garantir qu'une capacité indisponible pour report de la date de mise en service ou livraison incomplète du Volume Garanti ne puisse pas tirer bénéfice du dispositif.

Le dispositif de pénalités devra permettre de :

- recouvrir le montant versé au titre du Complément de Rémunération AOLT relatif à l'année AL si la capacité n'est pas disponible à hauteur du volume estimé lors du versement de ce Complément de Rémunération AOLT ;

- pénaliser les acteurs dont le niveau de disponibilité est inférieur au Volume Contractualisé $V_{contractualisé}$ à l'issue de l'appel d'offres, avec application du coefficient incitatif k défini à l'article C.1.2.

En cas d'abandon du projet par un Lauréat, le Lauréat Notifie RTE de l'abandon de ce projet dans les meilleurs délais. Les indemnités dues au titre de la rupture du Contrat AOLT couvrent le paiement des pénalités spécifiques au dispositif pour les quatre Années ultérieures à la date de Notification de l'abandon du projet.

Le dispositif de pénalités pourra intégrer des marges de tolérance définies dans le Cahier des Charges AOLT.

10.3.3 Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle

Conformément à l'article R335-82 du code de l'Energie, RTE crée un compte appelé « Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle » qui centralise les flux financiers spécifiques aux Appels d'Offres Long Terme.

10.3.3.1 Calcul du montant dû aux titre des Compléments de Rémunération Positifs et éventuelles contributions des Acteurs Obligés

Avant chaque exercice de Notification des Complément de Rémunération AOLT, RTE calcule les montants suivants :

- Montant 1 : Compléments de Rémunération Positifs à verser au titre de l'Année de Livraison AL aux Lauréats AOLT dont la Période de Sécurisation AOLT couvre l'Année de Livraison AL (CdR_{AOLT}>0) ;
- Montant 2 : somme des montants suivants:
    - les Compléments de Rémunération Négatifs au titre de l'Année de Livraison AL dus par les Lauréats AOLT dont la Période de Sécurisation AOLT couvre l'Année de Livraison AL (CdR_{AOLT}<0) ;
    - les Pénalités AOLT au titre de l'Année de Livraison AL-2 dues par les Lauréats AOLT dont la Période de Sécurisation couvre l'année de livraison AL-2.

Dans le cas où *Montant 1>Montant 2*, l'écart *(Montant 2 – Montant 1)* est couvert par les Acteurs Obligés qui contribuent à ce recouvrement au prorata du dernier calcul d'Obligation Mise à Disposition conformément à l'article 5.2.3.

La CRE fixe un seuil financier de facturation et de reversement qui reflète les frais administratifs engagés par RTE dans la facturation et le reversement des sommes du fonds. Seuls les Acteurs Obligés redevables de sommes supérieures à ce seuil fixé par le CRE seront considérés comme étant dans le périmètre des Acteurs Obligés devant contribuer à couvrir cet écart**.**

10.3.3.2 Flux financiers vers le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle

Lors de la Notification du Complément de Rémunération au titre de l'Année de Livraison AL, RTE Notifie :

- aux Lauréats dont la Période de Sécurisation couvre l'année de livraison AL-2, de verser, le cas échéant, les Pénalités AOLT dues au titre de l'Année de Livraison AL-2 sur le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle ;
- aux Lauréats dont la Période de Sécurisation couvre l'année de livraison AL, de verser, le cas échéant, les Compléments de Rémunération Négatifs dus au titre de l'Année de Livraison AL ;
- aux Acteurs Obligés leur éventuelle contribution au Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle.

Ces versements devront être effectués au plus tard 1 Mois après la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération AOLT. En cas de non-versement avant cette date limite, RTE met en demeure sous cinq Jours la personne concernée de procéder au paiement des sommes dues. A l'issue de ce délais, 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.

10.3.3.3 Flux financiers depuis le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle

RTE effectue au plus tard 3 Mois après la Date Limite de Notification du Complément de Rémunération, depuis le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle :

- les versements des Compléments de Rémunération Positifs au titre de l'Année de Livraison AL depuis le Fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle ;
- le versement de l'éventuel Solde du Fonds du Dispositif aux Acteurs Obligés, au prorata du dernier calcul d'Obligation mis à disposition conformément à l'article 5.2.3 des Règles. Seuls les Acteurs Obligés supposés recevoir des sommes supérieures au seuil défini à l'article 10.3.3.1 et fixé par la CRE seront considérés comme étant dans le périmètre des Acteurs Obligés bénéficiaires de ces sommes**.**

10.3.3.4 Régularisation des Acteurs Obligés

Une fois le montant définitif de l'Obligation connu pour une Année de Livraison AL, RTE procède à la régularisation des flux financiers ayant eu lieu au titre du Complément de Rémunération AOLT de l'Année de Livraison AL dans les meilleurs délais.

Si les Acteurs Obligés ont contribué au Fonds du dispositif au titre de l'Année de livraison AL, RTE calcule, au périmètre des Acteurs Obligés considérés dans le calcul initial, la somme qui aurait dû être couverte par chaque Acteur Obligé dans le cas d'une répartition au prorata de leur Obligation pour l'Année de Livraison AL. RTE Notifie les Acteurs Obligés concernés de la variation de leur contribution au vu du nouveau calcul. Les Acteurs Obligés dont la contribution augmente doivent verser la différence sur le Fonds du Dispositif au plus tard un Mois après la Notification de RTE. RTE verse depuis

le Fonds du dispositif aux Acteurs Obligés dont la contribution diminue la différence au plus tard 3 Mois après la Notification susmentionnée.

Si les Acteurs Obligés ont été bénéficiaires de sommes versées depuis le Fonds du dispositif au titre de l'Année de livraison AL, RTE calcule, au périmètre des Acteurs Obligés considérés dans le calcul initial, la somme qui aurait dû être versée à chaque Acteur Obligé dans le cas d'une répartition au prorata de leur Obligation de l'Année de Livraison AL. RTE Notifie les Acteurs Obligés concernés de la variation de la somme dont ils sont bénéficiaires au vu du nouveau calcul. Les Acteurs Obligés pour lesquels cette somme diminue doivent verser la différence sur le Fonds du Dispositif au plus tard un Mois après la Notification de RTE. RTE verse depuis le Fonds du dispositif aux Acteurs Obligés pour lesquels cette somme augmente la différence au plus tard 3 Mois après la Notification susmentionnée.

10.3.4 Modalités de rupture du Contrat AOLT

Les Lauréats AOLT doivent respecter les conditions d'éligibilité explicitées aux articles 10.1.3.1 et 10.1.3.2 durant toute la Période de Contractualisation AOLT. RTE peut demander aux Lauréats AOLT les informations nécessaires pour vérifier le respect des conditions d'éligibilité durant toute la Période de Contractualisation AOLT. Le non-respect de ces conditions entrainera la rupture du Contrat AOLT et le paiement des indemnités de rupture de contrat prévues par le Contrat AOLT.

10.4 Analyse d'impact de l'Appel d'Offres Long Terme

En application de l'article R335-88, au plus tard 6 Années après la publication du Décret Modificatif décret, et, à chaque sollicitation du Ministre chargé de l'énergie, RTE remet au ministre chargé de l'énergie un rapport d'analyse de l'efficacité de l'Appel d'Offres Long Terme.

Ce rapport analyse la contribution de l'Appel d'Offres Long Terme :

- à la sécurité d'approvisionnement nationale ;
- à la réduction du coût de la sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs français ;
- au maintien et au développement de la concurrence sur le marché de la production d'électricité.

Ce rapport analyse également l'impact de l'Appel d'Offres Long Terme sur le processus de formation des prix du mécanisme de capacité français, ainsi que la contribution des effacements de consommation à ce dispositif.

11 VOLET ECHANGES ET REGISTRES

11.1 Offres de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange

11.1.1 Enchère

Dans la suite des Règles, on appelle « Enchère » une session d'échanges organisée sur une Plateforme d'Echanges, que celle-ci ait été mise en place suite un appel d'offres sur la base de l'article R. 335-67 du Code de l'énergie ou non.

11.1.2 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 Enchères en AL-3 ;
- 4 Enchères en AL-2 ;
- 6 Enchères en AL-1.

Le nombre d'Enchères et leur rythme pourra être modifié selon les modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

11.1.3 Obligations de mise en vente de Garanties de Capacité sur une Plateforme d'Echange

11.1.3.1 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 pour l'Année de Livraison AL (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 $Enchère_{AL\text{-}i}(j)$.

11.1.3.2 Conditions à la mise en place de contraintes sur l'offre de Garanties de Capacité

Si les quatre conditions suivantes sont remplies :

- une (ou plusieurs) Plateforme d'Echanges 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 l'Année de Livraison AL, est supérieure ou égale à un seuil de 3 GW ;
- les modalités de participation aux Enchères ne sont pas fixées par l'article 11.1.3.5.

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.

11.1.3.3 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 11.1.3.2 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 l'Enchère 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-i relatives 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 de Capacité 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 :

$$NbGarantiesOffertes_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})] + \sum_{1 \le k < NbEnchères_{AL-i}} NbGarantiesVendues_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(k)] \geq Max\{25\% \times NCC_{PérimètreRPC}[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})] ; X_i\% \times NbGarantiesDétenues[Enchère_{AL-i}(NbEnchères_{AL-i})]\}$$

11.1.3.4 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 11.1.3.3 :

- 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 carnets d'offres déposés auprès de ces mêmes opérateurs ;
- les titulaires de compte au registre des Garanties de Capacité transmettent à RTE, avant la dernière Enchère relative à l'Année de livraison AL de AL-i (i= 1, 2, 3 ou 4), les accords d'échange de Garanties de Capacité à terme qu'ils ont contractualisés, afin que les volumes de Garanties de Capacité correspondants puissent être pris en compte dans la définition du terme $NbGarantiesDétenues_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}$(j)] tel que défini à l'article 11.1.3.1.

Tant les accords d'échange de Garanties de Capacité à terme contractualisés sur les Plateformes d'Echanges de Garanties de Capacité que les accords d'échange de Garanties de Capacité à terme contractualisés sur le marché de gré à gré sont pris en compte dans la définition du terme $NbGarantiesDétenues_{PérimètreRPC}$ [$Enchère_{AL\text{-}i}$(j)] tel que défini à l'article 11.1.3.1.La responsabilité relative aux obligations de mise en vente de Garanties de Capacité, décrites à l'article 11.1.3.3, est portée intégralement par le RPC concerné.

11.1.3.5 Modalités de vente par RTE des Garanties de Capacités associés aux EDC de Type Interconnexion

Les Garanties de Capacités détenues par RTE au titre de la Certification des Interconnexions Régulées ou au titre des Tickets d'Accès détruits en Procédure Approfondie sont mis sur le marché par RTE. Les modalités de mise sur le marché des Garanties de capacité sont approuvées par la CRE sur proposition de RTE.

Les modalités proposées par RTE sont applicables pour toutes les sessions de vente pour toutes les Années de Livraison sauf nouvelle proposition de RTE approuvée par la CRE.

11.2 Modalités de gestion du registre des Garanties de Capacité [CRE]

Le registre des Garanties de Capacité pour une Année de Livraison AL est ouvert au Début de l'Année AL-4.

RTE est administrateur du registre des Garanties de Capacité : il le gère et le tient à jour.

11.2.1 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 donnée.

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 à l'émission d'une Garantie de Capacité 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.

11.2.2 Nature des Garanties de Capacité [CRE]

Une Garantie de Capacité est un instrument fongible, dématérialisé et 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.

11.2.3 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.

11.2.4 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.

11.2.4.1 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 autorisée 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.

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 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 dans un délai d'un (1) Mois à compter de la signature d'un contrat de participation en qualité d'Acteur Obligé.

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.

11.2.4.2 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.

11.2.4.3 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.

11.2.4.4 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.

11.2.4.5 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 à 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.

11.2.5 Interface avec une Plateforme d'Echanges [CRE]

Les Plateformes d'Echanges 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.

11.2.6 Echanges [CRE]

11.2.6.1 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 suite à la restitution des Garanties de Capacité par le RPC auprès de RTE.

11.2.6.2 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.

11.2.6.3 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.

11.2.6.3.1 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 mentionne 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 dans un délai de 5 Jours Ouvrés après 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. La date de signature des contrats et la date de Notification à RTE sont inscrites dans le registre des Garanties de Capacité.

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 du 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 la 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 la Cession d'un compte à l'autre ne sera effective 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.

11.2.6.3.2 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'Echanges 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.

11.2.6.3.3 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 la 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 GR, est un Transfert de Garanties de Capacité.

De plus, toute Cession de Garanties 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 aux droits ARENH ;
- les Transferts de Garanties de Capacité liés à la fourniture Exeltium ;
- les Transferts de Garanties de Capacité liés au tarif de cession des ELD.

Cette liste peut être adaptée, sur proposition de RTE, par une nouvelle délibération de la CRE.

11.2.6.3.4 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. Une Transaction de Garanties de Capacité doit se faire à un prix déterminé ou déterminable.

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 11.1.1. 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 Prix de Référence des Ecarts en Capacité avant que la valeur précise du Prix de Référence des Ecarts en Capacité pour l'Année de Livraison considérée ne soit officiellement fixée par la CRE.

11.2.6.4 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 d'annuler 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.

RTE met en place au plus tard avant la fin de l'Année 2019 un dispositif pour que les Acteurs puissent déclarer les opérations engagées par erreur. La cession erronée ainsi que la cession inverse permettant sa correction seront identifiables comme des erreurs sur le registre.

11.2.7 Exigences techniques applicables au système de registres [CRE]

11.2.7.1 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 Capacité 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.

11.2.7.2 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.

11.2.8 Archives, rapports, confidentialité et redevances [CRE]

11.2.8.1 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.

11.2.8.2 Rapports [CRE]

RTE met à la disposition des destinataires autorisés les informations prévues d'une manière transparente et organisée.

11.2.8.3 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 la Cession, sont rendues publique par la CRE ou RTE.

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 (étant entendu qu'il est interdit pour RTE d'autoriser l'accès aux données confidentielles du registre des Garanties de Capacité à l'entité responsable des achats de pertes en son sein) ;

c) la Cour des comptes ;

d) la CRE.

11.2.8.4 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.

La CRE approuve, sur proposition de RTE, la méthodologie de détermination des frais liés au registre des Garanties de capacité. Sur la base de cette méthodologie approuvée par la CRE, RTE fixe, au plus tard le 31 octobre AL-1, le montant des frais applicables pour l'Année de Livraison AL à venir. Il Notifie ce montant à la CRE.

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.

11.3 Modalités de gestion du registre des Tickets d'Accès [CRE]

A compter de la première enchère de Tickets d'Accès pour une Frontière et si la Procédure Approfondie s'applique sur cette Frontière RTE publie sur son site internet le Registre des Tickets d'Accès. Ce registre précise pour une Année de Livraison pour une Frontière :

- Le volume cumulé de Niveau de Capacité Pré-Certifié -avant chaque enchère
- Le prix de vente des Tickets d'Accès pour chaque enchère
- Le volume de Tickets d'Accès invendus pour chaque enchère
- Le volume de Tickets d'Accès restitués entre la première enchère et la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès
- Le volume de Tickets d'Accès restitués après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès

RTE met à jour le registre des Tickets d'Accès à la suite :

- d'une enchère d'allocation de Tickets d'Accès ;
- de la restitution de Tickets d'Accès par une Exploitant de Capacité Transfrontalier.

11.4 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 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 d'évolution des paramètres informatifs de certification (article 7.6.1).

11.5 Modalités de gestion du registre des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe

En application de l'article R. 335-66 du Code de l'énergie, 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.

Ce registre 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 AL-4.

Le Fournisseur ou le Consommateur doit déclarer ces mesures à trois échéances :

- première déclaration avant le 15 décembre de l'Année de Livraison AL-1 ;
- seconde déclaration avant le 31 août de l'Année de Livraison AL ;
- troisième déclaration après le 1er juin de l'Année AL+1 et avant la Date Limite de Cession.

Le Fournisseur ou le Consommateur déclare lors de la première déclaration et lors de la seconde déclaration (informations actualisées) :

- 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 le Consommateur déclare lors de la troisième 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 avec les différentes déclarations complètes reçues des Fournisseurs.

Les modalités de publication de ce registre sont précisées à l'article 12.1.4.

11.6 Etude de Faisabilité sur la mise en place de sessions de marché organisé portant sur des produits à terme

La Commission de Régulation de l'Energie étudie la faisabilité associée à la mise en place de sessions de marché organisé portant sur des produits à terme et communique sur les résultats de cette étude avant la fin de l'Année 2019. Tenant compte de l'avis formulé par la CRE, le Ministre chargé de l'énergie pourra, conformément à l'article R335-67 du décret, lancer un appel d'offres pour mettre en place une plateforme d'échange dédiée.

12 VOLET TRANSPARENCE

12.1 Publications de Prévisions pour une Année de Livraison [CRE]

12.1.1 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 l'Année de Livraison AL. Ces prévisions relatives à l'Année de Livraison 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.

12.1.2 Paramètres de la certification et de l'obligation

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.

12.1.3 Données liées au registre de Capacités certifiées

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 de NCC supérieur à 100 MW ;
- de manière agrégée par Filière pour les EDC de NCC inférieure à 100 MW.

Les caractéristiques précisées dans le registre 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.

12.1.4 Données liées au registre des mesures visant à maîtriser la consommation

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.

12.2 Publications de Réalisations d'une Année de Livraison

12.2.1 Signal PP1

12.2.1.1 Signal définitif

RTE publie le signalement d'un Jour de PP1 la veille du Jour concerné à 9h30.

12.2.1.2 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 12.2.1.1.

12.2.2 Signal PP2

12.2.2.1 Signal définitif

RTE publie le signalement d'un Jour de PP2 la veille 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.

12.2.2.2 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 12.2.1.1.

12.3 Publication sur les Années de Livraison échues

Pour s'assurer du bon fonctionnement du Mécanisme de Capacité 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 Capacités Certifiées ;
- des informations sur les Niveaux de Capacité Effectifs prévisionnels des EDC présentes au registre des Capacités Certifiées ;
- des informations sur les rééquilibrages effectués par les EDC durant le premier Exercice du Mécanisme ;
- des informations sur les déclarations d'évolution des paramètres informatifs de certification 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+3.

12.4 Publication via la CRE

12.4.1 Prix de Référence Marché d'une Année de Livraison

Le Prix de Référence Marché d'une Année de Livraison AL, $PREC_{AL}$ (article 8.2.1), est publié selon des modalités prévues par la CRE, en application de l'article R. 335-57 du Code de l'énergie.

12.4.2 Prix Administré d'une Année de Livraison

Le Prix Administré d'une Année de Livraison AL, $Padm_{AL}$ (article 8.2.2), est publié selon des modalités prévues par la CRE, en application de l'article R. 335-57 du Code de l'énergie.

12.5 Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme

12.5.1 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 travaux sont communiqués à la CRE, au ministre chargé de l'énergie et aux acteurs de marché (conformément à l'article 12.5.2).

12.5.2 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 12.5.1.

12.6 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 simulations ne sont pas engageants et ne sont publiés qu'à titre indicatif.

ANNEXE A) PARAMETRES RELATIFS A L'OBLIGATION ET CALCUL DE L'OBLIGATION

A.1 Paramètres communs aux Acteurs Obligés pour le calcul de l'Obligation

A.1.1 Période de Pointe PP1

A.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, 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.

A.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.

A.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 **12.2.1**.

A.1.1.4 Nombre de Jours PP1

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

A.1.2 La Température Extrême

A.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.

A.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.

A.1.2.3 Valeur de la Température Extrême

La Température Extrême prend les valeurs demi-horaires suivantes :

Pas Demi Horaire UTC	**Température Extrême (°C)**	
	2017, 2018 et 2019	**2020 et suivantes**
1	-3.6	-3.8
2	-3.6	-3.8
3	-3.6	-3.8
4	-3.7	-3.9
5	-3.7	-3.9
6	-3.7	-3.9
7	-3.8	-4
8	-3.8	-4

Pas Demi Horaire UTC	**Température Extrême (°C)**	
	2017, 2018 et 2019	**2020 et suivantes**
9	-3.9	-4.1
10	-3.9	-4.1
11	-4.0	-4.2
12	-4.0	-4.2
13	-4.0	-4.2
14	-3.8	-4
15	-3.7	-3.9
16	-3.6	-3.8

Pas Demi Horaire UTC	Température Extrême (°C)	
	2017, 2018 et 2019	2020 et suivantes
17	-3.5	-3.7
18	-3.4	-3.6
19	-3.3	-3.5
20	-3.1	-3.3
21	-2.7	-2.9
22	-2.4	-2.6
23	-2.1	-2.3
24	-1.9	-2.1
25	-1.8	-2
26	-1.8	-2
27	-1.7	-1.9
28	-1.7	-1.9
29	-1.6	-1.8
30	-1.6	-1.8
31	-1.6	-1.8
32	-1.8	-2
33	-2.0	-2.2
34	-2.2	-2.4
35	-2.3	-2.5
36	-2.6	-2.8
37	-2.8	-3
38	-2.9	-3.1
39	-3.1	-3.3
40	-3.3	-3.5

Pas Demi Horaire UTC	Température Extrême (°C)	
	2017, 2018 et 2019	2020 et suivantes
41	-3.3	-3.5
42	-3.4	-3.6
43	-3.5	-3.7
44	-3.6	-3.8
45	-3.6	-3.8
46	-3.6	-3.8
47	-3.6	-3.8
48	-3.6	-3.8

A.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 A.1.2.1 et à la méthode de l'article A.1.2.2.

Le cas échéant, la valeur de la Température Extrême pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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 ou avant la date de début de la Période d'Echanges de la première Année de Livraison à partir de laquelle s'applique la nouvelle valeur.

La nouvelle valeur ou la valeur reconduite de la Température Extrême est publiée conformément aux modalités de l'article **12.1.2**.

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

A.1.3 Puissance Moyenne Seuil

A.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.

A.1.3.2 Valeur de la Puissance Moyenne Seuil

La Puissance Moyenne Seuil vaut 175 kW.

A.1.3.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, la valeur et la méthode de détermination de la Puissance Moyenne Seuil peut être révisée, conformément aux principes de l'article A.1.3.1.

Le cas échéant, la valeur de la Puissance Moyenne Seuil pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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 ou avant la date de début de la Période d'Echanges de la première Année de Livraison à partir de laquelle s'applique la nouvelle valeur.

La nouvelle valeur ou la valeur reconduite de la Puissance Moyenne Seuil est publiée conformément aux modalités de l'article **12.1.2**.

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

A.1.4 Coefficient de Sécurité

A.1.4.1 Principe

Conformément à l'article R. 335-9 du Code de l'énergie, 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.

A.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 du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. 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.

A.1.4.3 Valeur du Coefficient de Sécurité

Le Coefficient de Sécurité prend les valeurs suivantes, selon l'année de livraison

Année de livraison	**Coefficient de sécurité**
2017	0,93
2018	0,93
2019	0,99
2020 et suivantes	0.98

A.1.4.4 Révision

Pour chaque Année de Livraison, la valeur du Coefficient de Sécurité peut être révisée, conformément aux principes de l'article A.1.4.1 et à la méthode de l'article A.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 **12.1.2**, 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 des articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie.

A.2 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, telle que définie 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 calculée conformément aux modalités de l'article A.3.2.2.3.

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.

A.3 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'un Acteur Obligé, calculée selon les principes des articles A.3.2, A.3.3, A.3.4, A.3.5, A.3.6 ;
- CS_{AL} : le Coefficient de Sécurité en vigueur pour l'Année de Livraison AL, conformément aux dispositions de l'article A.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.

A.3.1 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur F 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 A.3.2.
- $Pref, Profilée_{AL,F}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour les Sites Profilés, calculée selon les principes de l'article A.3.3.
- $Pref, Pertes_{AL,F}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour les Acheteurs de Pertes, calculée selon les principes de l'article A.3.4.

La Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé CO, 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 A.3.2.
- $Pref, Profilée_{AL,CO}$: la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Consommateur Obligé pour les Sites Profilés, calculée selon les principes de l'article A.3.3.

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 A.3.4.6 ou A.3.4.7.2.

A.3.2 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Télérelevés

A.3.2.1 Formule

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

$$Pref, Télérevée_{AL,AO}$$

$$= \frac{\sum_{j,h\in PP1}\left[\left(ConsoCorrigéeTélérelevée_{AL,AO}[j,h]\right) + GradientTélérelevé_{AL,AO}[j,h] \times \left(T_{Ext}[h] - TFLs_{AL}[j,h]\right)\right]}{nbPasPP1}$$

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 A.3.2.2 ;
- $GradientTélérelevé_{AL,AO}[h]$: 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 A.3.2.3 ;
- $TExt\ [h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article A.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 F**).
- $nbPasPP1$: le nombre de Pas Demi Horaire de la Période de Pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.

A.3.2.2 Consommation Corrigée Télérelevée d'un Acteur Obligé

A.3.2.2.1 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 :

- $ConsommationConstatéeTélérelevée_{AL,AO}[\mathrm{j,h}]$: 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 A.3.2.2.2 ;
- $SommePEB_{HorsAO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des PEB RE-Site effectués vers les Sites du Périmètre de l'Acteur Obligé et ne lui étant pas rattachés pour le calcul de son Obligation,

calculée conformément aux modalités de l'article A.3.2.2.4;

- $SommePEB_{AO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des PEB RE-Site effectués par l'Acteur Obligé et lui étant rattachés pour le calcul de son Obligation calculée conformément aux modalités de l'article A.3.2.2.5;
- $SommeNEC_{AO}[j,h]$: la chronique de l'ensemble des NEC AO-Site Notifiées par l'Acteur Obligé et lui étant rattachés pour le calcul de son Obligation, calculée conformément aux modalités de l'article A.3.2.2.6;
- $SommeNEC_{HorsAO}[j,h]$: 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 A.3.2.2.7;
- $PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h]$: la chronique de la Puissance Activée pendant les Heures de la Période de Pointe PP1 des EDC d'Effacement comportant des Sites rattachés au Périmètre de l'Acteur Obligé, calculée conformément aux modalités de l'article A.3.2.2.8.

A.3.2.2.2 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 A.3.2.2.3.

A.3.2.2.3 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.

A.3.2.2.4 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 6.1.9.1.1.

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

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 6.1.9.1.1).

A.3.2.2.5 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 6.1.9.1.1.

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 6.1.9.1.1).

A.3.2.2.6 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 6.1.9.1.2.

Sur chaque Pas Demi Horaire :

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

A.3.2.2.7 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 6.1.9.1.2, pour des Sites de Soutirage faisant partie de son périmètre d'Acteur Obligé.

Sur chaque Pas Demi Horaire :

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

A.3.2.2.8 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 $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h]$ 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.

A.3.2.3 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 E**), 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 A.3.2.3.1 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

A.3.2.3.1 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 E**).

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

$$ChroniqueGradient_{AL,AO}[j,h] = \left[\begin{matrix} ConsommationConstatéeTélérelevéeThermo_{AL,AO}[j,h] \\ +\ PuissanceEffActivée_{AL,AO,Télérelevés,Thermo}[j,h] \end{matrix} \right]$$

Les modalités de calcul de $ConsommationConstatéeTélérelevéeThermo_{AL,AO}$ sont précisées à l'article A.3.2.3.2.

Les modalités de calcul de $PuissanceEffActivée_{AL,AO,Télérelevés,Thermo}$ sont précisées à l'article A.3.2.3.3.

A.3.2.3.2 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 A.3.2.2.3 ;
- *Thermo* : l'ensemble des Sites Thermosensibles conformément à l'article A.2.

A.3.2.3.3 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 A.3.2.2.8) en réduisant le périmètre du calcul aux seuls Sites télérelevés thermosensibles :

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

Avec :

- $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[j,h]$ et $CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h]$ tels que définis à l'article A.3.2.2.8 ;
- Thermo : l'ensemble des Sites Thermosensibles conformément à l'article A.2.

A.3.3 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé pour les Sites Profilés

A.3.3.1 Formule

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

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

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 A.3.3.2 ;

- $GradientProfilé_{AL,AO}[j,h]$: 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 A.3.3.3 ;
- $TExt\ [h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article A.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 F**) ;
- $CGP_{AL}[j,h]$: le coefficient de calage du Gradient Profilé de l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article A.3.3.4;
- $nbHeuresPP1$: le nombre d'Heures de la Période PP1 pour l'Année de Livraison AL.

A.3.3.2 Consommation Corrigée Profilée de l'Acteur Obligé

A.3.3.2.1 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 :

- $ConsoConstatéeProfilée_{AL,AO}[\mathrm{j,h}]$: 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 A.3.3.2.2 ;
- $PuissanceEffActivée_{AL,AO}[j,h]$ **:** 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 A.3.3.2.4.

A.3.3.2.2 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 A.3.3.2.3.

A.3.3.2.3 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 $CdC_{estim.conso.définitive,F,GRD}$ 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 $CdC_{estim.conso.définitive,F,GRD}$ sont établies conformément aux modalités définies par les Règles MA-RE et les Règles NEBEF en vigueur.

A.3.3.2.4 Puissance effacée activée profilée

La chronique $PuissanceEffActivée_{AL,AO}$ est calculée selon les mêmes principes que la puissance effacée activée des Sites Télérelevés (article A.3.2.2.8) au périmètre des Sites Profilés au Périmètre de l'Acteur Obligé :

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

Avec :

- $CoefficientAppartenance(Site,EDC)[h]$ et $CourbeDeRéalisation_{AL,EDC}[j,h]$ tels que définis à l'article A.3.2.2.8 ;
- *Profilé* : l'ensemble des Sites Profilés du Périmètre de l'Acteur Obligé conformément à l'article A.2.

A.3.3.3 Gradient Profilé d'un Acteur Obligé

Le Gradient du Profilé $\mathrm{GradientProfilé_{AO,AL}[j,h]}$ pour une année de livraison AL au Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1 est égal à :

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

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 A.3.3.2.2.
- $CM_{j,h,S}$: le coefficient de l'aléa météorologique pour le Sous-Profil S du Site sur le Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1, appliquée aux gradients dynamiques calculés comme suit.
- $G_{SousProfil(S,AL)}[j,h]$: le Gradient du Sous Profil du Site au titre d'une année de livraison AL sur le Pas Demi Horaire h et le Jour j de PP1 exprimé en %/°C. Ces Gradients de Sous-Profils sont publiés, pour la Période de Livraison d'une année de livraison AL, sur le portail d'ENEDIS www.enedis.fr avant le 31 janvier AL+1.

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.

Les méthodes de calcul des gradients de sous profil ainsi que des coefficients de l'aléa météorologique sont décrites à l'article A.3.7 des Règles.

A.3.3.4 Coefficient de Calage du Gradient Profilé

A.3.3.4.1 Formule

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

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

Avec :

- $\{AO\}$: l'ensemble des Acteurs Obligés dont le Périmètre contient des Sites profilés tels que définis à l'article A.2.
- $GradientTotalProfilé_{AL}$ le gradient total profilé d'une année de livraison calculé conformément aux modalités de l'article A.3.3.4.2
- $GradientProfilé_{AO}[j,h]$: 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 A.3.3.3.

Sur la base d'un retour d'expérience sur les valeurs prises par le CGP, RTE en consultation avec les GRD pourra proposer la suppression du Coefficient de Calage du Gradient Profilé selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

Le cas échéant, cette évolution entrera en vigueur au plus tôt un An après son approbation.

A.3.3.4.2 Calcul du Gradient total profilé

Le Gradient total profilé d'une Année de Livraison AL, $GradientTotalProfilé_{AL}$, est calculé conformément à la méthode de calcul de l'**Annexe E**) 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 A.3.3.2.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

A.3.4 Puissance de Référence pour la fourniture des pertes

A.3.4.1 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 A.3.4.2 ;

- 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 A.3.4.3.

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 A.3.4.4.

A.3.4.2 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 R. 335-6 du Code de l'énergie.

A.3.4.3 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.

A.3.4.4 Attribution de la Consommation Constatée des pertes

A.3.4.4.1 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.

A.3.4.4.2 Clé d'attribution 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.

A.3.4.5 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour la fourniture des pertes

A.3.4.5.1 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 A.3.4.5.2 ;
- $GradientPertes_{AL,F}[j,h]$: la chronique du Gradient du Fournisseur F pour les fournitures de pertes pour l'Année de Livraison calculée conformément aux modalités de l'article A.3.4.5.3 ;
- $TExt[h]$: la Température Extrême, pour le Pas Demi Horaire h, de l'Année de Livraison AL, calculée conformément aux modalités de l'article A.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 F**) ;
- $nbHeuresPP1$: le nombre d'Heures de la Période PP1 pour l'Année de Livraison AL.

A.3.4.5.2 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 A.3.4.2 ;
- $CléAP_{AL,F}[j,h]$ la clé d'attribution de la Consommation Constatée entre le Fournisseur F et l'Acheteur de Pertes AP définie conformément à l'article A.3.4.4.1.

A.3.4.5.3 Gradient du Fournisseur pour la fourniture de pertes

A.3.4.5.3.1 Méthode

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 E**) 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 A.3.4.5.3.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

A.3.4.5.3.2 Chronique 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 A.3.4.2.
- $CléGradAP_{AL,F}[j,h]$ 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 A.3.4.4.2.

A.3.4.5.4 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 :

- $PRES_{Conso,AP}$

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

- $PRES_{Gradient,AP}$

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

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

- La puissance résiduelle associée à la consommation constatée $\mathrm{PRES}_{\mathrm{Conso,AP}}$ 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 $\mathrm{PRES}_{\mathrm{Gradient,AP}}$ est ajoutée à la consommation retenue pour le calcul du Gradient de fourniture des pertes au prorata de la consommation retenue pour le calcul du Gradient de fourniture des pertes des Fournisseurs dont le Périmètre contient l'Acheteur de Pertes.

A.3.4.6 Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé

A.3.4.6.1 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 A.3.4.6.2 ;
- $Gradient_{AL,AP}[j,h]$: la chronique du Gradient du GR en tant qu'Acteur Obligé calculée conformément aux modalités de l'article A.3.4.6.3 ;
- *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 A.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 F**).
- $nbHeuresPP1$ le nombre d'Heures de la Période de Pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.

A.3.4.6.2 Consommation retenue d'un Acheteur de Pertes

La consommation retenue d'un Acheteur de Pertes AP donné, $ConsoRetenue_{AP,AL}$, est calculée selon la formule suivante :

$ConsommationRetenue_{AL,AP}[j,h] = CdC_{Pertes,AP}[j,h] - \sum_{F \in Périmètre AP} CléAP_{AL,F}[j,h] \times ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$

Avec :

- $CléAP_{AL,F}[j,h]$ 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 A.3.4.4.1 ;
- $CdC_{Pertes,AP}[j,h]$ est la Courbe de Charge des pertes de l'Acheteur de Pertes AP, établie conformément à l'article A.3.4.3 ;
- $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$ 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 A.3.4.2.

A.3.4.6.3 Gradient d'un Acheteur de Pertes

A.3.4.6.3.1 Méthode

Le Gradient d'un Acheteur de Pertes AP pour la fourniture des pertes $\mathrm{GradientPertes}_{\mathrm{AL,AP}}[\mathrm{h}]$ est calculé conformément à la méthode de calcul de l'**Annexe E**) 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 A.3.4.6.3.2 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

A.3.4.6.3.2 Chronique 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 :

$$ConsoRetenueGradient_{AP}[j,h] =$$

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

Avec :

- $CléGradAP_{AL,F}[j,h]$ 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 A.3.4.4.2 ;
- $CdC_{Pertes,AP}[j,h]$ est la Courbe de Charge des pertes de l'Acheteur de Pertes AP, établie conformément à l'article A.3.4.3 ;
- $ConsommationConstatée_{AL,F,AP}[j,h]$ 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 A.3.4.2.

A.3.4.7 Dispositions simplifiées pour le calcul de la Puissance de référence pour la fourniture des pertes

A.3.4.7.1 Puissance de référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur

Dans le cadre de cette disposition simplifiée l'Acteur Obligé de type Acheteur de pertes et l'Acteur Obligé de type Fournisseur déterminent conjointement la Puissance de Référence $Pref, Pertes_{AL,F}$ attribuée à ce dernier et la communiquent au GR. Ce calcul de Puissance de Référence reflète les contrats de fourniture passés entre l'Acheteur de Pertes et le Fournisseur.

A.3.4.7.2 Puissance de référence d'un Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé

A.3.4.7.2.1 Formule

La puissance de référence de l'Acteur Obligé de type Acheteur de Pertes Obligé est calculée conformément à la formule :

$$Pref_{AL,AP} =$$

$$\frac{\sum_{j,h\in PP1}\left[CdC_{Pertes}[j,h] + GradientPertes_{AL,AP}[h] \times \left(T_{Ext}[j,h] - TFLs_{AL}[j,h]\right)\right]}{2 \times nbHeuresPP1}$$

$$- \sum_{F\in Périmètre AP} Pref, Pertes_{AL,F}$$

Avec :

- $CdC_{Pertes}[j,h]$: la courbe de charge des pertes du GR, pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article A.3.4.3 ;
- $GradientPertes_{AL,AP}[j,h]$: la chronique du Gradient du GR en tant qu'Acteur Obligé calculée conformément aux modalités de l'article A.3.4.7.2.2 ;
- *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 A.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 F**).
- $nbHeuresPP1$ le nombre d'Heures de la Période de Pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.
- $Pref, Pertes_{AL,F}$ la Puissance de Référence d'un Acteur Obligé de type Fournisseur pour la fourniture des Pertes conformément à l'article A.3.4.7.1

A.3.4.7.2.2 Gradient d'un Acheteur de Pertes

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 E**) appliquée au couple de chronique de puissance et de chronique de température suivant :

- $CdC_{Pertes}[j,h]$: la courbe de charge des pertes du GR, pour l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'article A.3.4.3 ;
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'**Annexe F**).

A.3.5 Dispositions simplifiées pour le calcul du l'Obligation

A.3.5.1 Méthode de calcul pour la disposition simplifiée 1

En application de la disposition simplifiée 1, RTE calcule la puissance de référence de l'Acteur Obligé bouclant en adaptant la méthode décrite au A.3.2 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.

A.3.5.2 Méthode de calcul pour la disposition simplifiée 2

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

- applique les dispositions de l'article A.3 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 A.3.2 pour les Sites Télérelevés non 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 A.3.2 pour les Sites Télérelevés thermosensibles ainsi que pour les Sites dont la Consommation a été calculée par différence 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 A.3.3 pour les Sites Profilés 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 A.3.4.5 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.

La consommation des Sites au tarif réglementé de vente est calculée par différence entre le Soutirage global du réseau du GRD, les pertes du GRD et la consommation totale de tous les Sites raccordés au réseau du GRD ayant choisi une offre de marché (Sites Profilés ou Télérelevés, thermosensibles ou non). Elle est considérée comme une consommation thermosensible télérelevée.

A.3.6 Retraitement du montant l'Obligation

Si le montant total de l'Obligation de l'Acteur Obligé, calculé conformément aux modalités de l'article A.3, est strictement inférieur à zéro, alors l'Obligation retenue pour l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison est égale à zéro.

A.3.7 Calcul du Gradient Profilé d'un Sous-Profil

A.3.7.1 Méthode de calcul des gradients des Sous-Profils « statiques »

La méthode de calcul des gradients profilés $G_{SousProfil(S,AL)}[j,h]$ pour les Sous-Profils dits statiques est décrite dans la section F des Règles MA-RE et à tous les Sous-Profils avant le 1er janvier 2019.

A.3.7.2 Méthode de calcul des gradients des Sous-Profils « dynamiques »

Cette méthode s'applique à tous les sites en profilage dynamique à partir du 1er janvier 2019, puis dès qu'un site bascule du profilage statique au profilage dynamique.

A.3.7.2.1 Calcul des gradients des Sous-Profils dynamiques

Les gradients profilés par Sous-Profil $G_{SousProfil(S,AL)}[j,h]$ sont calculés, pour les Sous-Profils dits dynamiques, de la manière suivante :

$$G_{SousProfil(S,AL)}[j,h] = \frac{G_{SousProfil_Puissance(S,AL)}[j,h]}{CS_{équivalent}[j]}$$

Avec :

- $G_{SousProfil_Puissance(S,AL)}[j,h]$: le gradient profilé par Sous-Profil en MW/°C, conforme à l'article 2.2 de la présente annexe.
- $CS_{équivalent}[j]$: le coefficient de semaine équivalent, conforme à l'article 2.3 de la présente annexe.

A.3.7.2.2 Calcul de gradients ½ horaire par Sous-Profil

Le Gradient profilé par sous profil pour une année de livraison $G_{SousProfil_Puissance\ (S,AL)}[j,h]$ est la valeur absolue du gradient calculé conformément à la méthode de l'Annexe 1, appliquée aux chroniques suivantes :

- La chronique de consommation du client moyen du sous-profil issue du profilage dynamique
- la chronique de Température France Lissée seuillée de l'Année de Livraison AL calculée conformément aux modalités de l'Annexe 2.

A.3.7.2.2.1 Calcul de la forme ½ horaire pour les Profils « résidentiel »

Le modèle de régression est appliqué sur les 3 Profils RES1, RES11, RES2. La forme du profil RES1 est appliquée au Profil RES1WE. La forme du profil RES11 est appliquée au Profil RES11WE. La forme du profil RES2 est appliquée aux Profils RES2WE, RES22WE, RES3, RES4 et RES5.

A.3.7.2.2.2 Calcul de la forme ½ horaire pour les Profils « professionnel »

Le modèle de régression est appliqué sur les Profils PRO1 et PRO2. La forme du profil PRO1 est appliquée au Profil PRO1WE. La forme du profil PRO2 est appliquée aux Profils PRO2WE, PRO22WE, PRO3, PRO4 et PRO6.

A.3.7.2.3 Calcul des coefficients de semaine équivalents

Les coefficients de semaines équivalents sont calculés de la manière suivante :

$$CS_{équivalent,Sousprofil}[jour] = \frac{\sum_{j,h\,\in\,AL} \alpha(j; jour) \times CdC_{détherm,Sousprofil}[j,h]}{7 \times 48}$$

Avec :

- $\alpha(j; jour)$: une fonction qui prend pour valeur 1 si les jours j et jour appartiennent à la même semaine et 0 sinon.
- $CdC_{détherm,Sousprofil}[j,h]$: la courbe de charge dethermalisée des Sous-Profils concernés, calculées conformément à l'article 2.4 de la présente annexe.

A.3.7.2.4 Reconstitution de la courbe de charge dethermalisée des profils dynamiques

Pour tous les Sous-Profils dynamiques, des courbes de charges dethermalisées sont reconstituées de la manière suivante :

$$\begin{aligned} CdC_{détherm}[j,h] \\ &= CdC_{init}[j,h] - G_{SousProfil_Puissance\ \ (S,AL)}[j,h]\ \times (\min(Tn[j,h], T_{seuil}) \\ &\quad - \min(Tr[j,h], T_{seuil})) \end{aligned}$$

Avec :

- $CdC_{init}[j,h]$: la courbe de charge initiale est calculée par les GR. Les coefficients du profilage dynamique permettant de calculer cette courbe de charge initiale sont publiés par les GR.
- $G_{SousProfil_Puissance(S,AL)}[j,h]$: le gradient profilé par Sous-Profil en MW/°C, conforme à l'article 2.2 de la présente annexe.
- Tn: La Température Normale France lissée Tn est publiée sur le site d'Enedis https://data.enedis.fr
- Tr : La Température Réalisée lissée est publiée sur le site d'Enedis https://data.enedis.fr
- T_{seuil} : La température nationale seuil définie à la section IV de l'Annexe F-M3 des règles RE-MA.

A.3.7.2.5 Méthode de calcul des coefficients d'aléa météorologique

Le coefficient $CM_{j,h,S}$ de l'aléa météorologique pour le Sous-Profil S du Site sur le Pas Demi Horaire h du Jour j de PP1 est défini ainsi :

$Pour\ Tr < T_{seuil}\ et\ Tn < T_{seuil}$	$CM_{j,h,S} = 1 + G_{SousProfil(S,AL)}[j,h] * (Tn[j,h] - Tr[j,h])$
$Pour\ Tr < T_{seuil} \leq Tn$	$CM_{j,h,S} = 1 + G_{SousProfil(S,AL)}[j,h] * (T_{seuil} - Tr[j,h])$
$Pour\ Tn < T_{seuil} \leq Tr$	$CM_{j,h,S} = 1 + G_{SousProfil(S,AL)}[j,h] * (Tn[j,h] - T_{seuil})$
$Pour\ Tr \geq T_{seuil}\ et\ Tn \geq T_{seuil}$	$CM_{j,h,S} = 1$

Avec :

- $G_{SousProfil(S,AL)}[j,h]$ le gradient de sous profil calculé conformément à la partie 2 de la présente annexe.
- Tn: La Température Normale France lissée Tn est publiée sur le site d'Enedis https://data.enedis.fr
- Tr : La Température Réalisée lissée est publiée sur le site d'Enedis https://data.enedis.fr
- T_{seuil} : La température nationale seuil définie à la section IV de l'Annexe F-M3 des règles RE-MA.

ANNEXE B) PARAMETRES ET METHODES DE CALCUL RELATIFS A LA CERTIFICATION

B.1 Paramètres et notions relatifs à la Certifications

B.1.1 Période de Pointe PP2

B.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 PP1 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 A.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.

B.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.

B.1.1.3 Eligibilité des Jours pour PP2

Les Jours de PP2 ne peuvent être sélectionnés que parmi les Jours Ouvrés de la Période de Livraison de l'Année de Livraison et 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 qui sont également des Jours de PP1 sont signalés en J-1 à 9h30, selon les modalités de l'article 12.2.1.

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 12.2.2.

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.

B.1.1.4 Nombre de Jours PP2

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

B.1.2 Abaque de KjAL

B.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 possible déclaré et contrôlé.

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

B.1.2.2 Valeurs de l'Abaque de KjAL

L'Abaque de Kj_{AL} vaut selon les Années de Livraison (AL) considérées :

Nb h d'activation possibles	**0**	0,5	**1**	1,5	**2**	2,5	**3**	3,5	**4**	4,5	**5**
Kj AL 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022	0%	13%	25%	35%	46%	53%	59%	65%	70%	74%	78%
Kj AL 2023 et suivantes	0%	13%	25%	35%	46%	53%	59%	65%	70%	75%	80%

Nb h d'activation possibles	5,5	**6**	6,5	**7**	7,5	**8**	8,5	**9**	9,5	**10**
Kj AL 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022	82%	85%	88%	91%	93%	95%	96%	98%	99%	100%
Kj AL 2023 et suivantes	84%	88%	91%	93%	95%	97%	98%	99%	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.

B.1.2.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, l'Abaque de Kj_{AL} peut être révisé, conformément aux principes de l'article B.1.2.1.

Le cas échéant, l'Abaque de Kj_{AL} pourra être modifié selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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.

B.1.3 Abaque de KhAL

B.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 le Niveau de Capacité Effectif, en fonction, respectivement, du nombre de Jours d'activation possible déclaré et contrôlé.

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

B.1.3.2 Valeurs de l'Abaque de KhAL

L'Abaque de Kh_{AL} vaut selon les Années de Livraison (AL) considérées:

Nb de jours consécutifs d'activation possible	0	1	2	3	4	5
Kh (%) AL 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022	0%	45%	73%	88%	94%	100%
Kh (%) AL 2023 et suivantes	0%	52%	79%	91%	97%	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.

B.1.3.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, l'Abaque de Kh_{AL} peut être révisé, conformément aux principes de l'article B.1.3.1.

Le cas échéant, l'Abaque de Kh_{AL} pourra être modifié selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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.

Si RTE ne propose pas de modification des paramètres $C_{Filière,AL}$, les valeurs proposées pour la dernière Année de Livraison s'appliquent par défaut pour les Années de Livraison ultérieures.

B.1.4 Paramètre C Filière,AL

B.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 des contraintes techniques diverses dans la contribution à la réduction du risque de défaillance.

B.1.4.2 Valeur des paramètres CFilière,AL

Les paramètres $C_{Filière,AL}$ sont les suivants en fonction des Années de Livraison (AL) considérées :

	AL 2017 à AL 2019	AL 2020 et suivantes
Eolien onshore	0,7	0,7
Eolien offshore	0,7	1
Solaire	0,25	0,25
Fil de l'eau	0,85	0,85

Nucléaire	1	0.95
Autres Filières	1	1

B.1.4.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre $C_{Filière,AL}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article B.1.4.1.

Le cas échéant, les coefficients $C_{Filière,AL}$ pourront être modifiés selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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.

Si RTE ne propose pas de modification des paramètres $C_{Filière,AL}$, les valeurs proposées pour la dernière Année de Livraison s'appliquent par défaut pour les Années de Livraison ultérieures.

B.1.5 Contributions des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française

B.1.5.1 Principe

Conformément à l'article R335-9 du Code de l'énergie, la Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française reflète l'apport des Interconnexions entre la France et les Etats Participants Interconnectés à la diminution du risque de défaillance.

Cette Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement est répartie par Etat Participant Interconnecté.

B.1.5.2 Méthode

La Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement et sa répartition par Etat Participant Interconnecté est déterminée par RTE sur la base d'une étude d'adéquation probabiliste. Elle reflète l'espérance d'import en situation de défaillance en France pour chaque Frontière considérée.

B.1.5.3 Prise en compte des Interconnexions Dérogatoires

Conformément aux articles R335-12 et R335-22 du Code de l'énergie relatifs à l'application des Procédures Approfondie et Simplifiée, dans le cas où une Interconnexion Dérogatoire relie un Etat Participant Interconnecté à la France, si le Gestionnaire de l'Interconnexion Dérogatoire souhaite participer au Mécanisme de capacité, il doit signer un accord de participation conformément à l'article 8.6 des Règles.

A défaut d'un tel accord pour une Année de Livraison donnée cette Interconnexion n'est pas certifiée pour l'Année de Livraison considérée et sa contribution à la réduction du risque de défaillance est prise en compte de manière implicite dans le calcul du Coefficient du Sécurité.

B.1.5.4 Valeur de la Contribution Globale des Interconnexion et de sa répartition par Etat Participant Interconnecté

La Contribution Globale des Interconnexion et sa répartition par Etat Participant Interconnecté $ContributionFrontière_{AL}$ prend les valeurs suivantes :

Année de Livraison			Valeur (MW)
2019	**Contribution Globale des Interconnexion**		**6319**
	Répartition par Etat Participant Interconnecté $ContributionFrontière_{AL}$	Allemagne	1733
		Belgique	272
		Espagne	1969
		Grande-Bretagne	1386
		Italie	959
2020	**Contribution Globale des Interconnexion**		**6760**
	Répartition par Etat Participant Interconnecté $ContributionFrontière_{AL}$	Allemagne	1700
		Belgique	400
		Espagne	2200
		Grande-Bretagne	1560
		Italie	900
2021	**Contribution Globale des Interconnexion**		**7300**
	Répartition par Etat Participant Interconnecté	Allemagne	1500
		Belgique	400

	$ContributionFrontière_{AL}$	Espagne	2200
		Grande-Bretagne	2100
		Italie	1100
2022	**Contribution Globale des Interconnexion**		**7100**
	Répartition par Etat Participant Interconnecté $ContributionFrontière_{AL}$	Allemagne	1300
		Belgique	200
		Espagne	2200
		Grande-Bretagne	2500
		Italie	900
2023	**Contribution Globale des Interconnexion**		**6500**
	Répartition par Etat Participant Interconnecté $ContributionFrontière_{AL}$	Allemagne	1100
		Belgique	100
		Espagne	2200
		Grande-Bretagne	2400
		Italie	700

B.1.5.5 Révision

Pour chaque Année de Livraison, la Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française et sa répartition par Etat Participant Interconnecté peut être révisée avant le 1er janvier AL-4, selon les principes des articles 7.1.8.1 à 7.1.8.3 conformément aux modalités d'approbation simplifiée prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.
Le cas échéant, RTE soumet à la CRE une révision de la Contribution Globale des Interconnexions et de sa répartition par Etat Participant Interconnecté.

Pour être valable pour l'Année de Livraison AL, la valeur proposée doit avoir été 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 A.1.4, sans préjudice des dispositions de l'article 3.2.

B.1.5.6 Partage de la Contribution d'une Frontière entre Interconnexions Régulée et

Dérogatoires

La valeur de la Contribution de l'Interconnexion Régulée et des Interconnexions Dérogatoires à la sécurité d'approvisionnement est calculée de manière suivante :

Pour les Interconnexions Régulées et les Interconnexions Dérogatoires considérées de manière explicite :

$$Contribution_{AL,I/C} = ContributionFrontière_{AL} \times \frac{CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}{\sum_{\{I/C\}_{Frontière}} CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}$$

Avec

- $ContributionFrontière_{AL}$ La valeur de la Contribution Explicite à la sécurité d'approvisionnement pour l'Etat Participant Interconnecté définie à l'article 7.1.8.4.
- $CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}$ La Capacité Maximale Installée de Transit de l'Etat Participant Interconnecté vers la France de l'Interconnexion Régulée ou de l'Interconnexion Dérogatoire considérée de manière explicite.
- $\sum_{\{I/C\}_{Frontière}} CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}$ La somme des Capacités Maximales Installées de Transit de l'Etat Participant Interconnecté vers la France de l'Interconnexion Régulée et des Interconnexions Dérogatoires considérées de manière explicite.

Pour les Interconnexions Dérogatoires considérées de manière implicite :

$$Contribution_{AL,I/C} = 0$$

B.2 Calcul du Niveau de Capacité Certifié

B.2.1 Calcul sur le réalisé du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode de certification basée sur le réalisé

B.2.1.1 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 dernière demande de rééquilibrage en date.

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

B.2.1.2 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, sur proposition des GRD le cas échéant, 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 $C_{AL,certifié,EDC}$ 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 $C_{AL,certifié,EDC}$ 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.

B.2.1.2.1 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 :

- A 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.

B.2.1.2.2 Paramètre KAL,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 B.2.1.2.2.1et B.2.1.2.2.2.

B.2.1.2.2.1 Paramètre $Kj_{AL,certifié,EDC}$

B.2.1.2.2.1.1 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 B.1.2, sur la base des paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC, conformes aux dispositions de l'article 7.1.2.8.

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.

B.2.1.2.2.1.2 Paramètres à déclarer pour le calcul de KjAL,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 :

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

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.

B.2.1.2.2.2 Paramètre KhAL,certifié,EDC

B.2.1.2.2.2.1 Données utilisées pour le calcul du Paramètre KhAL,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 B.1.3 sur les paramètres déclarés par le Titulaire de l'EDC, conformes aux dispositions de l'article 7.1.2.8.

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.

B.2.1.2.2.2.2 Paramètres à déclarer pour le calcul de KhAL,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 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.

B.2.2 Calcul du Niveau de Capacité Certifié selon la méthode normative

B.2.2.1 Données utilisées

B.2.2.1.1 Eolien onshore et offshore

B.2.2.1.1.1 Historique 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 de Capacité 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), précédant directement la date de Demande de Certification.

B.2.2.1.1.2 Historique 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) précédant 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 B.2.2.1.5.

B.2.2.1.2 Fil de l'eau

B.2.2.1.2.1 Historique 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 de Capacité n'était pas encore déployé) précédant 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.

B.2.2.1.2.2 Historique 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), précédant 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 B.2.2.1.5.

B.2.2.1.3 Solaire

B.2.2.1.3.1 Historique 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 de Capacité n'était pas encore déployé) précédant 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.

B.2.2.1.3.2 Historique 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), précédant 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 B.2.2.1.5.

B.2.2.1.4 Autre Filière

B.2.2.1.4.1 Historique suffisant

Un Site d'une Filière, autre que les Filières solaire, éolien onshore, éolien offshore et fil de l'eau 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 de Capacité n'était pas encore déployé) précédant 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.

B.2.2.1.4.2 Historique insuffisant

Un Site Solaire d'une Filière autre que les Filières solaire, éolien onshore, éolien offshore et fil de l'eau 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), précédant 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 B.2.2.1.5.

B.2.2.1.5 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 accéder 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 pour 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.

B.2.2.2 Périodes équivalentes dans le 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 7.2.2.2) 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.

B.2.2.3 Formule pour une EDC

B.2.2.3.1 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 B.1.1.
- $C_{Filière,AL,EDC}$: le coefficient $C_{Filière,AL}$ relatif à la Filière de l'EDC, pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conforme à l'article B.1.4.2.
- $\mathrm{Productible}_{EDC}[\mathrm{h}]$: la donnée de production, issue des Installations de Comptage, au Pas Demi Horaire H.

B.2.2.3.2 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 :

$$NCCi_{AL,EDC} = C_{Filière,AL,EDC} \times \frac{1}{\sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} h} \times \sum_{Capacités \in EDC} \sum_{i=1}^{N_{EDC}} \sum_{h \in PP2_{AL-i-4}} Chronique_{EDC}[h]$$

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 B.1.1;
- $C_{Filière\ ,AL,EDC}$: le coefficient relatif à la filière de l'EDC, pour l'Année de Livraison AL (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conforme aux dispositions de l'article B.1.4 ;
- $Chronique_{EDC}[h]$: 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 $Productible_{EDC}[h]$ s'il s'agit d'une Année de Livraison sur laquelle l'historique de production est valable.

B.2.3 Méthode de calcul basée sur la contribution de l'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement pour une EDC de type I/C de sous type Simplifié

B.2.3.1 Données utilisées

Les paramètres utilisés pour le calcul du Niveau de Capacité Certifié sont calculés conformément à l'article 7.1.8.

B.2.3.2 Formule

Le Niveau de Capacité Certifié d'une EDC certifiée selon la méthode basée sur la contribution de l'interconnexion à la réduction du risque de défaillance est calculé suit :

$$NCC_{AL,EDC} = Contribution_{AL,I/C}$$

Avec

$Contribution_{AL,I/C}$ La contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement conformément à l'article 7.1.8.6.

B.2.4 Méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité pour une EDC de type I/C de sous type Approfondi

B.2.4.1 Données utilisées

Le Niveau de Capacité Certifié est déterminé à partir du nombre de Tickets d'Accès invendus sur une frontière conformément à l'article 8.3.3 et du nombre de Tickets d'Accès restitués après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès conformément à l'article 8.3.4

B.2.4.2 Formule

Le Niveau de Capacité Certifié basé sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité pour une EDC de type Interconnexion de sous type Approfondi est calculé comme suit :

$$NCC_{AL,EDC} = TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[2] + TA_Restitués_{AL,Frontière,Après\ Limite}$$

Avec

$TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ Le montant en MW de Tickets d'Accès associés à une Frontière et une Année de Livraison invendus à la suite de la seconde enchère conformément à l'article 8.3.2.4

$TA_Restitués_{AL,Frontière,Après\ Limite}$ Le montant en MW de Tickets d'Accès associés à une Frontière et une Année de Livraison restitués après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès.

B.2.5 Calcul du NCC en cas d'entrée ou de sortie d'OA

B.2.5.1 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 :

$$n_{AL} = \sum_{j \in AL} (c_j \times I_j)$$

B.2.5.2 Calcul du Niveau de Capacité Certifié

B.2.5.1.1 Maille de déclaration des paramètres de certification

Dans le cas d'une prise d'effet ou d'une fin de prise d'effet d'un 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.

B.2.5.1.2 Cas 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 :

$$NCC_{AL,Site,Ex} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times Re_{AL,Site} \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{Filière,AL,certifié,Site}$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCC_{AL,Site,Ex} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times Rs_{AL,Site} \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{Filière,AL,certifié,Site}$$

(cas de la sortie d'obligation d'achat)

- pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$$NCC_{AL,Site,AO} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times (1 - Re_{AL,Site}) \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{Filière,AL,certifié,Site}$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCC_{AL,Site,AO} = PuissanceDisponible_{AL,certifié,Site} \times (1 - Rs_{AL,Site}) \times K_{AL,certifié,Site} \times C_{Filière,AL,certifié,Site}$$

(cas de la sortie d'obligation d'achat)

L'ensemble des paramètres PuissanceDisponible, K et C sont calculés conformément à l'article B.2 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.

B.2.5.1.3 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 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 B.2.2.

Les NCC_{Site} fictifs sont ensuite intégrés dans le calcul des NCC des deux EDC contenant le Site concerné.

B.3 Tunnel de Certification applicable aux EDC certifiées selon la méthode basée sur le réalisé

B.3.1 Principe

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

- La Valeur de Référence, $ValeurRéférence_{AL,EDC}$ (en MW), définie par EDC pour une Année de Livraison donnée conformément à l'article B.3.2.2.

- La Marge d'Acceptabilité, $MargeAcceptabilité_{AL,Filière}$ (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1): définie par EDC pour une Année de Livraison donnée conformément à l'article B.3.2.3.

B.3.2 Paramètres du Tunnel de Certification

B.3.2.1 Borne Haute des Contraintes de Stock pour les EDC d'Effacement

B.3.2.1.1 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.

B.3.2.1.2 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 afin de prendre en compte les contraintes de stock effectivement constatées au cours des Années de Livraison du Mécanisme de Capacité.

Le cas échéant, la valeur du paramètre $BorneHauteContraintesStock_{AL}$ pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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, mais ne peut être postérieure au 31 décembre de l'Année AL-1. 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.

B.3.2.2 Valeur de Référence

B.3.2.2.1 Méthode de calcul

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 les marges d'acceptabilité par Filière :

$$ValeurRéférence_{AL,EDC} = \sum_{\text{Capacités} \in \text{EDC}} PuissanceInstallée_{Capacité} \times TauxRéférence_{Capacité}$$

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 correspondant à la Filière F de la Capacité concernée (TauxRéférence$_{Capacité}$ = TauxRéférence$_{F}$), sans unité et de valeur comprise entre 0 et 1.

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.

B.3.2.2.2 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%
Batterie		70%
Biomasse		80%
Déchets industriels		80%
Eclusé		50%
Eolien onshore		20%
Eolien offshore		25%
Fil de l'eau	AL 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022	50%
	AL 2023 et suivantes	70%
Gaz Houille/Charbon		88%

Filière		**TauxRéférence**
Gaz issu du charbon		88%
Géothermie		75%
Lac		77%
Lignite		88%
Marine		75%
Nucléaire	AL 2017, 2018 et 2019	90%
	AL 2020 et suivantes	85,5%
Pétrole de schiste		85%
Pétrole, Fioul		85%
Pompage hydraulique		80%
Solaire		5%
Tourbe		88%

B.3.2.2.3 Révision

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre $\text{TauxRéférence}_{\text{Filière}}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article B.3.2.2.1, afin de prendre en compte les historiques de disponibilité effectivement constatés au cours des Années de Livraison du Mécanisme de Capacité.

Le cas échéant, la valeur des paramètres $\text{TauxRéférence}_{\text{Filière}}$ pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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, mais ne peut être postérieure au 31 décembre de l'Année AL-1. 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.

B.3.2.3 Marge d'Acceptabilité

B.3.2.3.1 Méthode de calcul

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 les marges d'acceptabilité par Filière :

$$MargeAcceptabilité_{AL,EDC} = \frac{\sum_{\text{Capacités} \in \text{EDC}} (PuissanceInstallée_{Capacité} \times MargeAcceptabilité_{Capacité})}{PuissanceInstallée_{EDC}}$$

Avec :

- $MargeAcceptabilité_{AL,EDC}$: la Marge d'Acceptabilité de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW) ;
- $PuissanceInstallée_{EDC}$: 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) ;
- $MargeAcceptabilité_{Capacité}$: la Marge d'Acceptabilité correspondant à la Filière F de la Capacité ($\text{MargeAcceptabilité}_{\text{Capacité}} = \text{MargeAcceptabilité}_{F}$).

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.

B.3.2.3.2 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%
Batterie		30%
Biomasse		10%
Déchets industriels		10%
Eclusé		25%
Effacement		15%
Eolien onshore		7%
Eolien offshore		7%
Fil de l'eau		25%
Gaz Houille/Charbon		10%
Gaz issu du charbon		10%
Géothermie		15%
Lac		10%
Lignite		10%
Marine		15%
Nucléaire	AL 2017, 2018 et 2019	7%
	AL 2020 et suivantes	6.5%
Pétrole de schiste		8%
Pétrole, Fioul		8%
Pompage hydraulique		7%
Solaire		5%

Filière	**MargeAcceptabilité**
Tourbe	10%

B.3.2.3.3 Révision des valeurs des Marges d'Acceptabilité

Pour chaque Année de Livraison, un paramètre $MargeAcceptabilité_{Filière}$ peut être révisé, conformément aux principes de l'article B.3.2.3.3.

Le cas échéant, la valeur des paramètres $MargeAcceptabilité_{Filière}$ pourra être modifiée selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

La révision d'un paramètre $MargeAcceptabilité_{Filière}$ peut intervenir après la Date Limite de Certification des Capacités de Production Existantes En Service pour une Année de Livraison AL, mais ne peut être postérieure au 31 décembre de l'Année AL-1. 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.

B.3.3 Certification initiale d'une EDC de Production dans le Tunnel de Certification

Lors de la Demande de Certification initiale d'une EDC de Production 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 :

$$\begin{aligned} &ValeurRéférence_{AL,EDC} - \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,EDC}\right) \\ &\leq PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC} \times Kh_{AL,certifié,EDC} \times Kj_{AL,certifié,EDC} \times C_{AL,certifié,EDC} \\ &\leq ValeurRéférence_{AL,EDC} + \left(PuissanceTunnel_{AL,EDC} \times MargeAcceptabilité_{AL,EDC}\right) \end{aligned}$$

Avec :

- $PuissanceDisponible_{AL,certifié,EDC}$: la puissance disponible déclarée de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW), conformément à l'article B.2.1.2.1 ;
- $Emaxj_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale journalière déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article B.2.1.2.2.1.1 ;
- $Emaxh_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article B.2.1.2.2.2.1 ;
- $Kj_{AL,certifié,EDC}$: 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 B.2.1.2.2.1 ;
- $Kh_{AL,certifié,EDC}$: 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 B.2.1.2.2.2 ;
- $C_{AL,certifié,EDC}$: 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 B.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, ou la Puissance Souscrite Retenue dans le cas d'une EDC d'Effacement (en MW) ;
- *ValeurRéférence*$_{AL,EDC}$: la Valeur de Référence de l'EDC pour l'Année de Livraison AL (en MW), conformément à l'article B.3.2.2 ;
- *MargeAcceptabilité*$_{AL,EDC}$: la Marge d'Acceptabilité propre à l'EDC (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1), conformément à l'article B.3.2.3.

Les bornes du Tunnel de Certification sont arrondies à 0,1 MW.

Pour la borne inférieure du Tunnel de Cartification : 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 la borne supérieure du Tunnel de Certification : 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.

B.3.4 Certification initiale d'une EDC d'Effacement dans le Tunnel de Certification

Lors de la Demande de Certification initiale d'une EDC d'Effacement pour une Année de Livraison AL, le Titulaire de l'EDC doit déclarer les paramètres $Emaxj_{AL,certifié,EDC}$ et $Emaxh_{AL,certifié,EDC}$ tels que :

$$Kj_{AL,certifié,EDC} \times Kh_{AL,certifié,EDC} \leq BorneHauteContraintesStock_{AL}$$

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.
- *Emaxj*$_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale journalière déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article B.2.1.2.2.1.1 ;
- *Emaxh*$_{AL,certifié,EDC}$: l'énergie maximale hebdomadaire déclarée de l'EDC (en MWh), conformément à l'article B.2.1.2.2.2.1 ;
- *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 B.1.2 ;
- *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 B.2.1.2.2.2.

B.3.5 Evolution du Tunnel de Certification en cas d'évolution d'une EDC pour une Année de Livraison

B.3.5.1 Plage d'acceptabilité du Niveau de Capacité Certifié après modification de la

constitution d'une EDC de Production

Suite à une modification de constitution d'une EDC de Production, la plage d'acceptabilité du NCC est recalculée comme suit:

$$\begin{aligned} & ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ & - \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC}\right. \\ & \left. \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \\ & \leq NCC_{AL,EDC} \\ & \leq ValeurRéférence_{AL,EDC,AprèsRecalcul} \\ & + \left(PuissanceInstallée_{AL,EDC}\right. \\ & \left. \times MargeAcceptabilité_{AL,Filière,AprèsRecalcul}\right) \end{aligned}$$

Avec :

- $NCC_{AL,EDC}$ *:* le NCC de l'EDC (en MW).
- $PuissanceInstallée_{AL,EDC}$: 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 7.6.3.9.1 (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 7.6.3.9.2 (sans unité, valeur comprise entre 0 et 1).

B.3.5.2 Plage d'acceptabilité du Niveau de Capacité Certifié après modification de la constitution d'une EDC d'Effacement

Suite à une modification de constitution d'une EDC de Production, la plage d'acceptabilité des contraintes de stock comme suit:

$$Kj_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC} \times Kh_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC} \leq BorneHauteContraintesStock_{AL}$$

Avec :

- $Kj_{AL,AprèsRééquilibrage,EDC}$: 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 B.2.1.2.2, tel que déclaré dans la demande de rééquilibrage. ;
- $Kh_{AL,certifié,EDC}$: 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 B.2.1.2.2.2, tel que déclaré dans la demande de rééquilibrage ;
- $BorneHauteContraintesStock_{AL}$, 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 B.3.2.1.

B.4 Méthodes de calcul du Niveau de Capacité Effectif

B.4.1 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la méthode de calcul normative

Le NCE 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.

B.4.2 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée selon la méthode de calcul basée sur le réalisé

Le NCE d'une EDC certifiée selon la méthode de calcul basé sur le réalisé est calculé par RTE comme suit, sur la base des paramètres effectifs calculés à partir des paramètres et des données collectées et contrôlées :

$$NCE_{AL,EDC} = \frac{1}{nbPasPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} PuissanceDisponibleEffective_{AL,EDC}[h] \times Kj_{AL,effectif,EDC}[j] \times Kh_{AL,effectif,EDC}[s(j)] \times C_{Filière,AL,EDC}$$

Avec :

- $PuissanceDisponibleEffective_{AL,EDC}$: calculé conformément à l'article B.4.2.1;
- $Kh_{AL,effectif,EDC}$: calculé conformément à l'article B.4.2.3 ;
- $Kj_{AL,effectif,EDC}$: calculé conformément à l'article B.4.2.2;
- $C_{Filière,AL,EDC}$: de valeur conforme à l'article B.1.4.2;
- $nbPasPP2$: le nombre de pas demi-horaire lors 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 B.1.1.
- s(j) : la Semaine contenant le jour j.

B.4.2.1 Calcul de la Puissance Disponible Effective

B.4.2.1.1 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 B.4.2.5.

B.4.2.1.2 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 Contrôlée, $PuissanceDisponibleContrôlée_{AL,EDC}$, est établie conformément aux modalités de l'article B.4.2.5.
- La chronique de Puissance Disponible Contrôlée, $PuissanceDisponibleContrôlée_{AL,EDC}$, 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'Annexe E).
- La Température Extrême est calculée conformément aux modalités de l'article A.1.2.
- La Température France Lissée seuillée est calculée conformément aux modalités de l'Annexe F).
- Le nombre d'Heures de PP2 est le nombre d'Heures dans la Période de Pointe PP2 de l'Année de Livraison considérée.

B.4.2.1.3 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 F)) est effectuée sur un modèle de type :

$$PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[h] = a(h) \times TFLs_{AL,PP2} + b$$

Soit a le coefficient de la régression linéaire tel que défini dans l'équation ci-dessus. $a_{nég}$ est défini comme suit :

$$a_{nég}(h) = min\{a(h),0\}$$

$a_{nég}$ est le Gradient de l'Année AL, associé à la chronique de puissance $PuissanceDisponibleContrôlée_{AL,EDC}$ [h], noté $Gradient_{AL,EDC}$.

B.4.2.2 Calcul du paramètre KjAL,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' :

$$Nj_{AL,effectif,EDC}[\mathrm{j}] = \min(\frac{Emaxj_{AL,observé,EDC}[j']}{PmoyDispoControlée_{Al,EDC}[j']} \times \mathrm{AjuContrôle, Emaxj; 10})$$

Avec : $PmoyDispoContrôlée_{AL,EDC}[j'] = \frac{\sum_{h \in PP2}(PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[j',h])}{Nbheureh}$

Pour j ≠ j' :

$$Nj_{AL,effectif,EDC}[\mathrm{j}] = 0$$

Avec :

- $Emaxj_{AL,observé,EDC}$: l'énergie maximale journalière observée de l'Entité de Certification EDC, collecté conformément à l'article ⍰ ;
- *AjuContrôle,Emaxj* : le coefficient d'ajustement issu des procédures d'audit de l'énergie maximale journalière, défini conformément à l'article 7.9.5.2 ;
- $PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[j,h]$: la puissance disponible contrôlée, calculée conformément à l'article B.4.2.5 ;
- *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 :

$$Kj_{AL,effectif,EDC}[j] = Abaque\ Kj_{AL}\ (Nj_{AL,effectif,EDC}[j])$$

B.4.2.3 Calcul du paramètre KhAL,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 ;
- *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 :

$$Kh_{AL,effectif,EDC}[s] = Abaque\ Kh_{AL}\left(Nh_{AL,effectif,EDC}[s]\right)$$

B.4.2.4 Calcul de la Puissance Disponible Résiduelle Observée

B.4.2.4.1 EDC non liées à des EDA ou des EDE

La Puissance Disponible résiduelle d'une EDC reflète la disponibilité résiduelle de l'EDC. Elle est calculée par RTE sur la base :

- de la Puissance Disponible 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.

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 :

$$PuissanceDisponible_{AL,observée,EDC}[h] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[h]$$

B.4.2.4.2 Cas d'une EDC en liaison multiEDC/multiEDA

La Puissance Disponible résiduelle de l'agrégat d'EDC 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. Elle est calculée par RTE sur la base :

- de la Puissance Disponible 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.

B.4.2.4.3 Cas d'une EDC en liaison multiEDA/horsEDA

La Puissance Disponible résiduelle de l'agrégat d'EDC 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. Elle est calculée par RTE sur la base :

- de la Puissance Disponible 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.

B.4.2.4.4 Cas d'une EDC en liaison multiEDA/multiEDE

La Puissance Disponible résiduelle de l'agrégat d'EDC 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. Elle est calculée par RTE sur la base :

- de la Puissance Disponible 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.

Conformément à l'article 5.2.2.2 des Règles NEBEF, si plus de 90% des Sites de Soutirage composant une EDE appartiennent également à l'EDA, le titulaire de l'EDC devra préciser pour chaque pas demi horaire des coefficients de choix pour la prise en compte de sa Puissance disponible résiduelle tels que :

$$soit\ Coeff_{MA} = 1\ et\ Coeff_{NEBEF} = 0, soit\ Coeff_{MA} = 0\ et\ Soit\ Coeff_{NEBEF} = 1$$

B.4.2.4.5 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 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 RTE et les GRD.

B.4.2.5 Calcul de la Puissance Disponible Contrôlée

La Puissance Disponible Contrôlée d'une EDC est calculée par RTE sur la base de la collecte et du contrôle comme suit :

$$PuissanceDisponibleControlée_{AL,EDC}[\mathrm{h}] = CourbeRéalisation_{AL,EDC}[\mathrm{h}] + AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle \times PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,observée,EDC}[\mathrm{h}]$$

Avec :

- $CourbeRéalisation_{AL,EDC}[\mathrm{h}]$: la courbe de réalisation de l'EDC conformément à l'article 7.9.2.
- *AjuContrôle,PuissanceDisponibleRésiduelle* : le coefficient d'ajustement issu des procédures de contrôle de la puissance disponible résiduelle, défini conformément à l'article 7.9.5.1.
- $PuissanceDisponibleRésiduelle_{AL,EDC,observée}[h]$: la puissance disponible résiduelle de l'EDC calculée conformément aux modalités de l'article 7.8.

B.4.2.6 Calcul de la Puissance Moyenne Disponible Contrôlée

La Puissance Moyenne Disponible Contrôlée est la moyenne, sur les pas de temps h d'un jour PP2 donné j, de la Puissance Disponible Contrôlée. Elle est calculée comme suit :

$$PuissanceMoyenneDisponibleContrôlée_{jourPP2} = \frac{\sum_{h\epsilon jourPP2} PuissanceDisponibleControléeAL,EDC[\mathrm{h}]}{NbPasPP2}$$

B.4.3 Méthode de calcul du NCE en cas d'entrée ou de sortie d'OA en cours d'Année de Livraison

B.4.3.1 Cas 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 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 :

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{Re_{AL,Site}}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site})$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{Rs_{AL,Site}}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site})$$

(cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

- pour l'Acheteur Obligé (ou l'Organisme Agréé le cas échéant) :

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{(1 - Re_{AL,Site})}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site}$$

(cas de la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat)

$$NCE_{AL,Site,Ex} = \frac{(1 - Rs_{AL,Site})}{2 \times nbHeuresPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} (PuissanceDisponibleEffective_{AL,Site}[h] \times K_{AL,effectif,Site}[j] \times C_{AL,effectif,Site})$$

(cas de la sortie d'Obligation d'Achat)

L'ensemble des paramètres nbHeuresPP2, PlagePP, PuissanceDisponibleEffective, K et C sont calculés conformément à l'article B.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.

B.4.3.2 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.

B.4.4 Disponibilité d'une Interconnexion et Niveau de Capacité Effectif d'une EDC d'Interconnexion certifiée par la méthode de calcul basée sur la contribution de l'Interconnexion à la sécurité d'approvisionnement

Le calcul de disponibilité d'une Interconnexion Régulée ou d'une Interconnexion Dérogatoire est réalisé par RTE. Il permet de déterminer la valeur effective de l'apport de l'interconnexion noté $Disponibilité_{AL,I/C}$

B.4.4.1 Maille de calcul du réalisé d'une interconnexion

Le calcul de la disponibilité d'une Interconnexion s'effectue à la maille d'une Frontière ou d'une Zone Flow-Based pour chaque Gestionnaire d'Interconnexion.

B.4.4.2 Formule de calcul

La disponibilité d'une Interconnexion est calculée selon la formule suivante :

$$Disponibilité_{AL,I/C} = \min\left[\frac{1}{nbPasPP2} \times \sum_{j \in PP2} \sum_{h \in PlagePP} CapacitéDeTransitVersFrance_{Interconnexion(s)}[h]\ ;\ Contribution_{Interconnexion(s)}\right] \times Poids_{AL,I/C} \times CoefficientAudit_{AL,I/C}$$

Avec

- $CapacitéDeTransitVersFrance_{Interconnexion(s)}[h]$ calculé conformément au 7.10.5.2.1
- $Contribution_{Interconnexion(s)}$ calculé conformément au 7.10.5.2.2

- $Poids_{AL,I/C}$ calculé conformément au 7.10.5.2.3
- $CoefficientAudit_{AL,I/C}$ vaut 1 sauf valeur différente calculée selon les modalités de l'article 7.9.10
- $nbPasPP2$: le nombre de Pas Demi Horaire 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 B.1.1.2.

B.4.4.2.1 Capacité Commerciale de Transit des Interconnexions vers la France

B.4.4.2.1.1 Cas d'une capacité commerciale d'Interconnexion calculée entre la France et un Etat Participant Interconnecté hors Zone Flow-Based

La capacité de transit entre un Etat Participant Interconnecté et la France offerte au marché notée $CapacitéDeTransitVersFrance_{Interconnexion(s)}[h]$ est la capacité d'interconnexion offerte au marché pour un pas de temps h donné pour l'Interconnexion Régulée ou l'Interconnexion Dérogatoire concernée

B.4.4.2.1.2 Cas d'une capacité commerciale calculée pour une Zone Flow Based

B.4.4.2.1.2.1 Zone Flow-based contenant uniquement des Interconnexions Régulées

La capacité de transit entre une Zone Flow Based et la France offerte au marché notée $CapacitéDeTransitVersFrance_{Interconnexion(s)}[h]$ est la Capacité d'Interconnexion des Interconnexions Régulées offerte au marché pour un pas de temps h donné.

B.4.4.2.1.2.2 Zone Flow-based contenant au moins une Interconnexion Dérogatoire

Dans le cas où au moins une Interconnexion Dérogatoire est présente sur l'une des Frontière de la Zone Flow Based, l'Accord de Participation mentionné au 8.9 fixe la méthode de calcul du terme $CapacitéDeTransitVersFrance_{Interconnexion(s)}[h]$

B.4.4.2.2 Contribution de l'Interconnexion ou des Interconnexions

B.4.4.2.2.1 Cas d'une capacité commerciale d'interconnexion calculée entre la France et un unique Etat Participant Interconnecté

Dans le cas où le calcul de disponibilité d'une Interconnexion s'effectue sur une Frontière entre la France et un Etat Participant Interconnecté, la valeur $Contribution_{Interconnexion(s)}$ est égale à la valeur de la $Contribution_{AL,I/C}$ de l'Interconnexion Régulée ou de l'Interconnexion Dérogatoire calculée conformément à l'article 7.1.8.

B.4.4.2.2.2 Cas d'une capacité commerciale calculée pour une Zone Flow Based

B.4.4.2.2.2.1 Pour les Interconnexions Régulées de la Zone Flow Based

Dans le cas où le calcul de disponibilité d'une Interconnexion s'effectue entre une Zone Flow Based et la France la $Contribution_{Interconnexion(s)}$ est la somme des Contributions $Contribution_{AL,I/C}$ des Interconnexions Régulées de la Zone Flow Based calculées conformément à l'article 7.1.8.

B.4.4.2.2.2.2 Pour les Interconnexions Dérogatoires de la Zone Flow Based

Dans le cas où le calcul de disponibilité d'une Interconnexion s'effectue entre une Zone Flow Based et la France la valeur $Contribution_{Interconnexion(s)}$ est égale à la valeur des contributions $Contribution_{AL,I/C}$ de l'Interconnexion Dérogatoire calculées conformément à l'article 7.1.8.

B.4.4.2.3 Poids de l'Interconnexion

Dans le cas d'une Interconnexion située hors Zone Flow-Based, le coefficient $Poids_{AL,I/C}$ vaut 1.

Dans le cas d'une Interconnexion située dans une zone Flow-Based, le coefficient $Poids_{AL,I/C}$est calculé comme suit :

$$Poids_{AL,I/C} = \frac{Contribution_{AL,I/C}}{Contribution_{Interconnexion(s)}}$$

Avec

$Contribution_{AL,I/C}$: Contribution de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement calculée conformément à l'article 7.1.8

$Contribution_{Interconnexion(s)}$: Contribution des interconnexions de la Zone Flow Based calculée conformément à l'article *7.10.5.2.1*

B.4.4.3 Calcul du NCE pour une EDC de sous type simplifié

Pour une EDC certifiée selon la méthode de calcul basée sur la contribution de l'interconnexion à la réduction du risque de défaillance pour une EDC de type I/C de sous type Simplifié, le NCE est calculé comme suit:

$$NCE_{AL,EDC} = Disponibilité_{AL,I/C}$$

Avec :

$Disponibilité_{AL,I/C}$: la disponibilité de l'Interconnexion associée à l'EDC calculée conformément à l'article 7.10.5.2

B.4.5 Niveau de Capacité Effectif d'une EDC certifiée par la Méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité

Pour une EDC certifiée selon la méthode de calcul basée sur la conversion de Tickets d'Accès en Garanties de capacité pour une EDC de type I/C de sous type procédure approfondie le NCE est calculé selon la formule suivante :

$$NCE_{AL,EDC} = NCC_{AL,EDC}$$

Avec

$NCC_{AL,EDC}$ Le niveau de capacité de l'EDC calculé conformément à l'article 7.3.5

ANNEXE C) CALCUL DES ECARTS ET DES REGLEMENTS FINANCIERS

C.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 et des RPC sont :

- le Seuil des Ecarts ;
- le Seuil du Rééquilibrage (uniquement pour les RPC) ;
- le Seuil de l'Année de Livraison ;
- le Coefficient k de l'Année de Livraison.

C.1.1 Seuils

C.1.1.1 Seuil des Ecarts

C.1.1.1.1 Principe

Le Seuil des Ecarts, pour une Année de Livraison donnée, 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.

C.1.1.1.2 Valeur du Seuil des Ecarts

La valeur du Seuil des Ecarts est de 1 GW.

C.1.1.2 Seuil du Rééquilibrage

C.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.

C.1.1.2.2 Valeur du Seuil du Rééquilibrage

La valeur du Seuil du Rééquilibrage est de 1 GW.

C.1.1.3 Seuil Global

C.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).

C.1.1.3.2 Valeur du Seuil Global

La valeur du Seuil Global est de -2 GW.

C.1.2 Coefficient k

C.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.

C.1.2.2 Valeur du coefficient k

La valeur du coefficient k est de 0,2.

C.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 C.1.1.1, C.1.1.2, C.1.1.3 et C.1.2.

Le cas échéant, ces paramètres pourront être modifiés selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R335-2 du Code de l'énergie.

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 ou avant la date de début de la Période d'Echanges de la première Année de Livraison à partir de laquelle s'applique la nouvelle valeur.

Les nouvelles valeurs, ou les valeurs reconduites des seuils sont publiées conformément aux modalités de l'article C.1.

Ces paramètres sont ensuite stables pendant tout l'Exercice, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle de la valeur de ces paramètres.

C.2 Méthode de calcul des Ecarts

C.2.1 Ecart des Acteurs

C.2.1.1 Calcul de l'Ecart Acteur Obligé

L'Ecart Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL ($Ecart_{AL,AO}$) est calculé selon la formule suivante :

$$Ecart_{AL,AO} = RegistreGaranties_{AL,AO,DLC} - Obligation_{AL,AO}$$

Avec :

- $RegistreGaranties_{AL,AO,DLC}$: le montant de Garanties de Capacité sur le compte de l'Acteur Obligé au registre des Garanties de Capacité à la Date Limite de Cession.
- $Obligation_{AL,AO}$: l'Obligation de l'Acteur Obligé, calculée conformément aux modalités de l'article A.3.

C.2.1.2 Ecart des RPC

L'Ecart 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 au Périmètre de Certification du RPC pour la Période de Livraison AL. Le Niveau de Capacité Effectif de chaque EDC est calculé conformément aux modalités de l'article B.4. La constitution 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 au Périmètre de Certification du RPC au moment du calcul pour la Période de Livraison AL. Le Niveau de Capacité Certifié de chaque EDC est calculé conformément aux modalités de l'article B.2.

C.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 C.2.1.1.
- $Ecart_{AL,RPC}$: l'Ecart du RPC pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article C.2.1.2.

C.3 Prix utilisés pour le calcul des règlements financiers

C.3.1 Prix de Référence des Ecarts en Capacité

Le Prix de Référence des Ecarts en Capacité, $PREC_{AL}$, est défini selon des modalités de calcul sont définies et publiées par la CRE, en vertu de l'article R. 335-57 du Code de l'énergie.

C.3.2 Prix Administré

Le Prix Administré, $Padm_{AL}$ est fixé par la CRE.

C.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 C.2.1.1 ;
- le prix de règlement appliqué à l'Ecart du RPC, calculé conformément à l'article C.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 :

$$PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,Acteur}) = PUN_{AL}(Ecart_{AL,Acteur})$$

C.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 Prix de Prix de Référence des Ecarts de l'Année de Livraison AL, $PREC_{AL}$, et de l'Ecart de l'Acteur pour l'Année de Livraison AL, $Ecart_{AL,Acteur}$.

Si $Ecart_{Acteur,AL} < Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUP_{AL} = (1-k_{AL}) \times PREC_{AL}$

Si $Ecart_{Acteur,AL} \geq Seuil\ des\ Ecarts$, alors : $PUP_{AL} = \frac{(1-k_{AL}) \times PREC_{AL}}{Ecart_{AL,Acteur}} \times Seuil\ des\ Ecarts$

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 ;
- $PREC_{AL}$: le Prix de Référence des Ecarts en Capacité de l'Année de Livraison AL ;
- $Ecart_{AL,Acteur}$: l'Ecart de l'Acteur, calculé conformément aux modalités de l'article C.2.1.

C.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 Prix de Référence des Ecarts en Capacité de l'Année de Livraison AL, $PREC_{AL}$, 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 $EcartGlobal_{AL} \leq SeuilGlobal_{AL}$ alors : $PUN_{AL} = Padm_{AL}$

Si $EcartGlobal_{AL} > SeuilGlobal_{AL}$ alors :

- *Si* $-Ecart_{AL,Acteur} \leq SeuilEcarts_{AL}$, *alors :* $PUN_{AL} = (1+k_{AL}) \times PREC_{AL}$
- Si $-Ecart_{AL,Acteur} > SeuilEcarts_{AL}$, alors : $PUN_{AL} = (2-\frac{(1-k_{AL})}{|Ecart_{AL,Acteur}|} \times Seuil\ des\ Ecarts) \times PREC_{AL}$

Avec :

- k_{AL} : le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL ;
- $PREC_{AL}$: le Prix de Référence des Ecarts en Capacité de l'Année de Livraison AL ;
- $Padm_{AL}$: le prix administré de l'Année de Livraison AL ;
- $SeuilGlobal_{AL}$: le seuil de l'Année de Livraison AL ;
- $SeuilEcarts_{AL}$: le Seuil des Acteurs en Ecart pour l'Année de Livraison AL ;
- $EcartGlobal_{AL}$: l'Ecart Global de l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article C.2.2;
- $Ecart_{AL,Acteur}$: l'Ecart de l'acteur pour l'Année de Libraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article C.2.1.

C.4 Méthode de calcul des Règlements financier relatifs au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés

C.4.1 Règlement financier dû par un Acteur Obligé

Le règlement financier dû par un Acteur est calculé comme suit :

$$Règlement_{AL,AO} = -Ecart_{AL,AO} \times PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,AO})$$

Avec :

- $Ecart_{AL,AO}$: l'Ecart de l'Acteur Obligé pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article C.2.1.1 ;
- $PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,AO})$: le Prix Unitaire pour l'Année de Livraison AL, appliqué à l'Ecart de l'Acteur Obligé et calculé conformément aux modalités de l'article C.3.3.

C.4.2 Ecart Final d'un Acteur Obligé

Soit $RegFi_{AL,AO}$ le règlement financier effectivement versé ou perçu par l'Acteur Obligé.

Soit $Ecart_{AL,AO}$ 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 $Ecart_{AL,AO} < 0$:

$$Ecartfinal_{AL,AO} = Ecart_{AL,AO} + \left|\frac{RegFi_{AL,AO}}{PUN_{AL}(Ecart_{AL,AO})}\right|$$

C.5 Méthode de calcul des règlements financiers des 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 $Règlement_{AL,Ecart,RPC}$ et du règlement financier relatif aux rééquilibrages $Règlement_{AL,Rééquilibrage,RPC}$.

$$Règlement_{AL,RPC} = Règlement_{AL,Ecart,RPC} + Règlement_{AL,Rééquilibrage,RPC}$$

Les modalités de calcul de $Règlement_{AL,Ecart,RPC}$ et $Règlement_{AL,Rééquilibrage,RPC}$ sont précisées respectivement aux articles C.5.1 et C.5.2.

C.5.1 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 C.2.1.2, est non nul.

Le règlement financier relatif à l'Ecart du RPC pour une Année de Livraison AL, $Règlement_{AL,Ecart,RPC}$, est calculé selon la formule suivante :

$$Règlement_{AL,Ecart,RPC} = -Ecart_{AL,RPC} \times PrixUnitaire_{AL}(Ecart_{AL,RPC})$$

Avec :

- $Ecart_{AL,RPC}$: l'Ecart du RPC pour l'Année de Livraison AL, calculé conformément aux modalités de l'article C.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 C.3.3.

C.5.2 Méthode de calcul du règlement financier relatif aux rééquilibrages du RPC pour une Année de Livraison AL

C.5.2.1 Principe et méthode

Le montant du règlement financier associé aux rééquilibrages d'un RPC est calculé selon la formule suivante :

$$R\grave{e}glement_{AL,R\acute{e}\acute{e}quilibrage,RPC} = \sum_{\substack{Demandes\ de \\ r\acute{e}quilibrage \\ conformes}} VolumeR\acute{e}\acute{e}quilibrage_{DemandeConf} \times PrixUnitaire_{DemandeConf} + \sum_{\substack{Ajours\ de\ Sites \\ de\ Soutirage \\ Non-Certitifés}} Volume Ajouté_{Sites_non-certifiés} \times PrixUnitaire_{SitesNon-Certifiés}$$

- Le volume de rééquilibrage d'une demande conforme de rééquilibrage, $VolumeR\acute{e}\acute{e}quilibrage_{DemandeConf,}$ est l'écart, pris en valeur absolue, entre le NCC à la date de la demande de rééquilibrage et le niveau de Capacité figurant dans la demande de rééquilibrage. Il est calculé comme suit :

$$VolumeR\acute{e}\acute{e}quilibrage_{Demande} = \left| NCC_{AL,EDC}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande) - NiveauCapacit\acute{e}_{Demande,EDC} \right|$$

- $Volume Ajouté_{Sites_non-certifiés}$ la contribution des Sites de soutirage non-Certifiés au NCC de l'EDC. Il est calculé comme suit :

$$\frac{\sum_{\substack{Sites\ Non-certifiés \\ ajoutés\ dans\ EDC}} NCC_{eq,Site}}{\sum_{Sites\ \in EDC} NCC_{eq,Site}}$$

Avec $NCC_{eq,Site}$ l'équivalent du NCC calculé à la maille des Sites de Soutirage disposant d'une puissance souscrite > 36kVA ou à la maille d'un agrégat de Sites disposant d'une puissance souscrite ≤ 36kVA

- Le prix unitaire de règlement associé à une demande conforme de rééquilibrage $PrixUnitaire_{DemandeConf}$ dépend de la date de transmission de la demande et du Volume Cumulé de Rééquilibrages effectué par le RPC pour l'Année de Livraison considérée. Les

modalités de calcul du Volume Cumulé de Rééquilibrages sont précisées aux articles C.5.2.3, et celles du prix unitaire de règlement d'une demande de rééquilibrage à l'article C.5.2.4.1.

- Le prix unitaire de règlement associé à une demande d'Ajout de Sites de Soutirage Non-Certifiés à une EDC d'Effacement dépend de la date de transmission de la demande effectuée par le RPC pour l'Année de Livraison considérée. Les modalités de calcul du prix unitaire de règlement d'une demande d'ajout de Sites de Soutirage Non-Certifiés sont précisées à l'article C.5.2.4.2.

C.5.2.2 Rééquilibrages Comptabilisés

Les Rééquilibrages Comptabilisés pris en compte dans le calcul du Volume Cumulé de Rééquilibrages sont définis à l'article 8.4.2 des Règles.

C.5.2.3 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 (article 8.4.2) pour lesquels une demande conforme a été transmise par le RPC au GR concerné.

$$VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC} = \sum_{\substack{Demandes\ de \\ réquilibrage \\ conformes\ des\ Rééquilibrages\ Comptabilisés}} VolumeRéé quilibrage_{Demande}$$

C.5.2.4 Prix unitaire de règlement

C.5.2.4.1 Prix unitaire associé à une demande de rééquilibrage

Le prix unitaire de règlement $PrixUnitaire_{Demandeconf}$ 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, $PrixUnitaire_{Demandeconf}$, est calculé de la manière suivante :

$$PrixUnitaire_{Demandeconf}\left(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande\ ; VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC}\right) = PREC_{AL} \times K_{Rééquilibrage,Demande}\left(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande\ ; VolumeCumuléRéé quilibrages_{AL,RPC}\right)$$

Le Prix de Référence des Ecarts en Capacité pour l'Année de Livraison AL, $PREC_{AL}$, est calculé suivant les modalités précisées à l'article C.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 $VolumeCumuléRéé quilibrage_{AL,RPC} \leq Seuil\ du\ Réé quilibrage$, alors le coefficient $K_{Rééquilibrage,Demande}$ est nul.
    - Si $VolumeCumuléRéé quilibrage_{AL,RPC} > Seuil\ du\ Réé quilibrage$, alors :

$$K_{Rééquilibrage,Demande} = k_{AL} \times 0.5 \times \frac{NbjoursPréAL_{AL}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)}{NbjoursPréAL_{AL}(31\ décembre\ AL-1)}$$

Avec :

- k_{AL} : le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL défini à l'article C.1.2.2.
- $NbjoursPréAL_{AL}(d)$: 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 :

$$K_{Rééquilibrage,Demande} = k_{AL} \times 0.5 \times (1 + \frac{NbjoursPP2signalés_{AL}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)}{NbjoursPP2signalés_{AL}(31\ décembre\ AL)})$$

Avec :

- k_{AL} : le coefficient k relatif à l'Année de Livraison AL défini à l'article C.1.2.2.
- $NbjoursPP2signalés_{AL}(d)$: 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.

C.5.2.4.2 Prix unitaire associé à une demande d'ajout de Sites

Le prix unitaire de règlement $PrixUnitaire_{SitesNon\text{-}Certifés}$ associé à une demande d'ajout de Sites de Soutirage Non-Certifiés à une EDC dépend de la date de transmission de la demande.

Pour toute demande d'ajout de Sites de Soutirage Non-Certifiés à une EDC, le prix de règlement unitaire, $PrixUnitaire_{SitesNon\text{-}Certifés}$, est calculé de la manière suivante :

$$PrixUnitaire_{SitesNon-Certifés}\ (Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande\ ) = PREC_{AL} \times K_{SitesNon-Certifiés,Demande}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)$$

Le Prix de Référence des Ecarts en Capacité pour l'Année de Livraison AL $PREC_{AL}$ est calculé suivant les modalités précisées à l'article C.3.1.

Le coefficient $K_{SitesNon\text{-}Certifiés,Demande}$ dépend de la date de transmission de la demande d''ajout de Sites Non-certifiés. Il est calculé comme suit :

$$K_{SitesNon-Certifiés,Demande} = k_{AL} \times (\frac{NbjoursPP2signalés_{AL}(31\ décembre\ AL) - NbjoursPP2signalés_{AL}(Date\ de\ transmission\ de\ la\ demande)}{NbjoursPP2signalés_{AL}(31\ décembre\ AL)}$$

ANNEXE D) ALLOCATIONS DES TICKETS D'ACCES ET ALLOCATION DES REVENUS EN PROCEDURE APPROFONDIE

D.1 Calcul du volume de Tickets d'Accès mis en vente pour une Frontière lors de la seconde enchère

Le volume de Tickets d'Accès mis en vente lors de la seconde enchère pour une Frontière et une Année de Livraison AL est calculée comme suit :

$$TicketsAccès_{AL,Frontière,Enchère}[2] = TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[1] + \sum_{Rééq\ Avant\ Limite_{AL,Frontière}} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$$

Avec :

- $TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[1]$ Le volume en MW de Ticket d'Accès de cette Frontière de cette Année de Livraison invendus lors de la première enchère conformément à l'article 9.4.3.4.
- $\sum_{Rééq\ Avant\ Limite_{AL,Frontière}} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$ L'ensemble des Tickets d'Accès de cette Frontière et de cette Année de Livraison restitués avant la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès définie à l'article 5.5.3.

D.2 Calcul du remboursement des acteurs ayant restitué des Tickets d'Accès

$$RemboursementTA_{AL,Frontière,Exploitant} = PrixUnitaireRemboursementTA_{AL,Frontière,Enchère}[1] \times \sum_{Rééq\ Avant\ Limite_{AL,Frontière} \cap Exploitant} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$$

Avec

- $\sum_{Rééq\ Avant\ Limite_{AL,Frontière} \cap Exploitant} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$ L'ensemble des Tickets d'Accès de cette Frontière et de cette Année de Livraison restitués par l'Exploitant de Capacité avant la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès définie à l'article 5.5.3.

- $PrixUnitaireRemboursementTA_{AL,Frontière,Enchère}[1]$ Le prix unitaire de remboursement des Tickets d'Accès relatifs à une Frontière et l'Année de Livraison AL est calculé comme suit :

$$PrixUnitaireRemboursementTA_{AL,Frontière,Enchère}[1] = \min(PrixUnitaireTA_{AL,Frontière,Enchère}[1];\ PrixUnitaireTA_{AL,Frontière,Enchère}[2])$$

Avec
$PrixUnitaireTA_{AL,Frontière,Enchère}[i]$ Le prix unitaire des Ticket d'Accès d'une Frontière et de l'Année de Livraison AL de la ième enchère.

D.3 Calcul du revenu affecté aux Fonds de Gestion des Revenus suite à la deuxième enchère d'allocation de Tickets d'Accès

$$RevenuTA_{AL,Frontière,Enchère}[2] = TA_Vendus_{AL,Frontière,Enchère}[2] \times PrixUnitaireTA_{AL,Frontière,Enchère}[2] - \sum_{Exploitants} RemboursementTA_{AL,Frontière,Exploitant}$$

Avec

- $TA_Vendus_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ Les Tickets d'Accès pour cette Frontière et pour cette Année de Livraison effectivement vendus lors de la seconde enchère
- $PrixUnitaireTA_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ Le prix unitaire des Ticket d'Accès de cette Frontière et de cette Année de Livraison de la seconde enchère
- $\sum_{Exploitants} RemboursementTA_{AL,Frontière,Exploitant}$ L'ensemble des remboursements aux Exploitants de Capacité ayant restitué des Tickets d'Accès pour cette Frontière pour cette Année de Livraison tel que défini à l'article D.2

D.4 Calcul du Volume de Tickets d'Accès restitués après la Date Limite de Restitution

Le volume Tickets d'Accès restitués après la date Limite de restitution est calculé comme suit :

$$TA_Restitués_{AL,Frontière,Après\ Limite} = \sum_{Rééq\ Après\ Limite_{AL,Frontière}} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$$

Avec

- $\sum_{Rééq\ Après\ Limite_{AL,Frontière}} TA_Restitués_{AL,Frontière,Rééq}$: L'ensemble des Tickets d'Accès de cette Frontière et de cette Année de Livraison restitués conformément à l'article 7.6.3.8.1.2 après la Date Limite de Restitution des Tickets d'Accès définie à l'article 5.5.3.

D.5 Calcul des Recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion en Procédure Approfondie

Les recettes du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion sont calculées comme suit :

$$RevenuTotal_{AL,I/C} = \sum_{i \in Enchères} RevenuTA_{AL,Frontière,Enchère}[i] \times \frac{CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}{\sum_{\{I/C\}_{Frontière}} CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}$$

Avec

- $RevenuTA_{AL,Frontière,Enchère}[i]$ Le revenu de la ième enchère relatif à la vente des Tickets d'Accès pour une Frontière et une Année de Livraison données conformément aux articles 9.4.3.3 et 9.4.4.4
- $CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}$ La Capacité Maximale Installée de Transit de l'Etat Participant Interconnecté vers la France de l'Interconnexion Régulée ou de l'Interconnexion Dérogatoire considérée de manière explicite.
- $\sum_{\{I/C\}_{Frontière}} CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}$ La somme des Capacités Maximales Installées de Transit de l'Etat Participant Interconnecté vers la France de l'Interconnexion Régulée et des Interconnexions Dérogatoires considérées de manière explicite.

D.6 Calcul de l'écart de l'Interconnexion

L'écart d'une Interconnexion Approfondie pour une Année de Livraison est calculé comme suit :

$$Ecart_{AL,I/C} = NTAE_{AL,I/C} - TA_Contrôlés_{AL,I/C}$$

Avec

- $NTAE_{AL,I/C}$ le Niveau de Tickets d'Accès Effectif d'une Interconnexion pour une Année de Livraison calculé conformément à l'article D.6.2
- $TA_Contrôlés_{AL,I/C}$ Le volume de Ticket d'Accès sur lequel est effectué le contrôle de disponibilité de l'Interconnexion calculé conformément à l'article D.6.1

D.6.1 Niveau de Tickets d'Accès contrôlé

Le volume de Tickets d'Accès contrôlé d'une Interconnexion pour une Année de Livraison est calculé comme suit :

$$TA_Contrôlés_{AL,I/C} = Contribution_{AL,I/C} - TA_Invendus_{AL,I/C}$$

Avec :

$$TA_Invendus_{AL,I/C} = \min(TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[1];\ TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[2]) \times \frac{CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}{\sum_{\{I/C\}_{Frontière}} CapaciteMaxExpliciteInstallée_{AL,I/C}}$$

Avec

- $TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[1]$ Le volume de Tickets d'Accès invendus à la suite de la première enchère conformément à l'article 9.4.3.4.
- $TA_Invendus_{AL,Frontière,Enchère}[2]$ Le volume de Tickets d'Accès invendus à la suite de la seconde enchère conformément à l'article 9.4.4.

D.6.2 Niveau de Tickets d'Accès Effectif

Le Niveau de Tickets d'Accès Effectif d'une Interconnexion pour une Année de Livraison est calculé comme suit :

$$NTAE_{AL,I/C} = Disponibilité_{AL,I/C} \times \frac{TA_Contrôlés_{AL,I/C}}{Contribution_{AL,I/C}}$$

Avec :

- $Disponibilité_{AL,I/C}$: la disponibilité de l'Interconnexion pour l'Année de Livraison considérée calculée conformément à l'article B.4.4;
- $TA_Contrôlés_{AL,I/C}$ Le volume de Tickets d'Accès contrôlé d'une Interconnexion pour une Année de Livraison conformément à l'article D.6.1
- $Contribution_{AL,I/C}$: Calculé conformément à l'article B.1.5

D.7 Calcul de la Recette Perdue d'une Interconnexion de sous-type Approfondie

La Recette Perdue d'une Interconnexion de sous-type Approfondie pour une Année de Livraison AL est calculée comme suit :

$$RecettePerdue_{AL,I/C} = \min(Padm_{AL} \times TA_Contrôlés_{AL,I/C}\,; (1 + \frac{k}{2}) \times RevenuTotal_{AL,I/C}) \times \frac{Ecart_{AL,I/C}}{TA_Contrôlés_{AL,I/C}}$$

Avec :

- $Padm_{AL}$ Le Prix Administré défini à l'article C.3.2
- $TA_Contrôlés_{AL,I/C}$ Le volume de Tickets d'Accès contrôlé d'une Interconnexion pour une Année de Livraison conformément à l'article D.6.1
- k : Le coefficient défini à l'article C.1.2.

- $RevenuTotal_{AL,I/C}$ Le revenu total pour une Interconnexion pour une Année de Livraison calculé conformément à l'article D.5
- $Ecart_{AL,I/C}$ L'écart de l'Interconnexion pour l'Année de Livraison calculé conformément à l'article D.6

ANNEXE E) METHODE DE CALCUL DU GRADIENT SELON LA METHODE PAR DELTA

E.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 de Charge de même nature : chronique de valeurs demi-horaires sur l'Année de Livraison AL.

E.2 Méthode de calcul d'un Gradient associé à une Courbe de Charge donnée

E.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.

E.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].

E.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 Annexe F) des Règles.

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]

E.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 E.2.2 et E.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 E.2.2 et E.2.3 de la présente Annexe, excluant les points de NR tels que définis.

E.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], permet d'obtenir 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 :

$$a_i = \min\left(\frac{\sum_j \Delta P_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}} \times \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}}}{\sum_j \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}} \times \Delta T_{Chro_{T_{AL_{HorsNR[i,j]}}}}}, 0\right)$$

La Chronique de Puissance Chro_Pui_AL[i,j] a 48 Gradients horaires pour l'Année de Livraison AL.

ANNEXE F) METHODE DE LISSAGE DE LA TEMPERATURE

F.1 Principe

Le calcul de l'Obligation de Capacité 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 de Capacité.

F.2 Méthode de lissage de la Température

F.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.

F.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.