



**MINISTÈRES
ÉCONOMIQUES
ET FINANCIERS**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

**ACCORD-CADRE RELATIF A LA FOURNITURE ET L'ACHEMINEMENT
D'ÉLECTRICITÉ POUR LES ANNÉES 2028-2031**

CAHIER DES CLAUSES PARTICULIÈRES ELECTRICITE

Numéro de consultation : DAE-2025-AC-ELEC-GAZ-2028_2031

Procédure de passation : Appel d'offres restreint

Table des matières

ARTICLE 1 DÉFINITION ET GLOSSAIRE	6
1.1 DEFINITIONS.....	6
1.2 GLOSSAIRE	7
ARTICLE 2 CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DE L'ACCORD-CADRE.....	7
2.1 OBJET DE L'ACCORD-CADRE.....	7
2.2 PERIMETRE DE L'ACCORD-CADRE	7
2.3 ALLOTISSEMENT	8
2.4 PROCEDURE DE PASSATION	9
2.5 FORME ET ETENDUE DE L'ACCORD-CADRE	9
2.6 DUREE DE L'ACCORD-CADRE	10
2.6.1 Cadre général.....	10
2.6.2 Reconduction de l'accord-cadre.....	10
2.7 DOCUMENTS CONTRACTUELS DE L'ACCORD-CADRE	10
ARTICLE 3 MODALITES DE PASSATION ET D'ATTRIBUTION DES MARCHES SUBSEQUENTS	10
3.1 PROCEDURE DE PASSATION DES MARCHES SUBSEQUENTS	10
3.2 DOCUMENTS DE LA CONSULTATION D'UN MARCHÉ SUBSEQUENT.....	11
3.3 OBLIGATION DE REPONSE	11
3.4 CONTENU DES OFFRES DES MARCHES SUBSEQUENTS.....	12
3.5 ATTRIBUTION DES MARCHES SUBSEQUENTS	12
3.5.1 Offre économiquement la plus avantageuse	12
3.5.2 Critère prix.....	13
ARTICLE 4 CLAUSES ADMINISTRATIVES COMMUNES AUX MARCHES SUBSEQUENTS	14
4.1 LES PIECES CONSTITUTIVES DES MARCHES SUBSEQUENTS	14
4.2 FORME DES MARCHES SUBSEQUENTS.....	15
4.3 DUREE DES MARCHES SUBSEQUENTS	15
4.4 LIEU DE FOURNITURE ET D'ACHEMINEMENT D'ELECTRICITE.....	15
4.5 ACTUALISATION DU PERIMETRE (FLEXIBILITE)	16
4.5.1 Dispositions communes à l'intégration / au détachement de points de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent	16
4.5.2 Dispositions relatives au rattachement d'un point de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent (sous le plafond de flexibilité).....	17
4.5.3 Dispositions relatives au détachement d'un point de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent	17
4.5.4 Intégration de points de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent au-delà du plafond de flexibilité	17
4.5.5 Suivi de la flexibilité	18

4.6	MODALITES D'EXECUTION DES PRESTATIONS DES MARCHES SUBSEQUENTS.....	18
4.6.1	Opérations préalables au début de fourniture d'électricité	18
4.6.2	Début de fourniture et délai d'exécution de la fourniture et acheminement d'électricité	19
4.7	CONCLUSION DES MARCHES SUBSEQUENTS.....	19
4.8	EMISSION ET EXECUTION DES BONS DE COMMANDE	19
4.8.1	Emission des bons de commande	20
4.8.2	Délai d'exécution des prestations	20
4.8.3	Arrêt de la livraison d'énergie.....	21
4.9	STIPULATIONS REGISSANT LES PRIX DES MARCHES SUBSEQUENTS (BPU)	21
4.9.1	Modalités de détermination du prix des composantes du Bordereau de Prix Unitaire (BPU)	21
4.9.2	Processus de détermination des prix pour l'énergie	22
4.9.2.1	Généralités	22
4.9.2.2	Intégration de volumes d'électricité tiers dans la fourniture	23
4.9.2.2.1	Contrats Power Purchase Agreement (PPA)	23
4.9.2.2.2	Intégration de blocs tiers (ne concerne que le lot E1)	23
4.9.2.3	Suivi de la couverture.....	26
4.9.3	Formalisation et utilisation du bordereau des prix facturés	27
4.10	FORME DES PRIX ET CONTENU.....	27
4.10.1	Prix fermes de l'énergie et contenu des prix.....	27
4.10.2	Evolution du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre publié par RTE	27
4.10.3	Prix fermes liés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) :.....	28
4.10.4	Prix fermes liés au mécanisme de capacité.....	28
4.10.5	Modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)	28
4.10.6	Les prestations annexes du Gestionnaire du Réseau de distribution.....	28
4.11	STRUCTURE DU PRIX.....	29
4.11.1.	Prix facturés	29
4.11.2.	Prix de la fourniture de l'énergie	29
4.11.3.	Prix liés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE).....	30
4.11.4.	Prix lié au mécanisme de capacité	30
4.11.5.	Contributions et taxes	30
4.12	MODALITES DE FACTURATION.....	30
4.12.1	La facturation.....	30
4.12.2	Le regroupement de points de livraison.....	30
4.12.3	Le contenu de la facture.....	31
4.12.4	Le contenu de l'annexe à la facture	32
4.12.5	Transmission dématérialisée des factures.....	33
4.13	PILOTAGE	34
4.14	EXIGENCES RELATIVES AUX PRESTATIONS	34

4.15	CLAUSE SOCIALE	34
4.16	CLAUSE ENVIRONNEMENTALE :	34
4.17	BILAN DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE (BEGES)	35
4.18	PENALITES	35
4.18.1	Pénalités liées à l'exécution des prestations.....	36
4.18.1.1	<i>Pénalités et compensations pour retard de rattachement d'un point de livraison</i>	36
4.18.1.2	<i>Pénalités pour erreur de facturation imputables au titulaire</i>	36
4.18.1.3	<i>Pénalités pour retard de facturation imputables au titulaire</i>	37
4.18.1.4	<i>Pénalités pour non mise à jour ou indisponibilité des outils (espace client en ligne).....</i>	37
4.18.1.5	<i>Pénalité pour manquement aux obligations associées à la protection des données à caractère personnel</i>	37
4.18.1.6	<i>Pénalité pour manquement aux autres obligations contractuelles du titulaire</i>	38
4.18.2	Plafonnement des pénalités	38
4.18.3	Seuil d'exonération des pénalités	38
4.19	REGIME FINANCIER	38
4.19.1	Avance	38
4.19.2	Modalités financières	39
4.19.2.1	<i>Répartition des paiements</i>	39
4.19.2.2	<i>Retenue de garantie et cautionnement</i>	39
4.19.2.3	<i>Intérêts moratoires.....</i>	39
4.19.2.4	<i>Modalités de facturation.....</i>	40
4.19.2.5	<i>Monnaie</i>	40

ARTICLE 5 DISPOSITIONS DIVERSES COMMUNES A L'ACCORD-CADRE ET AUX MARCHES SUBSEQUENTS..... 41

5.1	REPRESENTATION DE L'ACHETEUR	41
5.1.1	Au niveau de l'accord-cadre.....	41
5.1.2	Au niveau du marché subséquent	41
5.2	REPRESENTATION DU TITULAIRE	41
5.2.1	Au niveau de l'accord-cadre.....	41
5.2.2	Au niveau du marché subséquent	41
5.3	FORME DES NOTIFICATIONS ET INFORMATIONS	41
5.4	TRAITEMENT DES DONNEES A CARACTERE PERSONNEL.....	41
5.5	AUTRES OBLIGATIONS ADMINISTRATIVES.....	42
5.6	ACCES AUX SITES	42
5.7	OBLIGATIONS DE CONSEIL	42
5.8	OBLIGATION D'INFORMATION	42
5.9	OBLIGATION DE CONFIDENTIALITE	42
5.10	RESPONSABILITE DU TITULAIRE	43
5.11	LANGUE	43

5.12	SOUS-TRAITANCE	43
5.13	MODIFICATIONS DE L'ACCORD-CADRE	44
5.14	SUIVI DU VOLUME DE L'ACCORD-CADRE.....	44
5.15	TRANSFERT DES PRISES DE POSITION EN CAS DE RESILIATION D'UN MARCHÉ SUBSEQUENT	45
5.16	INDEMNISATION DES SURCOUTS EN CAS DE CIRCONSTANCE IMPREVUE	45
5.17	CESSION ET NANTISSEMENT DE CREANCE	46
5.18	ASSURANCES	46
5.19	CLAUDE DE REEXAMEN CONCERNANT LE PROCESSUS D'EMISSION DES BONS DE COMMANDE	46
5.20	CLAUDE DE REVOYURE	47
5.21	RELATIONS FOURNISSEURS.....	47
5.22	RESILIATION DE L'ACCORD-CADRE ET DES MARCHES SUBSEQUENTS.....	48
5.23	LITIGES ET CONTENTIEUX.....	48
ARTICLE 6	CLAUSES TECHNIQUES COMMUNES AUX MARCHES SUBSEQUENTS	49
6.1	GESTION DE L'ENERGIE	49
6.1.1	OUTIL DE SUIVI EN LIGNE (ESPACE CLIENT).....	49
6.1.2	SERVICE DE SUIVI DEDIE AUX SITES A RELEVÉ A COURBE DE CHARGE	50
6.1.3	SERVICE D'ALERTE	50
6.2	REUNIONS DE DEPLOIEMENT ET REUNIONS BILAN	50
6.3	RELATION CLIENT	50
6.4	PROPOSITIONS D'OPTIMISATION DE LA FORMULE TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (FTA) ET DE PUISSANCE SOUSCRITE	51
6.5	RELATION AVEC LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION OU DE TRANSPORT (GRD/GRT)	51
6.6	INFORMATIONS SUR LES MARCHES DE L'ENERGIE	52
ARTICLE 7	ANNEXE AU CCP	52
ARTICLE 8	DEROGATION AU CCAG-FCS.....	52

ARTICLE 1 DÉFINITION ET GLOSSAIRE

1.1 DEFINITIONS

Les correspondances indiquées ci-après précisent l'emploi de certains termes dans le présent document :

- « **Accord-cadre multi-attributaires** » (AC) : contrat conclu entre l'acheteur et plusieurs opérateurs économiques (fournisseurs d'électricité) ayant pour objet d'établir les termes régissant les marchés subséquents à passer au cours d'une période donnée. Les marchés subséquents sont passés suite à la remise en concurrence des titulaires de l'accord-cadre ;
- « **Marché subséquent** » (MS) : marché passé sur le fondement de l'accord-cadre ; les marchés subséquents constituent eux-mêmes des accords-cadres exécutés au moyen de bons de commande ;
- « **Services de l'État** » : ils comprennent notamment l'ensemble des services centraux, les services à compétence nationale (SCN), et les services déconcentrés des ministères, la Cour des Comptes, les services du premier ministre et de la Présidence de la République, ainsi que les autorités administratives indépendantes (AAI) ;
- « **Bénéficiaires** » : les services de l'Etat et les établissements publics / autres organismes et autres entités membres des Groupements de commandes et listés à l'annexe 1 du présent CCP bénéficiant de la fourniture et l'acheminement de l'électricité et des services associés ;
- « **Bon de commande** » : acte d'exécution des marchés subséquents établi dans les conditions précisées à l'article 4.8 du CCP et pouvant prendre la forme d'un tableau de synthèse initial des points de livraison (et des données techniques administratives nécessaires) en phase de déploiement, ou d'un tableau, sur le même modèle, annexé à une demande d'intégration de nouveaux points de livraison en phase d'exécution du marché subséquent
- « **Phase de déploiement** » : période comprise entre la notification du marché subséquent et le 30 novembre (voire le 15/12 sous réserve de l'accord du titulaire du marché subséquent) de l'année précédant la première année de livraison ;
- « **Groupements** » : groupements de commandes constitués :
 - o Entre l'Etat et les établissements publics / autres organismes et autres entités (pour les membres de ce groupement listés en annexe 1 du présent CCP) ;
 - o Entre l'Etat et la Préfecture de Police de Paris, pour ce qui concerne les besoins des sites occupés par la Préfecture de Police de Paris, prise en sa qualité de pouvoir adjudicateur « Ville de Paris » ;
- « **La Direction des achats de l'État** » (DAE) : l'acheteur qui passe et signe l'accord-cadre, les marchés subséquents, ainsi que les éventuels avenants à l'accord-cadre et les éventuels avenants aux marchés subséquents. Il est le coordonnateur des groupements de commandes. L'interlocuteur désigné par l'acheteur est chargé du suivi de l'exécution des prestations. Il est désigné lors de la notification du marché. L'acheteur notifie toute modification de l'interlocuteur au titulaire ;
- « **Ordonnateur** » : personne physique qui émet les bons de commande au profit des bénéficiaires ou de leur mandant pour l'exécution des marchés subséquents passés sous forme d'accord-cadre ;
- « **Période d'exercice** » (des demandes de prises de positions) pour une année de livraison donnée (ALn) : il s'agit de la période pendant laquelle les opérations de couverture demandées par l'acheteur peuvent être réalisées. A l'issue de la période d'exercice, l'ensemble des opérations de couverture sont impérativement finalisées. Ainsi, le(s) prix facturé(s) de l'énergie du marché subséquent concernant ALn est/sont déterminé(s) à l'issue de la période d'exercice.
- « **Titulaires de l'accord-cadre** » : ce sont les opérateurs économiques (fournisseurs d'électricité) qui ont conclu l'accord-cadre avec la direction des achats de l'État ;
- « **Titulaire du marché subséquent** » : c'est l'attributaire d'un marché subséquent, étant entendu qu'il n'y a qu'un seul titulaire par marché subséquent.

La direction des achats de l'État assure la préparation, la passation et la signature de l'accord-cadre et des marchés subséquents, leurs éventuels avenants, ainsi que des opérations de couverture. Chaque bénéficiaire est chargé, quant à lui, d'exécuter les marchés subséquents pour ce qui le concerne dans les conditions prévues par le présent CCP (hors passation des avenants).

1.2 GLOSSAIRE

- **Branchement provisoire** : point de livraison raccordé par un GRD de manière provisoire, le plus souvent sur un chantier de bâtiment ou de travaux publics
- **BT** : Basse Tension en courant alternatif (Tension < 1 000 V)
- **Catalogue des prestations d'un gestionnaire de réseau (ENEDIS ou une ELD) proposées aux clients, fournisseurs et producteurs** : tarifs publics des prestations de service du distributeur proposé à tous les utilisateurs du réseau public d'électricité qui lui est concédé
- **CEE** : le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) a été créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE). Il constitue l'un des principaux instruments de maîtrise de la politique d'amélioration en matière d'efficacité énergétique.
- **Contrat CARD (CART)** : Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (Transport) signé entre le distributeur (GRD ou GRT) et le client final
- **Contrat unique** : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation des réseaux, conclu entre un client et le fournisseur d'électricité. De son côté, le fournisseur conclut au préalable un contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution (contrat dit « GRD-F »)
- **ELD** : Entreprise Locale de Distribution compétente sur territoire indépendant de celui du principal gestionnaire de réseau (ENEDIS)
- **ENEDIS** : principal GRD (95 % du territoire français continental). Informations sur : <http://www.enedis.fr>
- **GRD** : Gestionnaire du réseau de distribution (ENEDIS ou une ELD). Le réseau public de distribution appartient aux autorités concédantes (communes ou regroupements de communes), qui lui en confient la gestion par une délégation de service public. Le GRD est ainsi responsable de la continuité et de la qualité de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau de distribution sans discrimination
- **GRT** : Gestionnaire du réseau de transport (RTE)
- **HTA** : Haute tension raccordé au réseau public de distribution (domaine compris entre 1 000 et 50 000 V)
- **Mécanisme de capacité** : dispositif réglementaire défini par l'Etat ayant pour objectif de renforcer la sécurité d'approvisionnement en France métropolitaine en période de forte consommation (période de pointe)
- **Responsabilité d'équilibre** : Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés pour le périmètre correspondant à leurs clients auprès du gestionnaire de réseau de transport d'électricité (RTE) à compenser le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée.
- **TURPE** : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité actualisé en principe chaque année.

ARTICLE 2 CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DE L'ACCORD-CADRE

2.1 OBJET DE L'ACCORD-CADRE

L'objet de l'accord cadre et des marchés subséquents porte sur la fourniture et l'acheminement d'électricité et les services associés pour des points de livraison (PDL) au profit des services de l'État et de certains établissements publics / autres organismes et autres entités.

2.2 PERIMETRE DE L'ACCORD-CADRE

L'accord-cadre et les marchés subséquents sont passés par la DAE, en application de l'article 8 du décret n° 2016-247 du 3 mars 2016 créant la direction des achats de l'État et relatif à la gouvernance des achats de l'État, au profit de l'ensemble des services de l'État (notamment services centraux et déconcentrés, juridictions judiciaires, administratives et financières, autorités administratives indépendantes, services à compétence nationale, ...), ainsi que des établissements publics / autres organismes et autres entités désignés comme « bénéficiaires » et listés en annexe 1 du présent CCP.

Toutefois, certains points de livraison relevant du ministère des Armées ne sont pas inclus dans le périmètre de l'accord-cadre, soit en raison du profil de consommation des usages de process industriels, soit du caractère confidentiel des activités.

A noter que certains bénéficiaires peuvent être représentés par un mandataire (notamment l'Agence de Gestion de l'Immobilier de l'Etat, dite AGILE), agissant en leur nom et pour leur compte.

Conformément aux articles L.2113-6 et L. 2113-7 du code de la commande publique :

- Une convention constitutive d'un groupement de commandes permanent a été conclue entre la Direction des Achats de l'Etat et des établissements publics / autres organismes et autres entités, dont la liste figure en annexe 1 du présent Cahier des Clauses Particulières ;
- Une convention constitutive de groupement de commandes permanent a été conclue entre la Direction des Achats de l'Etat et la Préfecture de Police de Paris (également listée en tant que bénéficiaire en annexe 1 du présent CCP), pour ce qui concerne les besoins des sites occupés par la Préfecture de Police de Paris, prise en sa qualité de pouvoir adjudicateur « Ville de Paris »
- Une convention constitutive d'un groupement de commandes ad hoc a été conclue entre la Direction des Achats de l'Etat et les établissements mentionnés ci-après (et listés en tant que bénéficiaires en annexe 1 du présent CCP) :
 - L'Agence de Gestion de l'Immobilier de l'Etat (AGILE) pour ses besoins propres ;
 - La SCI Manufacture de Saint Etienne
 - L'Association Coallia
 - L'Institut du Monde Arabe
 - Synchrotron Soleil

2.3 ALLOTISSEMENT

Les prestations sont alloties de la manière suivante :

N°	Intitulés des lots et segmentation des utilisateurs de réseaux
E1	<p>« Gros électricité » : Points de connexion de segments de distribution C1 et C2 raccordés au réseau de distribution ENEDIS ou au réseau de transport :</p> <p>C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CART / CARD;</p> <p>C2 : point de connexion raccordé au réseau HTA, auquel est associé un contrat unique, et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.</p>
E2	<p>« Moyen électricité » : Points de connexion de segment de distribution C4 raccordés au réseau de distribution ENEDIS</p> <p>C4 : point de connexion raccordé au réseau BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.</p>
E3	<p>« Petit électricité » : Points de connexion de segment de distribution C5 raccordés au réseau de distribution ENEDIS</p> <p>C5 : point de connexion raccordé au réseau BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.</p>
E4	<p>« ELD électricité » : Points de connexion de segments de distribution C1, C2, C3, C4 ou C5 raccordés aux réseaux d'Entreprises Locales de Distribution (ELD)</p>

NB1 : Pour les points de livraison C1, la prestation n'inclut pas l'acheminement qui est directement contractualisé par le bénéficiaire auprès du Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) ou du Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT).

NB2 : Des points de livraison en branchements provisoires peuvent être prévus.

NB3 : Certains points de livraison sont producteurs dans le cadre d'opérations d'autoconsommation individuelle ou collective.

La segmentation ENEDIS est susceptible d'évoluer.

Le présent document est commun à l'ensemble des lots « électricité ». Il met également en évidence les spécificités propres à chaque lot.

2.4 PROCEDURE DE PASSATION

L'accord-cadre est passé selon la procédure d'appel d'offres restreint.

2.5 FORME ET ETENDUE DE L'ACCORD-CADRE

Chaque lot de l'accord-cadre est multi-attributaires et donne lieu à la conclusion de marchés subséquents mono-attributaires.

L'accord-cadre est conclu sans quantité minimale ni montant minimum, pour les volumes maximum suivants :

Lots	Intitulés lots	Volume maximum annuel / Lot (TWh/an)
E1	« Gros électricité »	9.0
E2	« Moyen électricité »	2.1
E3	« Petit électricité »	0.8
E4	« ELD électricité »	0.6

Le lot concerné du présent accord-cadre cessera automatiquement de produire ses effets lorsque la quantité maximale correspondante aura été atteinte, quelle que soit la durée prévue initialement par l'acheteur.

Il est précisé que la mention d'un volume maximum annuel a pour objet d'assurer la conformité du présent accord-cadre à la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne, transposée à l'article R. 2162-4 du code de la commande publique, dans sa rédaction issue du décret n°2021-1111 du 23 août 2021.

Il est ici rappelé, qu'à l'exception des quantités maximales figurant au présent article qui ont valeur d'engagement contractuel, l'ensemble des données relatives aux consommations et au périmètre des PDL est fourni, tant au stade de l'accord-cadre qu'au stade des marchés subséquents, à titre purement indicatif.

Il est par ailleurs rappelé que l'Etat s'est engagé dans une démarche de sobriété énergétique avec des objectifs ambitieux de diminution de ses consommations énergétiques et de ses émissions de gaz à effet de serre. Cette orientation générale s'est notamment traduite dans :

- La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), qui dessine la trajectoire vers la neutralité carbone du secteur bâtementaire pour 2050 ;
- La circulaire n° 6425-SG du 21 novembre 2023 relative à l'engagement pour la transformation écologique de l'État (cf. notamment la partie « Mieux gérer les bâtiments de l'Etat ») ;
- Le décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire (dit « décret tertiaire ») qui prévoit l'obligation de mise en œuvre d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans les bâtiments existants à usage tertiaire afin de parvenir à une réduction de la consommation d'énergie finale pour l'ensemble des bâtiments soumis à l'obligation d'au moins 40 % en 2030, par rapport à 2010.

Il appartient aux titulaires d'en tenir compte pour la bonne exécution de l'accord-cadre.

2.6 DUREE DE L'ACCORD-CADRE

2.6.1 Cadre général

Chaque lot de l'accord-cadre est conclu pour une durée allant de sa date de notification au 31 décembre 2031.

2.6.2 Reconduction de l'accord-cadre

L'accord-cadre ne fait l'objet d'aucune reconduction.

2.7 DOCUMENTS CONTRACTUELS DE L'ACCORD-CADRE

Les pièces constitutives de l'accord-cadre sont, par ordre de priorité décroissante :

- L'acte d'engagement (ATTRI 1) et son annexe financière ;
- Le présent cahier des clauses particulières (CCP) et ses annexes :
 - Annexe 1 : Liste des établissements publics / autres organismes et autres entités bénéficiaires
 - Annexe 2 : Modèle de contrat de vente de blocs tiers (concerne le lot E1 uniquement)
- L'annexe 1 au règlement de consultation « auto-limitation », dûment renseignée et remise par le titulaire dans son dossier de candidature (pour les lots E1, E2 et E3 uniquement) ;
- Le cahier des clauses administratives générales applicables aux marchés publics de fournitures courantes et de services approuvé par l'arrêté du 30 mars 2021 ;
- Le cahier des clauses simplifiées de cybersécurité approuvé par l'arrêté du 18 septembre 2018 ;
- L'annexe 2 au règlement de la consultation « cadre de réponse » dûment renseignée et remise par le titulaire dans son offre ;
- Le cas échéant, les actes spéciaux de sous-traitance.

ARTICLE 3 MODALITES DE PASSATION ET D'ATTRIBUTION DES MARCHES SUBSEQUENTS

3.1 PROCEDURE DE PASSATION DES MARCHES SUBSEQUENTS

L'exécution des prestations donne lieu à la passation de marchés subséquents fondés sur l'accord-cadre lors de la survenance du besoin.

Pour chaque remise en concurrence, une lettre d'invitation qui fixe les modalités de remise des offres et les documents de la consultation sont transmis aux titulaires de l'accord-cadre.

L'acheteur communique l'acte d'engagement du marché subséquent en y précisant la durée du marché subséquent et une date indicative de début de fourniture.

Une date impérative de remise des offres pour tous les titulaires de l'accord-cadre sera fixée par l'acheteur ; elle ne pourra être inférieure à 7 jours calendaires à partir de la date d'envoi des lettres de consultation.

La durée de validité des offres est précisée par l'acheteur dans la lettre d'invitation à soumissionner de chaque marché subséquent (à titre indicatif, celle-ci est en général de 4 heures).

La liste prévisionnelle des points de livraison est jointe en annexe de chaque marché subséquent. Cette liste est mise à jour avant chaque vague de passation de marchés pour prendre en compte les entrées / sorties de périmètre liés à des cessions de sites, déménagements, ouvertures / fermetures de sites, changements d'énergie, ... En cas de modification de la liste des points de livraison (annexe 1 à l'acte d'engagement du marché subséquent) intervenant en cours de consultation du marché subséquent, la transmission d'une liste actualisée peut faire courir un nouveau délai afin de permettre aux titulaires d'en prendre connaissance et de formuler une offre mise à jour. Le nouveau délai reste à l'appréciation de l'acheteur en fonction de l'importance des changements effectués dans la liste. Il est au minimum de 5 jours.

Le marché subséquent est attribué au titulaire de l'accord-cadre présentant l'offre économiquement la plus avantageuse au regard des critères d'attribution mentionnés à l'article 3.5 du présent CCP.

3.2 DOCUMENTS DE LA CONSULTATION D'UN MARCHÉ SUBSEQUENT

Les documents de la consultation relatifs à un marché subséquent sont les suivants :

- La lettre d'invitation à soumissionner qui précise notamment :
 - La date limite de remise des offres,
 - La durée de validité des offres
- Les pièces suivantes du marché :
 - L'acte d'engagement du marché subséquent et ses 2 annexes :
 - Annexe 1 : la liste prévisionnelle des points de livraison à approvisionner qui comprend :
 - ✓ Les données (classes de connexion, puissances souscrites, formules tarifaires d'acheminement, puissances atteintes et consommations passées...) issues du gestionnaire de réseau et propres à chaque point de livraison,
 - ✓ La date de début de fourniture prévisionnelle propre à chaque point de livraison,
 - Annexe 2 : l'annexe financière à compléter par les soumissionnaires.
 - Les conditions particulières du marché subséquent avec notamment :
 - Le type et la formule de prix retenus (prix différenciés par postes horo-saisonniers ou prix unique, formule de prix « multi-clics », « blocs + spot » ou autre),
 - La période et les modalités d'exercice des prises de position (par exemple : OTC et/ou cours de clôture, mandat, etc.),
 - Le scénario de couverture des besoins de chaque MS défini pour l'analyse des offres (cf. article 3.5.2 du présent CCP),
 - Les volumes annuels globaux indicatifs en GWh à titre d'information pour les soumissionnaires,
 - Le cas échéant, le pourcentage de flexibilité admissible au titre de l'article 4.5 du présent CCP (selon formule de prix « multi-clics » ou « blocs + spot »)
 - L'existence de contrats CARD ou CART,
 - Le pourcentage d'électricité verte, certifiée par des Garanties d'Origine, à intégrer dans la fourniture pour chaque année de livraison du marché subséquent, celui-ci pouvant être compris entre 10% et 100%;
 - Le cas échéant, la distinction des volumes globaux indicatifs par année de livraison.
 - Si un contrat d'approvisionnement tiers de type « Power Purchase Agreement » (PPA) est mis en œuvre, le profil livré et les volumes tiers livrés à ce titre sur tout ou partie de la durée du marché subséquent ;
 - Uniquement pour les marchés subséquents du lot E1, si l'intégration de blocs tiers d'électricité dans la fourniture est prévue, l'identification de la / des contrepartie(s), du type de produit (Baseload et/ou Peakload), de l'année de livraison, de la puissance et du prix de chacun des blocs apportés ;
 - Le cas échéant, la périodicité et les modalités de régularisation des factures émises sur la base de consommations estimées pour les marchés subséquents en formule de prix « blocs + spot »
 - Toute autre information de nature à préciser le besoin du marché subséquent
 - Pour les sites C1 à C4 télé-relevés, les courbes de charge sur une période de 12 mois minimum (sous réserve de disponibilité des données), ainsi que la synchrone pour l'ensemble des points de livraison figurant au périmètre initial du marché subséquent

3.3 OBLIGATION DE REPONSE

Sans objet.

3.4 CONTENU DES OFFRES DES MARCHES SUBSEQUENTS

Les offres se composent de l'acte d'engagement complété et signé électroniquement et de ses annexes. Les titulaires de l'accord-cadre renseignent en particulier l'annexe financière (annexe 2 de l'acte d'engagement du marché subséquent) en précisant :

- Les coefficients et additifs pour la fourniture par année civile de livraison (ou pour des durées inférieures, le cas échéant),
Y compris, pour les marchés subséquents du lot E1 uniquement et si les conditions particulières du marché subséquent le prévoient, le montant des frais de gestion (qui peut être égal à 0) et des provisions pour risques (PO_{blocs}), tels que prévus à l'article 4.9.2.2.2 du présent CCP, liés à l'intégration de blocs tiers dans la fourniture.
- Les additifs pour le recours partiel ou total à de l'électricité verte pour chaque année civile de livraison, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents ;
- Les coûts des certificats d'économies d'énergie,
- Le « coût fixe AC », coût des services associés à la fourniture et à l'acheminement de l'électricité, déterminé par les titulaires au stade de l'attribution de l'accord-cadre. Les services associés visés sont listés ci-après :
 - La facturation et les modalités de facturation et paiement,
 - L'outil de suivi en ligne, fichiers de restitution des données
 - Le cas échéant, le service de visualisation des courbes de charge pour les sites télé-relevés
 - La relation clientèle vis-à-vis des bénéficiaires.

Le « coût fixe AC », renseigné en €/an/PDL par chaque titulaire au stade de l'accord-cadre, est converti en €/MWh pour chaque année de livraison dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement du marché subséquent sur la base du nombre de points de livraison et des volumes prévisionnels des PDL listés en annexe 1 à l'acte d'engagement.

- Le cas échéant, tout additif résultant d'une évolution réglementaire, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents,

3.5 ATTRIBUTION DES MARCHES SUBSEQUENTS

3.5.1 Offre économiquement la plus avantageuse

L'acheteur précise le type et la formule de prix attendus dans les documents de consultation lors de la remise en concurrence : prix unique ou prix horo-saisonnalisés, formule de prix « multi-clics », « blocs + spot » ou autre.

L'offre économiquement la plus avantageuse est jugée sur le fondement :

- Du critère du prix analysé au regard des éléments renseignés à l'annexe 2 de l'acte d'engagement du marché subséquent ;
- De la valeur environnementale de l'offre, telle qu'évaluée au stade de l'examen des offres à l'accord-cadre, la note attribuée à chaque titulaire étant reportée par l'acheteur, sans aucune modification, lors de l'examen des offres remises au stade du marché subséquent.

Chaque attributaire de l'accord-cadre reçoit une note globale qui sert pour la détermination du classement ainsi que pour l'attribution du marché subséquent.

L'acheteur attribue le marché subséquent à l'offre économiquement la plus avantageuse ayant obtenu le plus de points.

Cette note globale s'établit suivant la formule suivante :

$$NG = \frac{90 \times \text{Note prix} + 10 \times \text{Note environnementale}}{100}$$

Où

- La note prix est sur 20 points (pondération : 90 %),
- La note environnementale est sur 20 points (pondération : 10 %).

3.5.2 Critère prix

L'appréciation du prix est faite selon la formule :

$$\text{note prix de l'offre} = 20 \times \left[1 - \frac{\text{PrixOffre} - \text{PrixOffreMD}}{\text{PrixOffreMD}} \right]$$

Où :

- **PrixOffre** est le prix unitaire estimé de l'offre considérée, pour chaque marché subséquent, exprimée en € HTT/MWh. Il sert de base à l'attribution de la note prix. Il est établi notamment à partir d'un scénario de prix de l'énergie.
- **PrixOffreMD** est le prix unitaire estimé de l'offre la moins-disante, exprimé en € HTT/MWh pour un marché subséquent, établi notamment à partir d'un scénario de prix de l'énergie

En annexe 2 de l'acte d'engagement du marché subséquent, est ainsi fournie l'annexe financière des marchés subséquents. Ce document contient les formules de calcul utilisées pour la détermination du prix de l'offre, ce qui permet l'établissement de la note prix et le jugement des offres.

A ce titre, pour l'attribution d'un marché subséquent, les données suivantes sont prises en compte :

- **Scénario de couverture des besoins** : celui-ci, précisé dans les conditions particulières du marché subséquent lors de la remise en concurrence, permet de déterminer la part de chaque produit (Baseload, Peakload, et le cas échéant, Spot) et les modalités de fixation (Cours de clôture et/ou OTC) ;
- **Scénario de prix** (détermination des prix de l'énergie) : en vue de la comparaison des offres, l'acheteur renseigne les cours de clôture de chacun des produits Baseload et Peakload de la veille de la remise des offres pour le scénario de couverture retenu.
- **Autres composantes** :
 - Coefficients relatifs au dispositif des certificats d'économie d'énergie : CCEE standard et CCEE précarité tels que définis à l'article 4.9.1 du présent CCP
 - « Coût fixe AC » : coût des services associés à la fourniture et à l'acheminement de l'électricité, déterminé par les titulaires au stade de l'attribution de l'accord-cadre, reporté dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement du marché subséquent et converti en €/MWh pour chaque année de livraison sur la base du nombre de points de livraison et des volumes prévisionnels des PDL listés en annexe 1 à l'acte d'engagement. Ce coût est intégré à la part « fourniture » du bordereau des prix unitaires (BPU).
 - Le cas échéant, tout additif résultant d'une évolution réglementaire, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents

Cette simulation de prix a pour objectif de permettre à l'acheteur d'analyser les offres du marché subséquent fournies par les attributaires de l'accord-cadre sur le critère prix. ;

3.5.3. Valeur environnementale

La note environnementale attribuée à chaque titulaire au stade de l'accord-cadre est reprise, sans aucune modification, par l'acheteur, pour l'attribution des marchés subséquents.

3.5.4. Auto-limitation (applicable aux lots E1, E2 et E3 uniquement)

L'auto-limitation formalisée par chaque candidat dans l'annexe « auto-limitation » au règlement de la consultation remise lors de la phase de candidature à l'accord-cadre leur est opposable tout au long de l'exécution de l'accord-cadre.

Un opérateur économique ne peut se voir attribuer, au cours d'une même vague de passation de marchés subséquents correspondant à une même période de fourniture, un nombre de marchés subséquents supérieur au nombre maximum correspondant à son auto-limitation.

Une fois ce nombre maximum atteint, cet opérateur économique :

- Ne peut plus se voir attribuer de nouveau marché subséquent ;
- Ne peut plus remettre d'offre à une consultation en cours pour l'attribution d'un marché subséquent ;
- N'est plus consulté par l'acheteur pour l'attribution de nouveaux marchés subséquents.

Les offres remises par un opérateur économique après atteinte de son auto-limitation sont obligatoirement rejetées par l'acheteur.

ARTICLE 4 CLAUSES ADMINISTRATIVES COMMUNES AUX MARCHES SUBSEQUENTS

Les stipulations du présent article peuvent faire l'objet de précisions dans les documents contractuels des marchés subséquents.

4.1 LES PIECES CONSTITUTIVES DES MARCHES SUBSEQUENTS

Les pièces constitutives de chaque marché subséquent passé sur le fondement de l'accord-cadre sont, par ordre de priorité décroissante :

- L'acte d'engagement du marché subséquent dûment complété, daté et signé électroniquement par une personne habilitée à engager le titulaire et ses annexes :
 - Annexe 1 : la liste des points de livraison,
 - Annexe 2 : l'annexe financière complétée par le titulaire du marché subséquent, comportant obligatoirement le terme « coût fixe AC » figurant à l'acte d'engagement de l'accord-cadre.
- Le Cahier des Clauses Particulières de l'accord-cadre et ses annexes listées à l'article 7 du présent CCP,
- Les conditions particulières du marché subséquent,
- Le Cahier des Clauses Administratives Générales (CCAG-FCS) approuvé par l'arrêté du 30 mars 2021 portant approbation du cahier des clauses administratives générales des marchés publics de fournitures courantes et de services,
- Le cadre de réponse du titulaire transmis à l'appui de son offre pour l'accord-cadre (annexe 2 du règlement de consultation de l'accord-cadre, dûment complétée)

Les pièces constitutives de l'accord-cadre et des marchés subséquents prévalent, en cas de contradiction entre elles, dans l'ordre où elles sont mentionnées ci-dessus.

Il est rappelé que la liste des points de livraison peut être ajustée en cours d'exécution des marchés subséquents dans les conditions prévues à l'article 4.5 du présent CCP.

4.2 FORME DES MARCHES SUBSEQUENTS

Les marchés subséquents sont conclus sous la forme d'un accord-cadre exécuté à bons de commande.

Dans la suite du document, le terme « bon de commande » peut viser le « tableau de synthèse initial » (en phase de déploiement des marchés subséquents) ou le « tableau » (annexé à une demande d'intégration de PDL en phase d'exécution du marché subséquent, à l'issue de la phase de déploiement), tels que décrits à l'article 4.8 du présent CCP.

Les marchés subséquents intéressant les ministères et ceux intéressant les établissements publics sont, sauf exception, distincts.

A titre purement indicatif, il est envisagé de passer des marchés subséquents dont les volumes globaux initiaux de consommation annuelle ne dépasseront pas :

- Lot E1 : 1 000 GWh/an
- Lot E2 : 200 GWh/an
- Lot E3 : 150 GWh/an
- Lot E4 : 150 GWh./an

4.3 DUREE DES MARCHES SUBSEQUENTS

La durée des marchés subséquents, passés sur la base du présent accord-cadre, est précisée à l'acte d'engagement des marchés subséquents.

La notification des marchés subséquents intervient pendant la durée de validité de l'accord-cadre.

Les bons de commande sont émis pendant la durée de validité des marchés subséquents, qui ont également la forme d'accords-cadres.

Les marchés subséquents entrent en vigueur à compter de leur date de notification.

Les dates de début et de fin de la livraison d'énergie, mentionnées lors de la remise en concurrence, sont rappelées dans le bon de commande adressé au titulaire après l'entrée en vigueur du marché subséquent.

La durée d'exécution des bons de commande est distincte de la durée d'exécution des marchés subséquents, sans remettre en cause une mise en concurrence périodique.

Les prestations de fourniture et d'acheminement réalisées au titre de ces bons de commande prennent fin suivant les stipulations de l'article 4.8.3 du CCP.

4.4 LIEU DE FOURNITURE ET D'ACHEMINEMENT D'ELECTRICITE

Les lieux de fourniture et d'acheminement d'électricité sont les adresses des points de livraison des bénéficiaires. Ils sont situés en France métropolitaine (hors Corse).

Est considéré comme point de livraison, un point de comptage. Il est notamment identifié par sa référence RAE (Référence acheminement électricité) pour ENEDIS ou son équivalent pour les territoires gérés par une ELD.

S'agissant du lot E4, toutes les ELD sont potentiellement concernées au titre du présent accord-cadre, le titulaire du marché subséquent s'engage à mettre en œuvre les moyens nécessaires (mise en place d'un contrat/convention entre le titulaire et le gestionnaire du réseau de distribution local) afin de pouvoir prendre en compte tout PDL sur le territoire métropolitain (hors Corse).

4.5 ACTUALISATION DU PERIMETRE (FLEXIBILITE)

4.5.1 Dispositions communes à l'intégration / au détachement de points de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent

En cours d'exécution du marché, la liste des points de livraison relevant du périmètre du marché subséquent peut varier dans la limite d'un pourcentage fixé pour la durée d'exécution du marché subséquent par ses conditions particulières.

Ce pourcentage, est calculé en rapportant :

- Au numérateur, le volume du solde des entrées et des sorties de points de livraison (calculé en utilisant, pour les entrées, les volumes estimatifs annuels moyens de consommation de ces nouveaux PDL sur la durée du marché subséquent et, pour les sorties, le volume estimatif annuel moyen de consommation de ces PDL sur la durée du marché subséquent issu des volumes estimatifs renseignés en annexe 1 de l'acte d'engagement),
- Au dénominateur, le volume estimatif annuel moyen de consommation total initial sur la durée du marché subséquent issu des volumes estimatifs renseignés en annexe 1 de l'acte d'engagement.

Il est fixé dans les conditions particulières du marché subséquent.

A titre indicatif, l'acheteur envisage un pourcentage compris :

- Entre 0% et 20% dans le cas de marchés subséquents en formule de prix « blocs + spot » ;
- Entre 0% et 10% dans le cas de marchés subséquents en autre type de formule de prix (formule de prix multi-clics notamment).

Ainsi :

- Des nouveaux points de livraison, non mentionnés en annexe 1 à l'acte d'engagement du marché subséquent, peuvent être rattachés en phase d'exécution au marché subséquent selon les modalités précisées à l'article 4.5.2 du CCP ; les volumes estimatifs de consommations de ces nouveaux points de livraison sont précisés dans le tableau valant bon de commande communiqué au titulaire. A défaut, le titulaire retient par ordre de priorité :
 - L'historique de consommations du point s'il s'agit d'un point de livraison existant depuis plus de 12 mois ;
 - A défaut, une estimation de consommations basée sur la courbe de charge / le profil d'un site similaire avec même type d'usage pour un nouveau point de livraison.
- Des points de livraison (mentionnés à l'annexe 1 à l'acte d'engagement du marché subséquent ou entrés en cours d'exécution du marché subséquent) peuvent être détachés par courriel émis par l'acheteur ou le bénéficiaire.

Sans préjudice de la faculté d'ajouter des points de livraison omis dans le recensement initial, le rattachement ou le détachement d'un point de livraison fait suite à un impératif opérationnel tel que notamment :

- Pour les retraits de points de livraison : cession de site(s), déménagement, fermeture définitive, changement d'énergie, transfert à un tiers (exploitant, maître d'œuvre, ...) non bénéficiaire de l'accord-cadre, ... ;
- Pour l'ajout de points de livraison : prise à bail, achat ou construction d'un nouveau bâtiment ou d'un nouvel ouvrage, emménagement, changement d'énergie,

La liste des bénéficiaires est définie dans l'acte d'engagement de chaque marché subséquent et seuls les bénéficiaires figurant dans cette liste sont susceptibles de demander le rattachement de nouveaux PDL en cours d'exécution d'un marché subséquent. Ainsi, le titulaire du marché subséquent ne peut accepter d'ajouter des sites relevant d'autres bénéficiaires.

Pour établir le bilan des écarts par rapport au périmètre initial prévu dans le marché subséquent, le titulaire comptabilise les entrées de périmètre et les sorties de périmètre dont les volumes se compensent, quelle que soit la date effective de rattachement ou de détachement.

Les entrées et sorties de sites sont réalisées dans les limites mentionnées ci-dessus dans les conditions prévues au marché subséquent en cours d'exécution et sans qu'il ne soit nécessaire de passer un avenant.

En cas de refus du titulaire de faire droit à une demande d'entrée ou de sortie d'un point de livraison, le titulaire communique à l'acheteur et au bénéficiaire concernés les éléments justifiant du dépassement du seuil de flexibilité.

4.5.2 Dispositions relatives au rattachement d'un point de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent (sous le plafond de flexibilité)

Le bénéficiaire ou l'acheteur adresse sa demande écrite au titulaire en mentionnant la date de rattachement souhaitée. Cette demande est accompagnée d'un tableau valant bon de commande comportant les éléments mentionnés à l'article 4.8.1 du CCP. Le titulaire du marché subséquent doit faire la demande de rattachement auprès du GRD dans les 7 jours ouvrés suivant la demande du bénéficiaire ou de l'acheteur. En cas demande urgente, dûment justifiée, ce délai est réduit à 2 jours ouvrés.

Le prix facturé des points de livraison rattachés en cours d'exécution est établi selon les conditions de prix de l'annexe financière n°2 de l'acte d'engagement du marché subséquent. Ainsi, le bordereau des prix facturés mentionné à l'article 4.9.3 du présent CCP, en vigueur pour le marché subséquent concerné, est applicable à ces nouveaux points de livraison.

Il est précisé que, outre l'application de la clause de flexibilité, l'acheteur peut librement choisir de passer un nouveau marché subséquent pour couvrir les nouveaux besoins des bénéficiaires, dans la limite des volumes maximum prévus à l'article 2.5 du présent CCP, l'exclusivité dont bénéficient les titulaires des marchés subséquents ne valant que pour les points de livraison et les périodes de fourniture prévisionnels listés en annexe 1 de l'acte d'engagement de ces marchés.

4.5.3 Dispositions relatives au détachement d'un point de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent

Le bénéficiaire ou l'acheteur notifie par courriel au titulaire sa demande en précisant la date de détachement souhaitée. Le titulaire du marché subséquent procède à la demande de détachement auprès du GRD dans les 7 jours ouvrés suivant la demande du bénéficiaire ou de l'acheteur. En cas demande urgente, dûment justifiée, ce délai est réduit à 2 jours ouvrés.

4.5.4 Intégration de points de livraison en cours d'exécution d'un marché subséquent au-delà du plafond de flexibilité

Au-delà du plafond de flexibilité défini dans le marché subséquent, l'intégration de nouveaux points de livraison demeure possible dans la limite d'un volume de 5% additionnels par rapport au pourcentage de flexibilité fixé dans les conditions particulières du marché subséquent.

Ce pourcentage additionnel est calculé par rapport au volume estimatif annuel moyen de consommation total initial sur la durée du marché subséquent issu des volumes estimatifs renseignés en annexe 1 de l'acte d'engagement ; pour toute nouvelle intégration de point de livraison, après émission d'un tableau valant bon de commande, tel que défini à l'article 4.8 du CCP par le bénéficiaire ou l'acheteur :

- L'acheteur demande l'accord du titulaire du marché subséquent pour intégrer le(s) point(s) de livraison aux conditions tarifaires du marché subséquent ;
- En cas de désaccord, l'acheteur peut demander un nouveau prix pour ce(s) point(s) de livraison (prix fixe par année civile de livraison jusqu'à la fin du marché subséquent). Au vu de la proposition du titulaire et en cas d'acceptation par l'acheteur, un bordereau des prix facturés spécifique est notifié par l'acheteur au titulaire

Dans tous les cas, l'acheteur peut également librement choisir de passer un nouveau marché subséquent pour couvrir les nouveaux besoins des bénéficiaires, dans la limite des volumes maximum prévus à l'article 2.5 du présent CCP, l'exclusivité dont bénéficient les titulaires des marchés subséquents ne valant que pour les points de livraison et les périodes de fourniture prévisionnels listés en annexe 1 de l'acte d'engagement de ces marchés.

4.5.5 Suivi de la flexibilité

Le titulaire du marché subséquent est responsable du suivi de la flexibilité et de la bonne application de cette clause. Il adresse à l'acheteur sur simple demande, et en tout état de cause selon un rythme mensuel, un bilan des entrées / sorties de points de livraison faisant apparaître la somme des volumes entrant et sortant au regard du volume estimatif de consommation total du marché subséquent (volume annuel moyen sur la durée du marché subséquent) pour suivre l'évolution du pourcentage de flexibilité sur la durée du marché.

4.6 MODALITES D'EXECUTION DES PRESTATIONS DES MARCHES SUBSEQUENTS

Le titulaire du marché subséquent exécute l'ensemble de ses prestations conformément aux stipulations du présent cahier des clauses particulières et des autres pièces constituant l'ensemble contractuel indiqué au 4.1.

La notification du marché subséquent n'emporte pas début de fourniture. En revanche, elle engage le titulaire du marché subséquent envers les bénéficiaires et les gestionnaires de réseaux (GRD/GRT) à accomplir l'ensemble des opérations nécessaires et préalables à l'exécution des prestations, dès réception du bon de commande.

Le tableau valant bon de commande mentionne, pour chaque PDL commandé, les noms et coordonnées de :

- La personne chargée de l'exécution et du suivi administratif (interlocuteur facturation)
- L'interlocuteur technique sur site
- Le cas échéant, un « administrateur » pour l'outil de suivi en ligne

Le titulaire du marché subséquent désigne, dans les 7 jours ouvrés qui suivent la notification du marché subséquent, le responsable / le service chargé d'être l'interlocuteur des bénéficiaires pour toute question se rapportant à l'exécution du marché subséquent, notamment les demandes liées :

- Au rattachement ou au détachement d'un point de livraison en cours d'exécution du marché
- A la facturation
- A tout autre type de demande (prestations des GRD/GRT par exemple)

Une première réunion de déploiement du marché est organisée par l'acheteur avec le titulaire du marché subséquent pour cadrer les opérations d'émission des bons de commande et de changement de fournisseurs (planning de déploiement, liste et format des données à communiquer...).

Des points d'avancement peuvent être réalisés tout au long des opérations de déploiement entre le titulaire et l'acheteur afin de garantir le bon déroulement de la bascule et de la mise en facturation des points de livraison commandés au marché subséquent.

Une réunion est également organisée par l'acheteur avec le titulaire du marché subséquent en présence des bénéficiaires pour présenter les points clés liés à l'exécution du marché subséquent et les fonctionnalités de l'outil de suivi en ligne du titulaire (espace clients).

4.6.1 Opérations préalables au début de fourniture d'électricité

A la réception d'un tableau valant bon de commande valide, tel que défini à l'article 4.8, le titulaire du marché subséquent débute l'ensemble des démarches envers le bénéficiaire et le GRD/GRT, afin de respecter la date de début de période de fourniture d'électricité, notamment :

- Les opérations de bascule des points de livraison ;

- Le paramétrage du système de facturation selon le regroupement des points de livraison mentionné dans le tableau valant bon de commande ;

4.6.2 Début de fourniture et délai d'exécution de la fourniture et acheminement d'électricité

La date de début de fourniture et d'acheminement d'électricité est fournie à titre prévisionnel lors de la mise en concurrence de chaque marché subséquent (dans l'annexe 1 à l'acte d'engagement). Elle est confirmée et reportée pour chaque point de livraison dans le tableau valant bon de commande.

Le décalage entre la date de notification du marché subséquent et celle de début de fourniture et d'acheminement d'électricité tient notamment compte des opérations de couverture de l'énergie, des délais inhérents à l'émission des bons de commande et de la procédure de changement de fournisseur qui inclut en particulier l'ensemble des démarches du titulaire vis-à-vis des bénéficiaires et des gestionnaires de réseaux.

A réception du tableau valant bon de commande, le titulaire du marché subséquent demande au GRD / GRT le rattachement des points de livraison dans son périmètre (procédures de changement de fournisseur) dans les conditions prévues par le contrat d'acheminement.

En tout état de cause, le titulaire s'assure de la faisabilité de la bascule de la totalité des points de livraison prévue. Il propose le cas échéant des modalités particulières afin de respecter cet objectif calendaire.

Le titulaire informe par écrit chaque bénéficiaire et l'acheteur d'éventuelles difficultés rencontrées et propose des solutions afin de respecter le délai d'exécution. Lorsque le titulaire est dans l'impossibilité de respecter le délai contractuel pour des raisons extérieures (ex : délais liés au GRD/GRT), il doit formuler une demande expresse de report de délai exposant clairement les circonstances du retard prévu, la date de survenance du fait générateur et le délai supplémentaire demandé dans les conditions prévues du CCAG de référence.

4.7 CONCLUSION DES MARCHES SUBSEQUENTS

Le titulaire du marché subséquent est tenu de respecter son engagement contractuel jusqu'à la date de fin d'exécution des bons de commande (sauf exception, fixée au 31 décembre de la dernière année de livraison en énergie prévue par le marché subséquent).

4.8 EMISSION ET EXECUTION DES BONS DE COMMANDE

En phase de déploiement :

L'acheteur se charge d'envoyer un tableau de synthèse sur la base des informations transmises par les bénéficiaires et valant bon de commande (ci-après dénommé : « le tableau de synthèse initial ») pour l'ensemble des points de livraison qui y sont mentionnés au plus tard le 31 octobre précédant l'année de livraison. Ce tableau comporte l'ensemble des informations listées à l'article 4.8.1 du CCP.

Le tableau de synthèse initial peut faire l'objet d'itérations avec le titulaire selon les modalités définies lors de la réunion de déploiement prévue à l'article 4.6 du présent CCP, l'ultime version du tableau de synthèse initial devant être transmis au plus tard le 30 novembre précédant l'année de livraison (voire à une date ultérieure fixée en accord avec le titulaire, celle-ci ne pouvant en tout état de cause pas aller au-delà du 15 décembre précédant l'année de livraison pour permettre la bonne réalisation des démarches auprès des GRD).

A l'issue de la phase de déploiement :

Tel que prévu à l'article 4.5 du présent CCP, des mouvements de périmètre peuvent intervenir (entrées / sorties de PDL).

Dans ce cas, l'acheteur ou le bénéficiaire concerné envoie au titulaire du marché subséquent :

- Une demande d'intégration de site précisant la date d'effet souhaitée, accompagnée d'un tableau valant bon de commande comportant les éléments listés à l'article 4.8.1 du CCP pour tout ajout de point de livraison ;

- Une demande de sortie de site précisant la date d'effet souhaitée en cas de détachement d'un point de livraison dans les conditions définies à l'article 4 .5.3.

Des bons de commande peuvent être émis à compter de la notification des marchés subséquents et jusqu'au dernier jour de validité du marché subséquent sur le fondement duquel il est émis sans toutefois que leur exécution (approvisionnement d'électricité) ne puisse excéder le 31 décembre de la dernière année de livraison (2029 ou 2031).

Par dérogation à l'article 3.7.2 du CCAG-FCS, lorsque le titulaire du marché estime que les prescriptions d'un bon de commande appellent des réserves de sa part ou est incomplet, il dispose d'un délai de sept jours ouvrés à compter de la réception du bon de commande pour formuler des observations par courriel au bénéficiaire. En cas demande urgente, dûment justifiée ce délai est limité à 2 jours ouvrés.

4.8.1 Emission des bons de commande

Chaque tableau valant bon de commande précise notamment, pour chaque point de livraison commandé au titre d'un marché subséquent :

- La référence du marché subséquent,
- Le montant (indicatif) total estimé (TTC) du bon de commande
- La période de livraison en énergie (dates de début et de fin de fourniture)
- Les informations techniques relatives au(x) point(s) de livraison concerné(s) par le bon de commande (extraits de l'annexe 1 à l'acte d'engagement du marché subséquent) :
 - La référence acheminement du point de livraison (RAE pour ENEDIS),
 - Le segment de consommation du PDL
 - Le territoire sur lequel se trouve le PDL (ENEDIS / ELD)
 - L'entité bénéficiaire du point de livraison (désignation, SIRET),
 - La direction à laquelle est rattaché le PDL ainsi que le nom du site, le cas échéant
 - L'adresse complète du point de livraison,
- Les informations relatives à la facturation :
 - SIRET de facturation
 - N° d'engagement juridique ou n° de bon de commande pour les établissements publics
 - Code service exécutant (optionnel pour les établissements publics)
 - Adresse de facturation
 - Nom du compte de facturation, le cas échéant
 - Nom et coordonnées (téléphone, mail) de l'interlocuteur en facturation pour chaque PDL ou groupement de PDL
 - Modalités de règlement pour les établissements publics (virement ou prélèvement automatique)
- Le nom et les coordonnées (téléphone, e-mail) de l'interlocuteur technique sur site pour les interventions du GRD / GRT (y compris changement de fournisseur)
- Le cas échéant, le nom et les coordonnées (téléphone, e-mail) de « l'administrateur » espace clients pour le bénéficiaire

4.8.2 Délai d'exécution des prestations

Le bon de commande s'exécute à compter de sa notification au titulaire par l'acheteur en phase de déploiement, et par l'acheteur ou le bénéficiaire en phase d'exécution à l'issue du déploiement du marché subséquent.

4.8.3 Arrêt de la livraison d'énergie

Les prestations de livraison d'énergie prennent fin dans deux situations :

- Soit totalement, au 31 décembre de la dernière année du marché subséquent ou en cas de résiliation du marché subséquent,
- Soit partiellement, en cas de retrait anticipé d'un point de livraison dans le cadre de l'actualisation de périmètre prévu à l'article 4.5 du CCP

4.9 STIPULATIONS REGISSANT LES PRIX DES MARCHES SUBSEQUENTS (BPU)

4.9.1 Modalités de détermination du prix des composantes du Bordereau de Prix Unitaire (BPU)

Les prix des marchés subséquents sont déterminables sur la base des coefficients, additifs, et prix remis par le titulaire dans le cadre de l'attribution de chaque marché subséquent (annexe 2 de l'acte d'engagement) rappelés ci-après :

- Coefficients et additifs à appliquer au prix pour la fourniture d'électricité (y compris, pour les marchés subséquents du lot E1 uniquement et si les conditions particulières du marché subséquent le prévoient, le montant des frais de gestion (qui peut être égal à 0) et des provisions pour risques (P0blocs), tels que prévus à l'article 4.9.2.2.2 du présent CCP, liés à l'intégration de blocs tiers dans la fourniture).
- Additif pour le recours partiel ou total à de l'électricité verte, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents ;
- Coûts liés aux certificats d'économie d'énergie ;
- « Coût fixe AC », défini à l'article 3.4 du présent CCP, pour les services associés à la fourniture et à l'acheminement de l'électricité, déterminé par les titulaires au stade de l'attribution de l'accord-cadre en €/PDL/an et converti en €/MWh au stade du marché subséquent en fonction du nombre de PDL et des volumes prévisionnels des PDL listés en annexe 1 à l'acte d'engagement du marché subséquent ;
- Le cas échéant, tout additif résultant d'une évolution réglementaire, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents

Modalités de fixation du prix pour la fourniture de l'énergie

A l'occasion de la remise en concurrence des titulaires de l'accord-cadre, l'acheteur précise en outre dans les conditions particulières du marché subséquent :

- Le type de prix retenu pour le marché subséquent (prix unique / prix horo-saisonnalisés selon les périodes horo-saisonnières définies conformément aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) en vigueur)
- La formule de prix : « multi-clicks », « blocs + spot » ou autre (prix fixe par exemple)

Les titulaires sont invités à communiquer leurs coefficients et additifs de prix pour chaque année de livraison ALn dans l'annexe financière définie à l'annexe 2 à l'acte d'engagement du marché subséquent.

Les coefficients et additifs de prix peuvent concerner une période inférieure à l'année de livraison (ex : quarter, month, spot...), notamment pour des marchés subséquents :

- Notifiés pendant l'année de livraison en formule de prix « multi-clicks » ou autre
- En formule de prix « blocs + spot »;

Modalités de fixation du prix des certificats d'économie d'énergie (CEE)

Les coûts facturés par le titulaire en raison de ses obligations d'économies d'énergie visées aux articles L. 221-1 et suivants du code de l'énergie apparaissent de manière distincte au bordereau des prix facturés.

En application de la réglementation en vigueur, le prix associé aux CEE est déterminé selon la formule suivante :

$$P_{CEE} = C_{CEE\text{standard}} \times (P_{CEE\text{standard}} + C_{CEE\text{précarité}} \times P_{CEE\text{précarité}}), \text{ avec :}$$

- P_{CEE} est exprimé en € HT/MWh.
- $C_{CEE\text{standard}}$, coefficient défini à l'article R 221-4 du Code de l'énergie
- $C_{CEE\text{précarité}}$, coefficient sans dimension défini à l'article R 221-4-1 du Code de l'énergie
- $P_{CEE\text{standard}}$, exprimé en €/MWh cumac, correspond au coût d'un CEE standard renseigné par les titulaires de l'accord-cadre.
- $P_{CEE\text{précarité}}$, exprimé en €/MWh cumac, correspond au coût d'un CEE précarité renseigné par les titulaires de l'accord-cadre.

Modalités de fixation du prix des garanties d'origine (GO)

Lors de la remise en concurrence des titulaires de l'accord-cadre, l'acheteur précise dans les conditions particulières du marché subséquent le pourcentage d'électricité verte souhaité dans le cadre du dispositif des garanties d'origine. Celui-ci est au moins égal à 10% conformément à l'article 4.16 du CCP.

Les titulaires renseignent dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement du marché subséquent (annexe financière) l'additif « $C_{GOy\%}$ » correspondant (en € HT/MWh) pour chaque année de livraison, avec :

$$C_{GOy\%} = C_{GO100\%} \times Y\%$$

$Y\%$ correspondant au % de fourniture d'électricité verte retenu par l'acheteur pour le marché subséquent considéré.

4.9.2 Processus de détermination des prix pour l'énergie

4.9.2.1 Généralités

Après notification du marché, les opérations de détermination du prix peuvent débiter à la suite de demandes de prises de position effectuées par l'acheteur et réalisées par le titulaire. Ces opérations permettent de couvrir les besoins relatifs au marché subséquent et de déterminer le prix de vente applicable au titre du marché.

Il est précisé que l'acheteur peut également dans le cas de marchés subséquents en formule de prix « blocs + spot », procéder à la revente de blocs de puissance dans la limite des blocs achetés ;

Les prises de position sont définitivement réalisées lorsque le cycle « achat / opérations éventuelles de revente » est achevé.

Les modalités détaillées de détermination des prix de l'énergie sont définies dans les conditions particulières des marchés subséquents. Y sont précisés en particulier

- Les modalités d'achat (achats en « multi-clics », en « blocs + spot », prix fixe ou autre)
- Les modalités relatives aux demandes de prises de position (en OTC / sur cours de clôture, sur mandat,...)
- Le type et la formule de prix de l'énergie

En complément des modalités de prise de position prévues dans les conditions particulières du marché subséquent, l'acheteur pourra recourir aux modalités de fixation décrites par le titulaire dans le cadre de réponse remis au stade de l'accord-cadre.

4.9.2.2 Intégration de volumes d'électricité tiers dans la fourniture

4.9.2.2.1 Contrats Power Purchase Agreement (PPA)

L'acheteur a la possibilité de couvrir une partie des volumes des marchés subséquents auprès d'un tiers dans le cadre d'un contrat « Power Purchase Agreement » (PPA) conclu entre l'acheteur et le tiers.

L'intégration de volumes d'électricité tiers peut porter sur tout ou partie de la durée du marché subséquent.

Cette acquisition de volumes tiers pourra donner lieu à réexamen du présent marché tel que prévu à l'article 5.20 du présent CCP.

4.9.2.2.2 Intégration de blocs tiers (ne concerne que le lot E1)

L'acheteur a la possibilité de réserver, dans le cadre d'un support contractuel distinct conclu conformément aux règles de passation prévues par le code de la commande publique, des blocs physiques d'électricité auprès d'opérateurs tiers en vue de leur intégration dans la fourniture des marchés subséquents du lot E1.

Ces blocs peuvent être constitués :

- De produits calendaires Baseload
- et/ou de produits calendaires Peakload

L'acheteur précise dans les conditions particulières du marché subséquent :

- S'il est prévu l'intégration ou non de blocs tiers
- Dans l'affirmative, pour chaque année de livraison concernée :
 - o Le ou les opérateur(s) tiers apportant le(s) bloc(s) (qui seront nécessairement le ou les titulaires de l'accord-cadre à conclure par la DAE et relatif à la réservation de blocs physiques d'électricité),
 - o Le « type » de blocs (produits calendaires Baseload et/ou Peakload),
 - o La puissance des blocs,
 - o Le prix auquel les blocs ont été réservés auprès de l'opérateur tiers (et auquel ils sont vendus par l'opérateur tiers au titulaire).

Les titulaires du lot E1, agissant seuls, par l'intermédiaire d'un co-traitant (en cas de groupement) ou d'un sous-traitant (telle une entité de trading), s'engagent ainsi à acheter à l'opérateur tiers, sans frais, et au prix déterminé entre l'opérateur tiers et l'acheteur, les blocs tiers réservés par l'acheteur en vue de leur intégration dans le ou les marché(s) subséquent(s) dont ils seraient titulaires.

Dans ce cadre, un contrat de vente, conforme au modèle joint en annexe 2 du présent CCP (ci-après le « Contrat de Vente »), doit être conclu au plus tard dans le mois suivant la notification du marché subséquent et avant le 15 novembre de l'année précédant l'année de livraison entre l'opérateur tiers, désigné par l'acheteur, ayant réservé les blocs d'électricité à intégrer à la fourniture, le titulaire du marché subséquent concerné, et l'acheteur, pour permettre le transfert de propriété des blocs qu'il a réservés vers le titulaire du marché subséquent aux conditions financières déterminées entre l'acheteur et l'opérateur tiers (facturation à l'euro l'euro).

Le Contrat de Vente définit les termes et conditions régissant la vente par l'opérateur tiers au titulaire du marché subséquent des volumes d'électricité tiers listés par l'acheteur dans les conditions particulières du marché subséquent. Il détermine notamment les modalités de paiement par le titulaire du marché subséquent

à l'opérateur tiers des volumes d'électricité en cause, ainsi que les conditions d'indemnisation des parties en cas de défaut de livraison ou de réception de l'électricité.

L'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent peuvent convenir d'adapter, y compris par renvoi aux clauses d'un accord relatif à l'échange de blocs préexistant entre les Parties :

- Les modalités de facturation des blocs tiers (article 7) et des indemnités en cas de défaut de livraison / réception des blocs (article 8) ou de résiliation anticipée (articles 9.3.1 et 9.3.2) du Contrat de Vente ;
- L'article 11.1 (Responsabilités) du Contrat de Vente ;
- Et toute autre clause du Contrat de Vente dès lors que la modification n'induit pas de conséquence pour l'acheteur.

En cas de désaccord entre l'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent sur les modifications à apporter, les clauses du modèle joint en annexe 2 s'appliquent.

Il est entendu qu'un désaccord sur les adaptations de clauses ne peut en aucun cas justifier la non signature du Contrat de Vente par l'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent.

Lors de la signature du Contrat de Vente, l'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent lot E1 s'engagent à disposer de garanties financières suffisantes pour exécuter ledit contrat.

En cas de refus de l'opérateur tiers ou du titulaire du marché subséquent de signer le Contrat de Vente pour cause de garanties financières insuffisantes, le refus devant être dûment motivé (butée de crédit par exemple) et notifié par écrit dans les 7 jours calendaires suivant la notification du marché subséquent aux 2 autres Parties, les 2 options ci-après peuvent être mises en œuvre, au choix de l'acheteur :

- a) L'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent peuvent appeler une garantie financière portant sur l'exécution du Contrat de Vente en vue de garantir la bonne fin des opérations, leur coût étant supporté par l'acheteur ou les bénéficiaires. Ce dernier point est précisé dans les conditions particulières du marché subséquent ;
- b) Ou l'acheteur peut libérer les parties de leur obligation de signer le Contrat de Vente et réaffecter le(s) bloc(s) à un autre titulaire du lot E1 sans frais ni pénalités.

Si l'opérateur tiers et le titulaire du marché subséquent appartiennent à un même groupe :

- Ils ne peuvent demander la prise en charge par l'acheteur ou les bénéficiaires des coûts d'une éventuelle garantie financière portant sur l'exécution du Contrat de Vente en vue de garantir la bonne fin des opérations ;
- Ils peuvent soit signer le Contrat de Vente soit mettre en place un mécanisme ad hoc permettant de garantir la bonne fin des opérations dans des conditions strictement identiques pour l'acheteur.

La signature d'un Contrat de Vente n'est pas nécessaire dans le cas où l'opérateur tiers est également le titulaire du marché subséquent de fourniture (même entité juridique).

Il est précisé que, comme pour le présent accord-cadre, l'acheteur accordera une attention particulière à la vérification des capacités économiques et financières des candidats à l'accord-cadre « réservation de blocs tiers » à travers l'analyse des documents demandés à cet effet permettant notamment d'apprécier le niveau d'activité, la performance, la rentabilité, la solidité de la structure financière ou encore la solvabilité de l'entreprise.

L'acheteur a également la possibilité de demander au titulaire du marché subséquent d'intégrer des blocs tiers dans la fourniture après la notification du marché subséquent, et ce, jusque 2 mois avant le début de fourniture, selon les mêmes modalités que celles décrites ci-dessus pour les blocs identifiés au stade de la passation des marchés subséquents, la part de blocs tiers Baseload et Peakload ne pouvant en tout état de cause pas excéder 50% des volumes prévisionnels Baseload et Peakload à couvrir au titre d'un marché subséquent.

L'acheteur adresse dans ce cas sa demande au contact désigné par le titulaire un jour ouvré entre 9h00 et 18h00.

Un nouveau Contrat de Vente est alors signé entre les parties au plus tard dans le mois suivant la date de demande de l'acheteur et avant le 15 novembre de l'année précédant l'année de livraison.

Les blocs tiers sont :

- Intégrés dans la part « blocs » dans le cas d'un marché subséquent conclu avec une formule de prix en « blocs + spot ».
- Assimilés à un clic dans le cas d'un marché subséquent en formule de prix « multi-clics » ; dans ce cas, le titulaire du marché subséquent indique à l'acheteur le pourcentage (arrondi à 2 décimales) que représente(nt) respectivement le(s) bloc(s) tiers Baseload et Peakload dans les volumes prévisionnels Baseload et Peakload et le pourcentage (arrondi à 2 décimales) restant à approvisionner sur le marché de gros pour chaque produit (Baseload, Peakload) :
 - o Lors de la remise de son offre, pour les blocs identifiés au stade de la passation des marchés subséquents ;
 - o Dans les 2 jours ouvrés suivant la demande d'intégration de blocs tiers de l'acheteur pour les blocs apportés après notification du marché subséquent.

Dans tous les cas, la somme des prises de position réalisées sur le marché de gros et des prises de position issues des blocs tiers amenés par la contrepartie désignée par l'acheteur ne peut pas dépasser 100% des volumes prévisionnels Baseload et Peakload à couvrir.

Il est précisé que les titulaires du lot E1 peuvent, au stade de la passation des marchés subséquents, renseigner des frais de gestion liés à l'intégration de blocs tiers dans la fourniture dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement du marché subséquent (annexe financière), ceux-ci pouvant ou devant être égaux à 0 (notamment si l'opérateur tiers désigné dans les pièces du marché subséquent est soit la même entité juridique, soit une entité juridique appartenant au même groupe).

Dans le cadre d'un marché subséquent en formule de prix « multi-clics » :

- a) S'agissant des blocs identifiés lors de la consultation : l'acheteur précise dans les conditions particulières du marché subséquent les modalités de gestion par le titulaire du marché subséquent du risque lié au prix des blocs apportés (provision pour risque dans une constante $P0_{blocs}$ ou mécanisme de régularisation ex-post tel que défini ci-après)
- b) Concernant les blocs apportés après la notification des marchés subséquents : il est prévu une régularisation ex post sur la base des consommations réalisées.

Celle-ci est effectuée au cours du 1^{er} trimestre suivant l'année de livraison considérée pour chaque produit Baseload et Peakload comme suit :

$$\begin{aligned}
 \text{Régularisation} = & \Sigma(\text{consommations réalisées}_H - \text{consommations prévisionnelles}_H) \\
 & \times \alpha_H \times \% \text{ Blocs_tiers_Base} \times ((\text{Prix}_{blocs_tiers_Base} + \text{frais gestion}) - \text{Prix moyen}_{topBase}) \\
 & + \\
 & \Sigma(\text{consommations réalisées}_H - \text{consommations prévisionnelles}_H) \times \gamma_H \times \% \text{ Blocs_tiers_Peak} \\
 & \times ((\text{Prix}_{blocs_tiers_Peak} + \text{frais gestion}) - \text{Prix moyen}_{topPeak})
 \end{aligned}$$

Avec :

- H : périodes horo-saisonnières définies conformément aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) en vigueur

- Consommations prévisionnelles H : consommations de référence par poste horo-saisonnier établies sur la base de l'historique de consommations des points de livraison au périmètre initial du marché subséquent, retenues par le titulaire du marché subséquent pour les opérations de couverture
- Consommations réalisées H : consommations constatées par poste horo-saisonnier sur la base des flux transmis par les GRD
- α_H : coefficient multiplicateur applicable au prix de la part Baseload, sans dimension, renseigné par le titulaire du marché subséquent pour chaque poste horo-saisonnier dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement lors de la remise des offres
- % Bloc_tiers_Base : part des blocs tiers Baseload en % dans les volumes Baseload à couvrir
- Prix_blocs_tiers_Base : prix moyen pondéré des blocs tiers Baseload
- $Prix\ moyen_{top_{Base}}$: prix moyen pondéré résultant des prises de position réalisées en produit annuel Baseload sur le marché de gros
- γ_H : coefficient multiplicateur applicable au prix de la part Peakload, sans dimension, renseigné par le titulaire du marché subséquent pour chaque poste horo-saisonnier dans l'annexe 2 à l'acte d'engagement lors de la remise des offres
- % Blocs_tiers_Peak : part des blocs tiers Peakload en % dans les volumes Peakload à couvrir
- Prix_blocs_tiers_Peak : prix moyen pondéré des blocs tiers Peakload
- $Prix\ moyen_{top_{Peak}}$: prix moyen pondéré résultant des prises de position réalisées en produit annuel Peakload sur le marché de gros
- Frais gestion : frais liés à l'intégration de blocs tiers dans la fourniture renseignés par le titulaire du marché subséquent lors de la remise de son offre en annexe 2 de l'acte d'engagement, ceux-ci pouvant être égaux à 0.

Le montant de la régularisation peut être positif ou négatif :

- Si le montant de la régularisation est positif, celui-ci sera remboursé aux bénéficiaires par le titulaire ;
- Si le montant de la régularisation est négatif, celui-ci est facturé aux bénéficiaires par le titulaire ;

Dans tous les cas, le montant de la régularisation est réparti entre les différents points de livraison au périmètre du marché subséquent au prorata des consommations réalisées sur l'année de livraison considérée.

4.9.2.3 Suivi de la couverture

Le suivi de la couverture est conjointement réalisé par le titulaire du marché et l'acheteur après chaque demande de prise de position faite par ce dernier.

Ce suivi est effectué globalement et par type de produit (Baseload, Peakload, ...) via un tableau complété par le titulaire et précisant l'état à date des couvertures cumulées.

Il est précisé que le produit Baseload et le produit Peakload peuvent être couverts de manière différenciée en termes de :

- Temporalité
- Modalités de couverture (OTC / Settlement, ...)

Le titulaire et l'acheteur prennent également en compte, le cas échéant :

- Les volumes d'électricité acquis dans le cadre d'un contrat « Power Purchase Agreement » (PPA)
- Les blocs d'électricité réservés par l'acheteur auprès d'un opérateur tiers (lot E1 exclusivement)

De même, le suivi prend en compte les éventuelles opérations de revente décrites à l'article 4.9.2.1, réalisées par le titulaire à la demande de l'acheteur.

4.9.3 Formalisation et utilisation du bordereau des prix facturés

Après finalisation des opérations de couverture en énergie par l'acheteur, les prix de l'énergie facturés sont établis :

- Une fois par année de livraison pour les marchés subséquents en formule de prix « multi-clics », à l'exception :
 - o Des marchés subséquents notifiés en cours d'année de livraison pour lesquels le prix facturé peut être mis à jour périodiquement, en fonction des produits de marché disponibles retenus par l'acheteur ;
 - o Des marchés subséquents du lot E1 pour lesquels il est prévu une part d'approvisionnements par des blocs tiers, en cas de résiliation anticipée du contrat de vente de blocs, sauf cas prévu à l'article 9.3 dudit contrat ;
- Selon une périodicité précisée dans les conditions particulières des marchés subséquents pour les marchés subséquents en formule de prix « blocs + spot »
- Pour tout autre type de formule de prix, selon les conditions particulières du marché subséquent.

Le bordereau des prix facturés est notifié par l'acheteur au titulaire du marché subséquent et diffusé par l'acheteur à l'ensemble des bénéficiaires.

4.10 FORME DES PRIX ET CONTENU

4.10.1 Prix fermes de l'énergie et contenu des prix

Les prix de la fourniture d'énergie et les additifs liés à l'approvisionnement en énergie verte des marchés subséquents sont fermes.

Ces prix sont basés sur un approvisionnement par le titulaire reposant :

- Intégralement sur des produits de marché annuels (Calendar Baseload et Peakload) pour les marchés subséquents en formule de prix « multi-clics », sauf :
 - o Pour les marchés subséquents notifiés en cours d'année de livraison pour lesquels l'acheteur peut recourir à des produits d'une durée inférieure au Calendar (Quarter, Month...).
 - o En cas de résiliation anticipée du contrat de vente de blocs tiers en cours d'exécution d'un marché subséquent du lot E1. Alors, sauf dans le cas prévu à l'article 9.3 du contrat de vente de blocs tiers, les parties se rencontrent pour définir les modalités de substitution des blocs tiers par un approvisionnement « marché » (produits à retenir, produits infra-annuels notamment si l'interruption intervient en cours d'année de livraison, pour la couverture de substitution) en vue de la répercussion sur le prix de fourniture et de la notification d'un nouveau bordereau des prix facturés
- Sur des produits de marché annuels, le cas échéant trimestriels, voire mensuels, et au Spot, pour les marchés subséquents en formule « blocs + spot »
- Pour un autre type de formule de prix, selon les conditions particulières du marché subséquent

4.10.2 Evolution du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre publié par RTE

Toute évolution en cours d'exécution du marché subséquent du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre publié par le gestionnaire du réseau de transport conduit à une modification des prix facturés dans le cadre des marchés subséquents. La modification intervient à la date d'entrée en vigueur du nouveau prix publié par RTE.

Les frais de soutirage physique des responsables d'équilibre sont fixés à 0 €/MWh depuis le 1^{er} février 2017, suivant la délibération de la CRE n°2017-041 du 9 mars 2017. En cas de variation de ce prix (à ce stade nul), l'incidence financière est intégrée dans le cadre de la facturation.

Les variations de prix correspondantes font l'objet d'une communication à l'acheteur ainsi qu'aux services bénéficiaires par le titulaire du marché subséquent. Elles sont répercutées intégralement et sans marge au consommateur final de manière transparente sur la facture à la hausse comme à la baisse.

4.10.3 Prix fermes liés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) :

Les prix $P_{CEE\ standard}$ et $P_{CEE\ précarité}$ définis à l'article 4.9.1 sont fermes.

Le prix des certificats d'économie d'énergie peut toutefois être modifié en cours d'exécution du marché subséquent en cas d'évolution réglementaire ou législative dans les conditions prévues à l'article 5.20 du présent CCP.

4.10.4 Prix fermes liés au mécanisme de capacité

L'article 6 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 instaure la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité en France pour prendre la suite du mécanisme existant, qui arrive à échéance en 2026.

L'architecture du dispositif envisagé repose sur la centralisation de la définition du besoin et la contractualisation par le gestionnaire de réseaux de transport RTE du volume de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France pour une période de livraison donnée, une période de livraison au titre du dispositif correspondant à un hiver électrique, à cheval sur 2 années civiles.

Le coût de la contractualisation des engagements de disponibilité des capacités est répercuté aux fournisseurs en fonction de la consommation de leur portefeuille clients sur les périodes de tension via une taxe collectée par RTE (les fournisseurs répercutant lesdits coûts à leurs clients).

Chaque évolution du coût de capacité conduit à une modification des prix facturés dans le cadre des marchés subséquents.

Les variations de prix de capacité font l'objet d'une communication à l'acheteur ainsi qu'aux bénéficiaires par le titulaire du marché subséquent.

Les coûts de capacité sont répercutés intégralement au consommateur final de manière transparente et sans marge, à la hausse comme à la baisse.

4.10.5 Modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Chaque évolution du TURPE résultant d'une délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) conduit à une modification des prix facturés dans le cadre des marchés subséquents.

Les variations de prix dues aux modifications du TURPE font l'objet d'une communication à l'acheteur ainsi qu'aux bénéficiaires par le titulaire du marché subséquent. Les montants correspondants aux variations du TURPE sont répercutés intégralement au consommateur final de manière transparente et sans marge à la hausse comme à la baisse.

4.10.6 Les prestations annexes du Gestionnaire du Réseau de distribution

Les prix de la fourniture d'électricité des marchés subséquents ne comprennent pas les prix concernant les prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution visés à l'article L. 452-1 du code de l'énergie. Ces prestations sont celles du catalogue du GRD et réalisées à la demande du bénéficiaire.

Ces prestations sont facturées au strict montant du catalogue, sans application de marge financière et après vérification, par les bénéficiaires, que les prestations ont bien été réalisées.

Sur demande des bénéficiaires, le titulaire transmet le catalogue et les tarifs des prestations du GRD. Toute révision de prix du catalogue doit impérativement être répercutée dans la facturation du marché subséquent.

4.11 STRUCTURE DU PRIX

4.11.1. Prix facturés

Les composantes du prix facturés dans le cadre des marchés subséquents sont les suivantes :

- Les prix définitifs de la fourniture de l'énergie pour l'année de livraison ALn ou la période de temps figurant dans l'annexe financière (annexe 2 à l'acte d'engagement) ;
- Les additifs liés à l'approvisionnement en énergie verte;
- Le cas échéant, tout additif résultant d'une évolution réglementaire, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents
- Le coût des obligations liées aux certificats d'économie d'énergie (CEE) ;
- Le prix lié au mécanisme de capacité de l'électricité tel que prévu par le code de l'énergie ;
- Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité jusqu'au lieu de livraison (TURPE en vigueur) refacturé par le titulaire sans frais ni marge supplémentaire au tarif réglementaire, sauf pour les sites C1 facturés directement par le GRD / GRT.
- Les prix figurant dans le catalogue des prestations du gestionnaire du réseau de distribution ou de transport, facturés par le titulaire dans le cadre du marché au titre des prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du réseau réalisées à la demande d'un bénéficiaire : mise en service, relevé spécial de consommation, etc. le cas échéant ;
- Les taxes et contributions applicables.

Ces différentes composantes du prix apparaissent ainsi de manière distincte sur la facture.

4.11.2. Prix de la fourniture de l'énergie

Les prix de la fourniture de l'énergie figurant dans le bordereau des prix facturés, visé au premier alinéa 4.10.1 supra, sont fixés au stade du marché subséquent.

Les prix sont exprimés en € HTT/MWh. Ils s'appliquent avec ou sans différenciation temporelle indistinctement à tous les points de livraison du marché subséquent concerné. Ils couvrent notamment :

- Les coûts de l'énergie pour la fourniture des points de livraison du marché concerné ;
- Les coûts liés à la mission de responsable d'équilibre ;
- Les coûts liés à la réalisation des services associés fournis au stade de l'accord-cadre (« Coût fixe AC ») et définis à l'article 3.4 du CCP ;
- Les coûts liés à la procédure relative aux prises de position définies dans le CCP et éventuellement précisée dans les conditions particulières du marché subséquent, au reporting et aux analyses du marché demandés par l'acheteur ;
- Les frais de gestion, les frais de couverture de risque, la marge commerciale du titulaire.
- Les frais de gestion et les provisions pour risques (P0_{blocs}), tels que prévus à l'article 4.9.2.2.2 du présent CCP, liés à l'intégration de blocs tiers dans la fourniture, uniquement pour le lot E1 et si les conditions particulières du marché subséquent le prévoient pour intégration de blocs tiers

Un additif est prévu de manière distincte dans le bordereau des prix facturés pour le recours partiel ou total à de l'électricité d'origine renouvelable pour l'ensemble des sites, pour chaque année civile de livraison.

4.11.3. Prix liés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

Le prix des CEE est exprimé en € HTT/MWh.

La facture fait apparaître le coût lié aux Certificats d'Economie d'Energie de façon distincte du prix de l'énergie électrique.

4.11.4. Prix lié au mécanisme de capacité

L'article 6 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 instaure la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité en France pour prendre la suite du mécanisme existant, qui arrive à échéance en 2026.

Le futur mécanisme de capacité n'étant pas connu à ce jour, les coûts de capacité seront déterminés selon la réglementation applicable lorsqu'elle sera connue.

Le cas échéant, tel que prévu à l'article 5.20 du présent CCP, les parties conviennent de se rapprocher selon l'article R. 2194-1 du code de la commande publique, afin de discuter d'une éventuelle modification par avenant.

En tout état de cause, la facture fait apparaître une incidence financière, distincte du prix de l'énergie électrique, concernant le mécanisme de capacité.

4.11.5. Contributions et taxes

Les prix des marchés subséquents sont des prix hors toutes taxes (HTT). Ils ne comprennent pas, les contributions et taxes applicables (notamment l'Accise sur l'électricité, anciennement TICFE / CSPE).

Sont applicables les taux de TVA en vigueur lors du fait générateur de la taxe au sens de l'article 269 du code général des impôts.

Les factures sont mises en conformité automatiquement avec toute nouvelle réglementation concernant les contributions et taxes.

L'ensemble des documents et éléments de calcul permettant une pleine compréhension de chaque évolution réglementaire et leur impact financier détaillé devront être fournis par le(s) titulaire(s).

4.12 MODALITES DE FACTURATION

4.12.1 La facturation

Les factures sont adressées au service du bénéficiaire dont les coordonnées figurent dans le tableau valant bon de commande. Un tiers payeur peut ponctuellement être mis en place en cours d'exécution à la demande des bénéficiaires, dans le cas notamment de contrats de performance énergétique passés localement par un ou des bénéficiaires.

Il est précisé que, sauf exception motivée, le titulaire doit facturer les bénéficiaires sur la base de flux de consommations adressés par les gestionnaires de réseaux et non sur flux estimés par les titulaires.

Les exceptions concernent notamment les PDL sur territoires d'ELD du lot E4, ou le cas de retard ou d'absence de transmission de flux de consommations par le GRD au titulaire pour les PDL des lots E1, E2 et E3 par exemple.

4.12.2 Le regroupement de points de livraison

Le titulaire du marché subséquent émet une facture périodique par n° d'engagement juridique (EJ) ou n° de bon de commande.

Un n° d'EJ ou un n° de bon de commande peut correspondre à un ou plusieurs points de livraison, suivant des regroupements de points de livraison (PDL) définis par le bénéficiaire, dans le tableau valant bon de commande.

Dans ce dernier cas, la facture comprend deux éléments :

- La facture proprement dite, qui est une pièce comptable permettant le règlement en une seule fois des montants afférents à un regroupement de points de livraison,
- L'annexe, qui détaille les informations pour chacun des points de livraison du regroupement.

Le critère de regroupement choisi par le bénéficiaire peut se faire selon différentes logiques et notamment, à titre d'illustration : par imputation budgétaire, par service utilisateur, par zone géographique...

Il est à noter que la règle établie est celle d'un regroupement maximal des points de livraison afin de réduire le nombre de factures et d'optimiser le suivi des paiements.

Néanmoins, par exception, certains bénéficiaires adresseront des bons de commande « monosite ». Cette situation tient à l'organisation budgétaire et comptable de certains services de l'État, lesquels ne peuvent faire l'objet de regroupements.

4.12.3 Le contenu de la facture

La facture comporte les mentions obligatoires, conformément à l'article 242 nonies A de l'annexe II du code général des impôts et à l'article D. 2192-2 du code de la commande publique.

Les factures portent les indications suivantes, éventuellement complétées ou adaptées selon les propositions figurant dans le cadre de réponse du titulaire du marché subséquent remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre.

a) Informations d'identification comptable :

- Nom du fournisseur d'électricité,
- Numéro de la facture,
- Date de la facture,
- Informations de règlement : virement bancaire avec numéro RIB/IBAN ou prélèvement (au choix uniquement pour les établissements publics)

b) Informations d'identification à paramétrer pour le client :

- Désignation du bénéficiaire (ex : Ministère de la Justice),
- Numéro d'engagement juridique (EJ) ou numéro du bon de commande,
- Code du service exécutant et/ou code du service ordonnateur, lorsque indiqué dans le tableau valant bon de commande
- Identification du marché (référence, numéro du marché subséquent),

c) Informations contacts

- Coordonnées de l'interlocuteur identifié pour la relation clientèle avec l'administration (par exemple adresse postale, adresse courriel, numéro de téléphone **non surtaxé**, plage d'horaires...),
- Numéro de téléphone de dépannage électricité du GRD pour toute demande de dépannage et d'intervention d'urgence.

d) Données propres au point de livraison

- Référence acheminement électricité (RAE pour **ENEDIS**),
- Nom et adresse du service destinataire de la facture (service facturier ou service exécutant),
- Nom et adresse du site de consommation,
- Matricule ou numéro de série du compteur, le cas échéant

e) Données relatives à l'exploitant du réseau de distribution :

- Option tarifaire et version du TURPE ou son sigle tarifaire,
- Puissances souscrites par poste horo-saisonnier du TURPE.

f) Données relatives à la consommation d'un ou de plusieurs points de livraison (en cas de facturation regroupée)

- Dates de début et de fin de période de consommation,
- Index compteur de début de période et de fin de période par classe temporelle,

g) Montant de la facture (cf. détail dans annexe)

- Montant HT lié à la fourniture
- Montant HT lié au marché de capacité pour la période de livraison considérée
- Montant HT lié aux garanties d'origine pour l'électricité verte pour ALn,
- Régularisation sur la base des consommations réalisées en cas de facturation sur estimé sur la facture précédente, le cas échéant
- Le cas échéant, frais de soutirages physiques des responsables d'équilibre (actuellement à 0 €/MWh),
- Dépense HT liée aux certificats d'économie d'énergie CEE,
- Dépense HT d'acheminement : part fixe et part variable
- Montant des prestations annexes du gestionnaire de réseau, le cas échéant
- Montant HT lié à tout additif résultant d'une évolution réglementaire, tel que mentionné dans les conditions particulières des marchés subséquents le cas échéant
- Montant total en € HTT,
- Montant détaillé des taxes et contributions de toutes natures applicables,
- Montant total en € TTC.

4.12.4 Le contenu de l'annexe à la facture

L'annexe détaille l'ensemble des informations pour chaque point de livraison (et les éventuels autres PDL rattachés) et comporte au minimum les éléments suivants :

1) Consommations d'énergie active en kWh et en € HT

- Détail des consommations facturées par poste horo-saisonnier en kWh
- Total consommations facturées en énergie active en kWh
- Prix unitaires de l'énergie en € HT/MWh
- Total part énergie en € HT

2) Prix facturé de la capacité (HT)

- Dépense HT liée au mécanisme de capacité pour la période de livraison considérée

3) Prix facturé des certificats d'économie d'énergie (CEE) (HT)

- Dépense HT liée au dispositif des CEE

4) Utilisation du réseau de distribution d'électricité (HT)

4.1. Total coût de l'acheminement (barème TURPE en vigueur) en € HT

Dont :

- Composante de gestion CG en € HT,

- Composante de comptage CC, en précisant la partie fixe en € HT et la partie variable en € HT,
- Composante de soutirage CS en € HT,
- Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite CMDPS, en précisant la quantité, le prix unitaire et le total à payer en € HT,
- Composante annuelle de l'énergie réactive CER, en précisant la quantité, le prix unitaire et le total à payer en € HT,

Le cas échéant :

- Composante annuelle des alimentations complémentaires de secours CACS,
- Composante regroupement CR,
- Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés CDPP.

4.2. Prestations techniques exécutées par le GRD / GRT selon catalogue des prestations en € HT (détailler les différentes prestations et les coûts correspondants)

4.3. Total utilisation des réseaux publics d'électricité en € HT (4.3) = (4.1) + (4.2)

5) Taxes et contributions (HT)

5.1. Accise sur l'Électricité en € HT

5.2. Contribution au tarif d'acheminement (CTA) en € HT

5.3. Total taxes et contributions en € HT (5.3) = (5.1) + (5.2)

6) Total hors TVA (6) = (1) + (2) + (3) + (4) + (5)

7) TVA

8) Total TTC (8) = (6) + (7)

4.12.5 Transmission dématérialisée des factures

La transmission des factures s'effectue par voie dématérialisée.

Le titulaire a le choix entre plusieurs modes de transmission des factures :

1) **Mode portail :**

Utiliser le portail Chorus Pro accessible par internet en se connectant à l'URL <https://chorus-pro.gouv.fr> aux fins de, soit :

- déposer ses factures sur le portail ;
- saisir directement ses factures ;

2) **Mode service ou API (Application Programming Interface)**

Chorus Pro offre l'ensemble de ses fonctionnalités sous forme de services intégrés dans un portail tiers. L'émetteur de facture s'identifie via les API, et accède à l'ensemble des services de Chorus Pro comme par exemple le dépôt ou saisie de factures, le suivi du traitement des factures, l'adjonction et téléchargement de pièces complémentaires, etc.

3) **Mode EDI (Echange de données informatisées)**

Envoyer ses factures par raccordement direct à la solution mutualisée ou à partir d'un système tiers par transfert de fichier.

Chorus Pro permet des échanges d'informations par flux issus des systèmes d'information des fournisseurs. L'émetteur de facture adresse ses flux soit directement à Chorus pro soit par l'intermédiaire d'un opérateur de dématérialisation

Le titulaire trouvera également sur le portail <https://chorus-pro.gouv.fr/> les préalables techniques et réglementaires pour connaître les conditions techniques (guide utilisateurs du portail, kit de raccordement technique et spécifications du format normalisé d'échange) et réglementaires dans lesquelles s'opère la dématérialisation des factures, ainsi qu'un lien pour prendre contact en vue de tout renseignement complémentaire.

4.13 PILOTAGE

Le(s) titulaire(s) transmet(tent) à l'acheteur sur demande un état de l'activité liée au présent accord-cadre en cas d'attribution d'un marché subséquent (volumes mensuels / annuels réellement consommés, suivi de la flexibilité, suivi des demandes des bénéficiaires, exécution financière, ...).

Des réunions peuvent par ailleurs être programmées à la demande de l'acheteur ou du titulaire du marché afin d'aborder des sujets nécessaires à la bonne exécution du marché subséquent (évolutions réglementaires, litiges, ...).

4.14 EXIGENCES RELATIVES AUX PRESTATIONS

Le titulaire est responsable de tout élément qui lui est confié. Il ne peut en disposer qu'aux fins prévues par l'accord-cadre.

4.15 CLAUSE SOCIALE

Le présent marché public ne comprend pas de considération relative au domaine social ou à l'emploi.

4.16 CLAUSE ENVIRONNEMENTALE :

Dans une volonté de protection de l'environnement, il est fait application de l'article L.2112-2 du code de la commande publique, en prévoyant des conditions d'exécution des prestations comportant des éléments à caractère environnemental.

L'acheteur prévoit dans ce cadre qu'au moins 10 % de l'électricité fournie doivent être produits à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou par cogénération à haut rendement, telles que définies dans les directives 2009/28/CE et 2004/8/CE.

L'acheteur a la possibilité de revoir à la hausse ce % minimum de recours à de l'électricité produite à partir d'actifs de production renouvelables au stade des marchés subséquents. Il précise ainsi dans les conditions particulières du marché subséquent le % d'énergie verte à prendre en compte dans la fourniture d'électricité.

L'origine renouvelable de l'électricité est certifiée via le mécanisme des garanties d'origine visé aux articles L314-14 et suivants du code de l'énergie.

Le titulaire fait son affaire de la gestion des garanties d'origine qu'il s'engage à obtenir dans les proportions mentionnées dans les conditions particulières du marché subséquent.

Au plus tard avant l'expiration du premier trimestre suivant la fin de chaque année de livraison, sur la durée du marché subséquent, le titulaire :

- Transmet à l'acheteur un document de synthèse permettant d'attester, a minima à la maille du marché subséquent, l'origine renouvelable de la fourniture dans les proportions prévues aux conditions particulières du marché subséquent.

Ce document comprend a minima, pour les consommations réalisées sur la période considérée :

- Les numéros d'identification des garanties d'origine, délivrés par le registre des garanties d'origine, associées aux consommations réalisées ;

- La localisation de chaque installation dont est issue l'énergie (pays d'émission et nom de l'installation a minima) ;
 - Le type d'énergie ayant donné lieu à l'émission des garanties d'origine (hydraulique, éolien, photovoltaïque, ...).
- Communiquer à l'acheteur un bilan environnemental annuel des consommations réalisées précisant notamment le mix énergétique dont sont issues les garanties d'origine annulées sur l'année dans le cadre de chaque marché subséquent, et le calcul des émissions de gaz à effet de serre associées aux consommations réalisées (chaque candidat explicitant les modalités de calcul dans le cadre de réponse remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre).
- Le bilan comporte *a minima* l'ensemble des informations et indicateurs environnementaux indiqués par le titulaire dans le cadre de réponse remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre.

4.17 BILAN DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE (BEGES)

En application de la circulaire n° 6425-SG du 21 novembre 2023 relative à l'engagement pour la transformation écologique de l'État, il est exigé des titulaires soumis à l'article L.229-25 du code de l'environnement, de communiquer à l'acheteur leur BEGES et le plan de transition associé dans un délai maximum de six (6) mois après notification du marché. Le BEGES doit couvrir toute la durée d'exécution du marché.

Pour les sous-traitants qui sont eux-mêmes soumis à l'article L.229-25 du code de l'environnement, la communication du BEGES et du plan de transition associé intervient dans le même délai que pour le titulaire, si la déclaration de sous-traitance intervient au moment du dépôt de l'offre. Si la déclaration de sous-traitance intervient après la notification du marché, alors il doit communiquer le BEGES et le plan de transition associé dans un délai maximum de 6 mois à compter de l'acceptation du sous-traitant constatée dans les conditions prévues à l'article R.2193-4 du code de la commande publique

Si le BEGES communiqué après notification du marché arrive à échéance durant l'exécution du marché, un nouveau BEGES (et le plan de transition associé) est transmis par le titulaire à l'acheteur, au plus tard six (6) mois après la date d'expiration du BEGES initial.

La communication du BEGES doit impérativement être effectuée en utilisant le site internet de l'ADEME (<https://bilans-ges.ademe.fr/>), conformément à l'article L. 229-25 du code de l'environnement et à l'arrêté du 25 janvier 2016 relatif à la plate-forme informatique pour la transmission des bilans d'émission de gaz à effet de serre.

Les plans de transition sont communiqués sur cette même page. ; Toutefois, les titulaires (et les sous-traitants) lorsqu'ils transmettent les informations relatives au plan de transition, peuvent renvoyer vers la section de leur rapport de gestion ou de leur rapport sur la gestion du groupe prévue aux articles L. 232-6-3 et L. 233-28-4 du code de commerce, selon le cas, sous réserve que ce plan soit facilement identifiable et comprenne les descriptions mentionnées à l'alinéa précédent spécifiques aux activités exercées sur le territoire national.

4.18 PENALITES

Tout manquement du titulaire à ses obligations peut donner lieu à pénalité.

Par dérogation au CCAG de référence, les pénalités sont applicables par les bénéficiaires de plein droit, sans mise en demeure préalable, sauf stipulation expresse contraire.

Les pénalités ne présentent aucun caractère libératoire. Le titulaire est donc intégralement redevable de ses obligations contractuelles et notamment des prestations dont l'inexécution a donné lieu à l'application de pénalités. Il ne saurait se considérer comme libéré de son obligation, du fait du paiement desdites pénalités.

L'application de pénalités est effectuée sans préjudice de la faculté de la personne publique de prononcer toute autre sanction contractuelle et notamment de faire réaliser tout ou partie de l'accord-cadre aux frais et risques du titulaire.

4.18.1 Pénalités liées à l'exécution des prestations

Les pénalités prévues ci-après dérogent à l'article 14 du CCAG-FCS.

4.18.1.1 Pénalités et compensations pour retard de rattachement d'un point de livraison

Par dérogation au CCAG de référence, sur décision expresse du bénéficiaire, et sans mise en demeure préalable, des pénalités sont appliquées au titulaire en cas de non-respect des délais indiqués dans son offre concernant le rattachement d'un point de livraison à son périmètre.

En phase de déploiement initial correspondant aux opérations préalables au début de fourniture (Cf Art. 4.6.1), une pénalité peut être appliquée à compter du quinzième jour (pour tenir compte du délai de relève du GRD) suivant la date initialement prévue de fourniture d'électricité. Pour les points de livraison intégrés en cours d'exécution de marché, cette pénalité peut être appliquée dès le 1er jour suivant la date initialement prévue, sous réserve d'un préavis minimum de 15 jours de la part du bénéficiaire.

Le montant de cette pénalité vient en déduction du montant de la première facture correspondant au point de livraison concerné.

Elle peut être appliquée par le bénéficiaire qui a passé le bon de commande pour la fourniture d'électricité.

Cette pénalité est de :

- Lot E1 : 200 € par jour de retard et par site (cas des sites C1 et C2).
- Lot E2 : 10 € par jour de retard et par site (cas des sites C4),
- Lot E3 : 1 € par jour de retard et par site (cas des sites C5),
- Lot E4 : montants mentionnés ci-dessus en fonction du segment de consommation du site concerné (C1/C2/C3/C4 ou C5)

Les pénalités pour retard commencent à courir, le lendemain du jour où le préavis est expiré. Pour les sites C1, C2, et C3 (ELD), elles s'appliquent après échange préalable entre le titulaire du marché subséquent et le bénéficiaire.

Par ailleurs, le titulaire du marché subséquent procède au remboursement des éventuels surcoûts de fourniture et d'acheminement supportés par le client lié à l'application différée du prix qui aurait dû être appliqué dans le cadre du marché subséquent passé avec le titulaire. Le bénéficiaire apporte alors la justification du surcoût qu'il a dû supporter du fait du manquement du titulaire au-delà de 15 jours de retard.

4.18.1.2 Pénalités pour erreur de facturation imputables au titulaire

Une pénalité pour erreur de facturation peut être appliquée au titulaire du marché subséquent, notamment dans les cas suivants :

- Mauvaise prise en compte des données contractuelles (ex : prix facturé erroné par rapport à celui figurant au bordereau des prix facturés, mauvaise application du TURPE, des taxes et contributions),
- Application induite de pénalités pour retard, contrairement aux stipulations de l'article 14 du CCAG-FCS ci-dessus (le règlement des intérêts moratoires et de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement est en effet à l'initiative du comptable public et non du titulaire),
- Erreur relative à l'adresse de facturation,
- Erreur des mentions réglementaires et contractuelles nécessaires pour le traitement de la facture (numéro d'engagement juridique et code exécutant pour les ministères notamment),
- Facture ne faisant pas apparaître distinctement les prix facturés de l'énergie, des coûts de capacité, de l'acheminement, des interventions du gestionnaire de réseau de distribution faites à la demande du bénéficiaire et dont le tarif est issu du catalogue des prestations, les montants concernés par le remboursement d'indus dans le cadre de la mise en place du service fait présumé, le cas échéant.
- Facturation des consommations estimées par le titulaire, non motivée au regard des dispositions prévues à l'article 4.12.1 du présent CCP.

Cette pénalité ne peut s'appliquer qu'après mise en demeure effectuée par le bénéficiaire pour remédier au dysfonctionnement constaté. La mise en demeure est réalisée sur simple courriel ; elle prévoit un délai raisonnable de mise en conformité de la facture par le titulaire, et qui ne peut en aucun cas excéder deux mois avant application des pénalités.

Elle n'est exigible que dans le cas où le bénéficiaire peut apporter la preuve que le titulaire du marché subséquent s'est bien vu délivrer, dans les délais prévus au marché subséquent, les éléments techniques et administratifs nécessaires contenus dans le tableau valant bon de commande permettant la facturation.

L'erreur de facturation n'est pas imputable au titulaire du marché subséquent quand celui-ci s'est vu remettre des données erronées par le bénéficiaire. En cas d'envois successifs (ex : versions successives du tableau valant bon de commande, courriel au service client indiquant des données manquantes, etc.), le dernier envoi fait foi.

Le montant de cette pénalité vient en déduction du montant de la facture.

La pénalité encourue par facture erronée est de :

- Lot E1 : 50 €/PDL
- Lot E2 : 10 €/PDL
- Lot E3 : 1 €/PDL
- Lot E4 : C1/C2/C3 : 50 €/PDL, C4 : 10€/PDL, C5 : 1€ / PDL

4.18.1.3 Pénalités pour retard de facturation imputables au titulaire

Une pénalité pour retard de facturation peut être appliquée par le bénéficiaire au titulaire du marché subséquent si la responsabilité de ce retard lui est imputable.

La pénalité par mois et par PDL est de :

- Lot E1 : 50 €
- Lot E2 : 10 €
- Lot E3 : 1 €
- Lot E4 : C1/C2/C3 : 50 €, C4 : 10€, C5 : 1€

Si l'on pose que le dernier mois de consommation est le mois M, le mois de transmission normale des factures M+1, alors la pénalité s'applique au 10^{ème} jour du mois suivant (M+2). Cette pénalité s'applique, sans qu'il ne soit besoin de procéder à une mise en demeure.

4.18.1.4 Pénalités pour non mise à jour ou indisponibilité des outils (espace client en ligne)

Une pénalité pour indisponibilité ou absence de mise à jour des outils en ligne peut être appliquée au titulaire du marché subséquent par l'acheteur, sans mise en demeure préalable. La pénalité encourue est de 1 € par jour et par point de livraison au-delà de 30 jours d'indisponibilité ou d'absence de mise à jour de l'outil. La mise à jour concerne le périmètre suivant les points de livraison récemment rattachés ou supprimés, ainsi que les données de consommation.

Le montant de cette pénalité vient en déduction du montant de la facture suivant le jour de remise en service de l'espace-client en ligne.

4.18.1.5 Pénalité pour manquement aux obligations associées à la protection des données à caractère personnel

En cas de méconnaissance de la réglementation liée à la protection des données à caractère personnel et des stipulations du présent document en la matière, les pénalités suivantes seront appliquées par l'acheteur :

- Pénalité forfaitaire de 50 euros par jour de retard pour non transmission du nom et des coordonnées du DPD du titulaire,

- Pénalité forfaitaire de 50 euros par heure de retard en cas d'absence de notification à l'acheteur d'une violation de données à caractère personnelle
- Pénalité forfaitaire de 10 000 euros pour méconnaissance d'une des obligations prévues par la réglementation.

4.18.1.6 Pénalité pour manquement aux autres obligations contractuelles du titulaire

Tout manquement du titulaire à ses obligations contractuelles peut donner lieu à pénalité. Lorsqu'aucune des pénalités spécifiques prévues ci-avant n'est applicable, l'acheteur peut, après mise en demeure du titulaire de respecter ses obligations contractuelles restée infructueuse, appliquer une pénalité de 100 euros par jour de retard constaté.

Cette pénalité est notamment applicable en cas de méconnaissance :

- De l'obligation de suivi de la flexibilité prévu à l'article 4.5.5
- Des obligations nécessaires pour mener à bien les opérations préalables à la fourniture, telles que prévues à l'article 4.6, notamment en cas de défaut de désignation du responsable chargé d'être l'interlocuteur des bénéficiaires ou d'absence à une réunion de déploiement ;
- De l'obligation de transmettre des bilans d'activités au titre du pilotage de l'accord-cadre, tel que prévu à l'article 4.13 ;
- Des obligations prévues par la clause environnementale faisant l'objet de l'article 4.16 ;
- L'obligation de communication à l'acheteur du BEGES et du plan de transition prévue à l'article 4.17 ;
- De l'obligation d'information prévue à l'article 5.8 ;
- De l'obligation de confidentialité prévue à l'article 5.9 ;
- Des obligations d'alerte et de suivi du volume de l'accord-cadre prévues à l'article 5.14 ;
- De l'obligation de mise à disposition de l'outil de suivi en ligne prévu à l'article 6.1.1 ;
- Des obligations prévues au titre des réunions de déploiement et de bilan prévues à l'article 6.2 ;
- Des obligations prévues au titre de la relation client par l'article 6.3 ;
- De l'obligation de transmission de l'étude d'optimisation tarifaire du TURPE prévue à l'article 6.4.

4.18.2 Plafonnement des pénalités

Par dérogation au CCAG de référence, le montant total des pénalités encourues est plafonné à **0,25 %** du montant estimé du marché subséquent en cause dans la limite de 0,60 €/MWh.

4.18.3 Seuil d'exonération des pénalités

Conformément au CCAG de référence, le seuil d'exonération des pénalités de retard est fixé à 1000 euros HT pour chaque lot de l'accord-cadre.

4.19 REGIME FINANCIER

4.19.1 Avance

Le taux de l'avance est de 5% ou, le cas échéant, de 20 % pour les petites et moyennes entreprises. Ce taux est calculé selon les modalités de l'article R. 2191-6 et suivants du code de la commande publique.

Le montant de l'avance ne peut être affecté par la mise en œuvre d'une clause de variation de prix.

Le délai de versement de l'avance court à compter de l'émission du bon de commande.

Le remboursement de l'avance est effectué selon les modalités des articles R.2191-11 et suivants du code de la commande publique.

4.19.2 Modalités financières

4.19.2.1 Répartition des paiements

Mise en œuvre du service fait présumé (SFp)

Le présent accord-cadre met en œuvre la procédure de service fait présumé. Dans le respect des dispositions de l'article 31 du décret n° 2012-1246 modifié du 7 novembre 2012 relatif à la gestion budgétaire et comptable publique, la conformité à l'engagement juridique de la livraison ou de la prestation peut être présumée au regard de la nature de la dépense ou de l'évaluation des risques résultant notamment des dispositifs de contrôles internes du bénéficiaire.

Cette procédure permet lors de la liquidation de la facture de présumer la conformité qualitative et quantitative de la livraison ou de la prestation à l'engagement juridique.

La procédure de service fait présumé est juridiquement distincte de la procédure de constatation de l'exécution des prestations opérée par les services du bénéficiaire et le titulaire du marché. Par conséquent, elle est sans incidence sur les stipulations contractuelles relatives à l'admission ou la réception des prestations telles qu'elles sont prévues au présent marché.»

Procédure de trop perçu en cas de recours à la procédure de service fait présumé

Si postérieurement au paiement il est constaté que des sommes ont été payées indûment, le titulaire doit, après demande écrite du bénéficiaire, procéder sans délai au remboursement des sommes concernées par précompte sur les factures à venir. Les montants concernés figurent expressément dans le détail de facturation.

Par exception, en cas d'impossibilité pour le titulaire de procéder au remboursement dans les conditions évoquées ci-dessus, une facture d'avoir correspondant au montant perçu indûment est transmise au bénéficiaire.

Lorsque la procédure de remboursement prévue plus haut ne peut être mise en œuvre, le bénéficiaire émet un ordre de recouvrer à l'encontre du titulaire, conformément à l'article 11 du décret n° 2012-1246 du 7 novembre 2012 modifié relatif à la gestion budgétaire et comptable publique.

Réversibilité du recours au service fait présumé

Le bénéficiaire peut suspendre la procédure de service fait présumé pour un, plusieurs, voire l'ensemble des bons de commandes.

4.19.2.2 Retenue de garantie et cautionnement

Il n'est pas pratiqué de retenue de garantie.

4.19.2.3 Intérêts moratoires

Les sommes dues sont payées conformément aux dispositions de l'article L.2192-10 du code de la commande publique.

Le délai de paiement est fixé à 30 jours. La date de début du délai est déterminée selon les modalités de l'article R.2191-12 et suivants du code de la commande publique.

Lorsque les sommes dues en principal ne sont pas mises en paiement à l'expiration du délai de paiement, le titulaire a droit, sans qu'il ait à les demander, au versement des intérêts moratoires et de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement prévus aux articles L.2192-12 et suivants et R.2192-31 à R.2192-36 du code de la commande publique.

Le taux des intérêts moratoires est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque centrale européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes, en vigueur au premier jour du semestre de l'année civile au cours duquel les intérêts moratoires ont commencé à courir, majoré de huit points de pourcentage. Ils courent à l'expiration du délai de paiement jusqu'à la date de mise en paiement du principal incluse et sont calculés sur le montant total du paiement toutes taxes comprises, diminué des éventuelles retenues de garantie, clauses d'actualisation, de révision et des pénalités.

Le montant de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement est fixé à 40 euros.

Les intérêts moratoires et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement sont payés dans un délai de quarante-cinq jours suivant la mise en paiement du principal.

4.19.2.4 Modalités de facturation

Le paiement est effectué sur demande de paiement émise par le titulaire.

Pour le lot E1, la facture est établie sur la base des relevés transmis par le gestionnaire de réseau au titulaire en début de mois.

Pour le lot E2, la facture est établie sur la base des relevés faits mensuellement suivant la date du GRD.

Pour le lot E3, la relève est faite suivant périodicité définie par le GRD, sauf en cas de mise en place d'un compteur communicant. La facture est mensuelle en cas de compteur communicant et bimestrielle dans les autres cas.

Pour le lot E4, la relève est faite suivant périodicité définie par le GRD pour chaque segment de consommation C1, C2, C3, C4 et C5. La facture est établie mensuellement pour les C1, C2, C3 et C4, et peut être bimestrielle pour les C5.

Dans le cas d'un marché subséquent en formule de prix « blocs + spot », le titulaire doit récupérer auprès du gestionnaire de réseaux les flux de consommations de tous les points de livraison au périmètre dudit marché subséquent pour pouvoir facturer.

Toutefois, dans le cas où les données de consommations ne sont pas disponibles pour tous les sites d'un marché subséquent, le titulaire peut facturer en prenant en compte les consommations estimées des points de livraison pour lesquels le gestionnaire de réseaux n'a pas communiqué de flux. La périodicité et les modalités de la régularisation des factures émises sur la base de consommations estimées sont précisées dans les conditions particulières du marché subséquent

Les modalités de facturation sont conformes aux stipulations prévues ci-dessus ainsi qu'aux engagements du titulaire figurant dans le cadre de réponse remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre.

Le paiement est effectué par virement au compte du titulaire, sauf pour les établissements publics qui souhaitent le prélèvement automatique.

4.19.2.5 Monnaie

L'unité monétaire qui s'applique est l'Euro.

ARTICLE 5 DISPOSITIONS DIVERSES COMMUNES A L'ACCORD-CADRE ET AUX MARCHES SUBSEQUENTS

5.1 REPRESENTATION DE L'ACHETEUR

5.1.1 Au niveau de l'accord-cadre

L'interlocuteur désigné par l'acheteur est chargé du suivi de l'exécution des prestations. Il est désigné lors de la notification de l'accord-cadre.

5.1.2 Au niveau du marché subséquent

Les bénéficiaires désignent, lors de l'émission du bon de commande, la personne chargée de l'exécution et du suivi administratif du marché ainsi que des aspects techniques.

5.2 REPRESENTATION DU TITULAIRE

5.2.1 Au niveau de l'accord-cadre

Le titulaire désigne un ou plusieurs interlocuteurs, habilités à le représenter auprès de l'acheteur, pour les besoins de l'exécution de l'accord-cadre.

Par dérogation au CCAG de référence, cet ou ces interlocuteurs sont désignés dans l'offre du titulaire.

5.2.2 Au niveau du marché subséquent

Par dérogation au CCAG de référence, le titulaire du marché subséquent désigne, dans les 7 jours ouvrés qui suivent la notification du marché subséquent, le responsable / le service chargé d'être l'interlocuteur des bénéficiaires pour toute question se rapportant à l'exécution du marché subséquent.

Le titulaire s'engage à informer, sans délai, l'acheteur et les bénéficiaires de toute modification d'interlocuteur désigné.

5.3 FORME DES NOTIFICATIONS ET INFORMATIONS

L'acheteur notifie au titulaire les décisions ou informations qui font courir un délai, par tout moyen dématérialisé (profil acheteur PLACE ou adresse électronique mentionnée dans les conditions particulières du marché subséquent) permettant de déterminer de façon certaine la date et, le cas échéant, l'heure de sa réception.

Les échanges dématérialisés autres que ceux faisant courir un délai s'effectuent par messagerie électronique.

5.4 TRAITEMENT DES DONNEES A CARACTERE PERSONNEL

Pour l'exécution de l'accord-cadre, en cas de traitement de données à caractère personnel, le titulaire, et le cas échéant ses sous-traitants, est tenu au respect de la réglementation en vigueur applicable au traitement de données à caractère personnel et, notamment le règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (ci-après, «règlement général sur la protection des données » ou RGPD) et la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

Le cas échéant, le titulaire apporte à l'acheteur, avant la mise en application du traitement, des garanties suffisantes quant à la mise en œuvre de mesures techniques et organisationnelles appropriées de manière à ce que le traitement réponde aux exigences du règlement européen et garantisse la protection des droits des

personnes concernées. Il communique notamment à l'acheteur l'identité et les coordonnées (téléphone et mail) de son délégué à la protection des données (DPD).

5.5 AUTRES OBLIGATIONS ADMINISTRATIVES

Le titulaire met à disposition tous les six mois, à partir de la notification, jusqu'à la fin de l'exécution, les pièces prévues aux articles D.8222-5 ou D.8222-7 ou D.8254-2 à D.8254-5 du code du travail.

Ces documents sont transmis par l'acheteur sur la plate-forme en ligne, mise à disposition gratuitement, à l'adresse suivante : <https://www.e-attestations.com/>

Si le titulaire, et le cas échéant ses sous-traitants, recourent à des salariés détachés, il doit produire, préalablement au début du détachement, les documents justifiant de la régularité de ses obligations au regard de l'article L.1262-2-1 du code du travail.

5.6 ACCES AUX SITES

Sans objet.

5.7 OBLIGATIONS DE CONSEIL

Le titulaire a un devoir de conseil (ou d'alerte) permanent, notamment s'il se rend compte, lors de ses interventions, de dérèglements, dysfonctionnements, dangers potentiels au titre de ses prestations.

Ce devoir de conseil est formel et fondé sur la production d'un rapport qui décrit les risques et menaces et propose des actions pour les réduire.

5.8 OBLIGATION D'INFORMATION

Le titulaire est tenu de signaler à l'acheteur tous les éléments qui lui paraissent de nature à compromettre la bonne exécution de la prestation.

Plus généralement, le titulaire est tenu de notifier sans délai à l'acheteur toutes les modifications importantes de fonctionnement concernant le titulaire et pouvant influencer sur le déroulement du marché.

En outre, le titulaire est tenu d'informer l'acheteur sans délai en cas de perte de l'autorisation de fourniture d'électricité, prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie.

En cas de manquement à cette obligation d'information, l'acheteur ne saurait être tenu pour responsable des conséquences pouvant en découler, et notamment des retards de paiement.

Tout au long de l'exécution de l'accord-cadre, le titulaire est tenu de déclarer sans délai à l'acheteur toute situation de nature à constituer un conflit d'intérêts.

5.9 OBLIGATION DE CONFIDENTIALITE

Le titulaire s'engage à mettre en œuvre les moyens appropriés afin de garder confidentiels les informations, les documents et les objets auxquels il aura eu accès lors de l'exécution de l'accord-cadre, sans qu'il soit besoin d'en expliciter systématiquement le caractère confidentiel. Ces informations, documents ou objets ne peuvent être, sans autorisation expresse de l'acheteur, divulgués, publiés, communiqués à des tiers ou être utilisés directement par le titulaire, hors de l'accord-cadre ou à l'issue de son exécution.

Le titulaire s'engage à faire respecter ces obligations à l'ensemble de son personnel, le cas échéant à ses sous-traitants et fournisseurs.

L'acheteur peut demander, à tout moment, au titulaire, de lui retourner les éléments ou supports d'informations confidentielles qui lui auraient été fournis, sans en conserver aucune copie ni trace.

La violation de l'obligation de confidentialité par le titulaire pourra entraîner la résiliation de l'accord-cadre aux torts du titulaire.

Le titulaire ne peut divulguer les données et informations couvertes par le secret des affaires dont il aurait connaissance pendant la durée d'exécution de l'accord-cadre. Dans l'hypothèse où il aurait connaissance de telles informations, il s'engage à mettre en œuvre l'ensemble des moyens nécessaires afin de réduire les risques de divulgation, notamment au moyen d'engagements de confidentialité individuels, de cloisonnement organisationnel et de paramétrage des droits d'accès. Cette interdiction ne prend pas fin à l'issue de l'accord-cadre.

Le titulaire consent, en application de l'article L. 151-5 du code de commerce, à ce que tous les documents de son offre et ceux liés à l'exécution de l'accord-cadre puissent être divulgués par l'acheteur à un tiers, à la condition que cette divulgation s'avère nécessaire, notamment pour les besoins d'une mission de conseil ou d'assistance à maîtrise d'ouvrage, de contrôle des prestations réalisées ou en cas de passation d'un accord-cadre de substitution.

L'acheteur s'engage, le cas échéant, à obtenir de ce tiers toutes les assurances nécessaires quant à la mise en œuvre par ce dernier et ses éventuels sous-traitants de mesures effectives de protection des informations couvertes par le secret des affaires.

L'acheteur informe le titulaire par écrit 15 jours avant de divulguer de telles informations, en précisant le motif, la durée ainsi que les informations et documents concernés.

5.10 RESPONSABILITE DU TITULAIRE

Le titulaire est tenu de mettre en œuvre, dans le cadre des missions qui lui sont confiées, tous les procédés et moyens lui permettant de réaliser les prestations conformément aux spécifications du cahier des charges. Pour les prestations qui lui incombent, le titulaire doit strictement respecter les délais, les coûts et les niveaux de qualité prévus dans les documents contractuels régissant le marché. Les prestations devront être conformes aux prescriptions de l'ensemble des normes homologuées ou à toute norme européenne équivalente. Cette disposition vaut non seulement pour les normes en vigueur au jour de la passation du marché mais également pour toutes les nouvelles normes qui deviendraient effectives en cours d'exécution du marché.

5.11 LANGUE

Tous les documents écrits remis par le titulaire doivent être rédigés en langue française.

Dans le cas où le titulaire ne peut délivrer un document en langue française, il devra fournir, à sa charge, ce document accompagné d'une traduction en français.

De plus, l'ensemble des communications écrites ou orales durant la phase d'exécution s'effectuera en français.

5.12 SOUS-TRAITANCE

L'acceptation des sous-traitants et l'agrément de leurs conditions de paiement sont soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur.

La sous-traitance totale des prestations est interdite.

Dans le cas où la demande est présentée en cours d'exécution du contrat, afin d'obtenir l'acceptation et l'agrément due l'acheteur, le titulaire doit présenter son sous-traitant par le biais de l'acte spécial de sous-traitance, dont les formalités sont comprises dans le formulaire DC4 ou équivalent (téléchargeable sur <https://www.economie.gouv.fr/daj/formulaires-declaration-du-candidat-et> https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/daj/marches_publics/formulaires/DC/imprimés_dc/DC4-2019.doc

La demande est remise contre récépissé à l'acheteur ou adressée par lettre recommandée, avec demande d'avis de réception,

Cet acte mentionne : la nature des prestations sous-traitées envisagée, le nom, la raison ou la dénomination sociale et l'adresse du sous-traitant, le pourcentage maximum du montant d'un bon de commande à verser par paiement direct au sous-traitant, les conditions de paiement prévues et le cas échéant les modalités de variation de prix, les capacités financières et professionnelles du sous-traitant.

L'acheteur doit accepter ou refuser le sous-traitant et agréer ses conditions de paiement préalablement à l'intervention du sous-traitant. Passé un délai de 21 jours à compter de la remise du DC4 et, le cas échéant, de la remise de l'exemplaire unique pour nantissement (ou du certificat de cessibilité) il est réputé avoir accepté le sous-traitant et agréé les conditions de paiement.

En application des dispositions de l'article L.2193-7 du code de la commande publique, le titulaire communique le ou les contrats de sous-traitance à l'acheteur lorsque ce dernier lui en fait la demande sous 15 jours dès réception de la demande.

A défaut de l'avoir produit, le titulaire encourt une pénalité en application des modalités prévues par le CCAG de référence.

5.13 MODIFICATIONS DE L'ACCORD-CADRE

Toutes les modifications qui pourraient être apportées, par avenant, aux clauses du présent document s'appliquent aux marchés subséquents pour lesquels une consultation est lancée après la date de notification de l'avenant.

5.14 SUIVI DU VOLUME DE L'ACCORD-CADRE

Afin de permettre à l'acheteur de suivre l'exécution du présent accord-cadre, tout titulaire ayant obtenu l'attribution d'au moins un marché subséquent est tenu de :

- Produire pour chaque marché subséquent un état mensuel de la consommation, tous bénéficiaires confondus, comprenant le détail des consommations de l'ensemble des points de livraison intégrés au périmètre du marché subséquent (points de livraison faisant partie de la liste initiale, auxquels s'ajoutent les entrées de sites et se retranchent les sites détachés) ;
- Produire un état de la consommation à date, à la demande de l'acheteur, dans un délai maximal de **15** jours à compter de cette demande ;
- Alerter l'acheteur lorsque les consommations atteignent **90** % de la quantité maximale prévue par l'acheteur pour chaque lot de l'accord-cadre.

Tout au long de l'exécution de l'accord-cadre et en référence aux obligations précisées ci-dessus,

L'acheteur :

- Veille au respect de la fréquence de transmission des informations par le titulaire ;
- Est particulièrement attentif à la qualité, à la transparence et à la fiabilité des informations communiquées.

Le titulaire :

- S'engage à respecter sans réserve les obligations de transmission d'informations telles que précisées dans la présente clause (notamment la nature des informations à transmettre et la fréquence de transmission) ;
- S'engage sans réserve à participer aux réunions de suivi que l'acheteur organise.

5.15 TRANSFERT DES PRISES DE POSITION EN CAS DE RESILIATION D'UN MARCHÉ SUBSEQUENT

En cas de résiliation, sur demande et au choix de l'acheteur, le titulaire doit :

- Soit reverser aux bénéficiaires au prorata des volumes de consommations prévisionnels, soit par précompte sur une ligne dédiée de la dernière facture, soit à réception d'un titre de perception, le montant financier issu de l'opération de revente sur le marché des prises de position réalisées par le titulaire à la demande de l'acheteur et n'ayant pas donné lieu à fourniture d'énergie au jour de la résiliation ;
- Soit transférer les prises de position réalisées à la demande de l'acheteur et n'ayant pas encore donné lieu à fourniture d'énergie au titulaire du marché de substitution conclu par l'acheteur pour permettre la fourniture en énergie des PDL qui relevaient du MS résilié. Ce transfert doit permettre à l'acheteur de bénéficier des prises de position réalisées mais correspondant à des volumes non encore livrés. Le titulaire conclut à cet effet une convention avec le tiers désigné en remplacement permettant de transférer les volumes concernés par les opérations de couverture réalisées dans les conditions économiques prévues lors des opérations de couverture.

La convention est transmise à l'acheteur pour information à sa demande.

Le tiers désigné, en tant que titulaire du présent accord-cadre et titulaire du marché subséquent de substitution, a l'obligation contractuelle de conclure cette convention avec le titulaire.

5.16 INDEMNISATION DES SURCOUTS EN CAS DE CIRCONSTANCE IMPREVUE

Lorsque des circonstances imprévisibles et extérieures aux parties surviennent en cours d'exécution, les parties peuvent convenir d'une modification des clauses financières, si celle-ci est nécessaire à la poursuite de l'exécution d'un marché subséquent, dans les conditions prévues à l'article R.2194-5 du CCP. Une telle modification n'est qu'une faculté pour l'acheteur.

S'il envisage de modifier le contrat pour tenir compte des surcoûts engendrés par les circonstances imprévisibles, l'acheteur se fonde sur les justifications précises écrites que lui apporte le titulaire.

Seules peuvent être prises en compte les circonstances produisant un effet réel et certain sur l'exécution du marché subséquent, la présente clause n'ayant pas pour objet de compenser des surcoûts dont la survenance n'est qu'hypothétique.

A l'appui de toute demande tendant à la modification des conditions financières du marché subséquent, le titulaire doit :

- Adresser un mémoire en réclamation à l'acheteur démontrant l'existence d'une circonstance imprévisible au sens de l'article R.2194-5 du CCP ;
- Fournir tout document de nature financière, comptable ou contractuelle attestant de la réalité et de l'étendue des surcoûts supportés depuis la survenance de l'évènement imprévisible, pour l'exécution du marché subséquent.

L'acheteur vérifie la réalité et la sincérité de ces documents et décide de la suite à donner à la demande du titulaire.

En cas d'acceptation de la demande par l'acheteur, les modifications temporaires apportées aux prix ou aux clauses d'évolution des prix, font l'objet d'un avenant signé par les deux parties. Ces modifications peuvent notamment conduire à l'application immédiate ou différée d'un nouveau bordereau des prix facturés de l'énergie.

La durée de cet avenant est strictement limitée à la durée des circonstances imprévisibles. Celle-ci peut éventuellement être prolongée dans les conditions définies dans l'avenant.

L'avenant conclu sur le fondement du présent article précise, via une clause de rendez-vous, les conditions dans lesquelles, en fin d'exécution du marché, l'acheteur et le titulaire déterminent le montant définitif de la compensation accordée au titulaire, ne pouvant en tout état de cause excéder les surcoûts anormaux

réellement subis par lui. Un remboursement par le titulaire des éventuels surplus de compensation consentie par l'acheteur est obligatoirement prévu dans l'avenant

5.17 CESSION ET NANTISSEMENT DE CREANCE

Le marché peut être cédé ou nanti dans les conditions prévues aux articles R.2191-46 et suivants du code de la commande publique. L'acheteur remet, sur demande du titulaire ou d'un co-traitant :

- Une copie de l'original du marché revêtue d'une mention dûment signée indiquant que cette pièce est délivrée en unique exemplaire en vue de permettre la cession ou le nantissement des créances résultant du marché.
- Ou un certificat de cessibilité conforme à un modèle et dématérialisé selon des modalités définies par un arrêté du ministre chargé de l'économie figurant en annexe du présent code

Un bon de commande passé en application d'un marché subséquent peut également être cédé ou nanti dans les conditions prévues aux articles R.2191-46 et suivants du code de la commande publique. Il est remis, sur demande du titulaire, d'un co-traitant ou d'un sous-traitant :

- Une copie de l'original du bon de commande revêtue d'une mention dûment signée indiquant que cette pièce est délivrée en unique exemplaire en vue de permettre la cession ou le nantissement des créances résultant du bon de commande.
- Ou un certificat de cessibilité conforme à un modèle et dématérialisé selon des modalités définies par un arrêté du ministre chargé de l'économie figurant en annexe du présent code.

5.18 ASSURANCES

Le titulaire assume la responsabilité de l'exécution des prestations. Dans un délai de quinze jours à compter de la notification des marchés et avant tout commencement d'exécution, le titulaire devra justifier être titulaire d'une police d'assurances.

Il est responsable des dommages que l'exécution des prestations peut engendrer : à son personnel, aux agents de l'acheteur ou à des tiers ; à ses biens, aux biens appartenant à l'acheteur ou à des tiers.

Le titulaire doit être couvert par un contrat d'assurance en cours de validité garantissant les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile qu'il pourrait encourir en cas de dommages corporels et/ou matériels engendrés lors de l'exécution des prestations, objet du présent marché.

Il s'engage à remettre, sur simple demande écrite à l'acheteur, une attestation de son assureur indiquant la nature, le montant et la durée de la garantie.

Le titulaire s'engage à informer expressément l'acheteur de toute modification de son contrat d'assurance.

5.19 CLAUSE DE REEXAMEN CONCERNANT LE PROCESSUS D'EMISSION DES BONS DE COMMANDE

Dans l'hypothèse où le processus de commande décrit à l'article 4.8, consistant à ce que l'acheteur transmette au titulaire du marché subséquent un tableau valant bon de commande pour l'ensemble des points de livraison des bénéficiaires y étant mentionnés, ne pourrait être mis en œuvre, l'acheteur et le titulaire conviennent de se rapprocher, tel que prévu à l'article R. 2194-1 du code de la commande publique, afin de déterminer de nouvelles modalités d'émission des bons de commande.

Alternativement, et sans qu'il soit besoin de conclure un avenant, l'acheteur peut signifier au titulaire que, à compter d'une date qu'il précise, les bénéficiaires envoient directement au titulaire leur(s) bon(s) de commande, en respectant la forme et les mentions obligatoires prévues à l'article 4.8.1.

5.20 CLAUSE DE REVOYURE

Dans le cas d'une évolution de la réglementation non encore connue à jour et ayant une incidence significative sur les coûts d'approvisionnement en énergie, le titulaire d'un marché subséquent et l'acheteur conviennent de se rapprocher dans les meilleurs délais, selon l'article R. 2194-1 du code de la commande publique, afin de déterminer les mesures à prendre pour permettre la poursuite de l'exécution du marché.

Les évolutions réglementaires peuvent concerner :

- Dans leur globalité les cas de modification de la structure du dispositif :
 - o Des certificats d'économie d'énergie (classique, précarité),
 - o De capacité.
- La mise en œuvre d'un nouveau dispositif post ARENH, « Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique » (ARENH), le mécanisme ARENH prenant fin au 31 décembre 2025.

Le même mécanisme de revoyure peut être mis en œuvre entre l'acheteur et les titulaires de l'accord-cadre, si les modifications induites par l'évolution de la réglementation ont une incidence sur la rédaction du présent accord-cadre.

Par ailleurs, les parties conviennent aussi de se rencontrer dans le cadre prévu à l'article R. 2194-1 du code de la commande publique en vue de procéder à un éventuel réexamen du marché subséquent et notamment de ses paramètres financiers en cas :

- D'acquisition de volumes auprès d'un tiers dans le cadre d'un contrat « Power Purchase Agreement » (PPA) ;
- De difficultés liées à la signature et à l'exécution du contrat de vente de blocs tiers dans le cadre de l'exécution du lot E1.
- De résiliation anticipée du contrat de vente de blocs tiers dans le cadre de l'exécution du lot E1. Sauf dans le cas prévu à l'article 9.3 du contrat de vente de blocs tiers, les parties se rencontrent pour définir les modalités de substitution des blocs tiers par un approvisionnement « marché » (produits à retenir, produits infra-annuels notamment si l'interruption intervient en cours d'année de livraison, pour la couverture de substitution) en vue de la répercussion sur le prix de fourniture et de la notification d'un nouveau bordereau des prix facturés.

Cas de l'évolution des coefficients CEE :

Dans le prolongement de l'article 4.9.1 du CCP, le prix des certificats d'économie d'énergie peut être modifié en cours d'exécution du marché subséquent pour tenir compte d'une évolution du dispositif CEE et des volumes d'obligation durant la période de marché.

Ainsi, en cas d'évolution des coefficients $C_{CEEstandard}$, et $C_{CEEprécarité}$, les nouvelles valeurs des coefficients sont appliquées à la date d'entrée en vigueur de la modification.

L'acheteur et le titulaire conviennent de se rapprocher dans ce cas, tel que prévu à l'article R. 2194-1 du code de la commande publique, afin de déterminer les modalités de valorisation de l'écart de volumes d'obligation résultant de cette modification.

5.21 RELATIONS FOURNISSEURS

Un encadrement des relations contractuelles par la charte de déontologie

Dans le cadre de la passation et de l'exécution du présent contrat, les relations contractuelles se font dans le respect des dispositions de la charte de déontologie de la Direction des Achats de l'Etat.

Celle-ci constitue le cadre de référence pour tous les agents, tant contractuels que fonctionnaires, dans ses activités. Ses dispositions visent notamment à promouvoir les principes de **service public** tels que **l'impartialité**, **l'intégrité**, **la laïcité** et **la neutralité**, tout en respectant les règles de la **commande publique**

Les titulaires sont invités à en prendre connaissance à l'adresse suivante :

https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/dae/media-document/Charte_deontologie_DAE_202310.pdf?v=1743673125

L'engagement dans la démarche de labellisation RFAR

La Direction des Achats de l'Etat est signataire de la charte « relations fournisseurs achats responsables » (RFAR).

À ce titre, la Direction des Achats de l'Etat souhaite favoriser et valoriser les bonnes pratiques à l'égard de l'ensemble des fournisseurs et des sous-traitants intervenant sur ses marchés publics, et inviter l'ensemble de ses fournisseurs à se conformer à la norme ISO 20400:2017, et aux exigences de la charte « relations fournisseurs achats responsables » (RFAR).

Le titulaire s'engage à informer la Direction des Achats de l'Etat de toute démarche entreprise en la matière, notamment la signature de la charte « relations fournisseurs achats responsables » (RFAR) puis le dépôt d'un dossier de candidature au label « relations fournisseurs et achats responsables » (RFAR) et de l'éventuelle obtention de ce label, ainsi que des mesures prises pour intégrer les recommandations de la norme ISO 20400:2017 dans ses processus internes.

La médiation des entreprises, en association avec le conseil national des achats (CNA) accompagne le titulaire dans cette démarche : <https://www.economie.gouv.fr/mediateur-des-entreprises>.

5.22 RESILIATION DE L'ACCORD-CADRE ET DES MARCHES SUBSEQUENTS

Outre les cas de résiliation prévus au CCAG-FCS, qui s'appliquent à l'accord-cadre et aux marchés subséquents, l'acheteur peut résilier l'accord-cadre, soit à l'égard d'un titulaire en particulier (résiliation individuelle) soit à l'égard de l'ensemble des titulaires, le cas échéant d'un lot (résiliation collective).

Suite à une résiliation d'un marché subséquent pour faute

L'acheteur peut prononcer, sans préavis ni indemnité, la résiliation individuelle de l'accord-cadre à l'égard de tout titulaire dont un marché subséquent aurait été résilié pour faute par l'acheteur. Le titulaire est alors définitivement exclu des procédures de remise en concurrence organisées pour l'attribution de marchés subséquents.

Résiliation suite à la perte de l'autorisation de fourniture d'électricité, prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie

La perte de l'autorisation de fourniture prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie par un titulaire conduit l'acheteur à :

- Résilier le/les marché(s) subséquent(s) dont l'opérateur est titulaire
- La résiliation individuelle de l'accord-cadre à l'égard du titulaire concerné sans préavis ni indemnité

L'acheteur peut prononcer, sans préavis ni indemnité, la résiliation individuelle de l'accord-cadre à l'égard de tout titulaire dont un marché subséquent aurait été résilié suite à la perte de l'autorisation de fourniture prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie.

Sauf dans le cas de résiliation suite à la perte de l'autorisation de fourniture d'électricité prévue à l'article L.333-1 du code de l'énergie, la résiliation de l'accord-cadre n'entraîne pas la résiliation des autres marchés subséquents en cours d'exécution.

5.23 LITIGES ET CONTENTIEUX

Le présent accord-cadre est régi par le droit français.

Le tribunal compétent pour le règlement des litiges est le tribunal administratif de Paris.

ARTICLE 6 CLAUSES TECHNIQUES COMMUNES AUX MARCHES SUBSEQUENTS

6.1 GESTION DE L'ENERGIE

6.1.1 OUTIL DE SUIVI EN LIGNE (ESPACE CLIENT)

Le titulaire de chaque marché subséquent met à disposition des bénéficiaires dans un délai de deux (2) mois après la date de début de fourniture du marché subséquent un espace internet dédié et sécurisé permettant de procéder au suivi en ligne des consommations et des dépenses en électricité. Il donne en outre accès à l'intégralité des factures et des avoirs émis.

Les espaces clients sont créés par le titulaire pour chaque bénéficiaire, selon les modalités renseignées dans le tableau valant bon de commande le cas échéant, ou après échange avec les bénéficiaires. Les données nécessaires pour la création des espaces clients sont les suivantes :

- Le nom et les coordonnées de l'administrateur de l'espace clients côté bénéficiaires ; celui-ci a la possibilité de créer des utilisateurs secondaires, soit de manière autonome sur l'espace client, soit sur sollicitation du titulaire du marché subséquent par courriel ;
- La liste de points de livraison associés à son périmètre.

Chaque bénéficiaire ne peut ainsi consulter que son périmètre de points de livraison. Au minimum, il est ainsi créé un accès par ministère et par établissement public.

L'acheteur accède quant à lui à l'ensemble des données des points de livraison concernant le périmètre d'un marché subséquent.

Un webinaire est programmé par l'acheteur avec chaque titulaire de marché subséquent afin de présenter aux bénéficiaires les fonctionnalités des outils de suivi en ligne à l'issue des opérations de bascule et de mise en facturation.

Les fonctionnalités attendues pour l'acheteur (ensemble du parc) et pour les bénéficiaires, pour le périmètre qui leur est propre, sont les suivantes :

- Visualisation du périmètre de points de livraison (PDL),
- Pour chaque PDL : nom du site, adresse, référence du contrat, segment de consommation
- Suivi des consommations et des dépenses en électricité avec :
 - Possibilité d'exporter en masse (en format exploitable tableur ou texte) les données de consommation et de facturation d'un groupe de PDL sur une période donnée,
 - Possibilité de télécharger les factures.

En cas d'interruption de service au-delà de 5 jours consécutifs, le titulaire s'engage à fournir une extraction de ces données sur demande des bénéficiaires ou de l'acheteur dans un délai de 5 jours ouvrés à partir de la demande. En cas de demande urgente, ce délai est porté à 2 jours ouvrés.

Par ailleurs, certains bénéficiaires utilisent déjà des outils de gestion et de suivi de leurs consommations d'énergie (outils de suivi des fluides) et souhaitent en assurer l'exploitation.

Le titulaire du marché subséquent met à disposition, sous la forme d'extraction en format tableur, l'ensemble des informations relatives aux données techniques et de facturation sous un format directement utilisable et compatible de manière à ce que le bénéficiaire puisse réutiliser ces données sur son propre outil de gestion.

Il facilite la transmission des données contractuelles et de facturation (consommation, coûts) au prestataire de services dûment habilité par le bénéficiaire ou l'acheteur pour un outil de suivi des fluides. Il autorise si besoin un accès aux API (*application programming interface*) permettant d'établir une connexion sécurisée entre applications (web services et outils de suivi des fluides).

Le titulaire prend toutes les mesures nécessaires afin que l'outil de suivi de ligne mis à disposition de l'acheteur et des bénéficiaires respecte l'ensemble des préconisations de cybersécurité figurant dans le cahier des clauses simplifiées de cybersécurité approuvé par l'arrêté du 18 septembre 2018, dont toutes les clauses lui sont opposables.

L'arrêté du 18 septembre 2018 peut être consulté à l'adresse suivante :
<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037436658>.

6.1.2 SERVICE DE SUIVI DEDIE AUX SITES A RELEVÉ A COURBE DE CHARGE

S'il dispose d'un outil de visualisation des courbes de charge, le titulaire le met en œuvre sans supplément de prix pour tous les sites télé-relevés dans les conditions définies dans le cadre de réponse remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre

6.1.3 SERVICE D'ALERTE

Pour les sites du lot E1 a minima, le titulaire met en œuvre un service d'alerte de dérives de consommation et de dépassement de puissances souscrite sans surcoût.

6.2 REUNIONS DE DEPLOIEMENT ET REUNIONS BILAN

Des réunions de déploiement sont organisées au début de l'exécution du marché subséquent :

- Une 1ère réunion a lieu afin de cadrer les opérations de déploiement entre l'acheteur et chacun des titulaires (planning de déploiement, données à communiquer, format, reporting, ...) ; des points d'avancement peuvent être réalisés tout au long de la phase d'émission des tableaux valant bons de commande et de préparation aux opérations de changement de fournisseur.
- Une 2^{ème} réunion vise à présenter les conditions d'exécution du marché et l'espace clients aux bénéficiaires. Cette réunion se tient en présence de l'acheteur à l'issue des opérations de bascule et de mise en facturation.
- Une réunion de bilan de la phase de déploiement a lieu près de 3 mois après la phase de bascule des sites entre l'acheteur et chacun des titulaires des marchés subséquents (bilan de la bascule et de la mise en facturation des points de livraison au périmètre du marché subséquent).

Des réunions annuelles de bilan sont organisées notamment afin que le titulaire du marché subséquent expose à l'acheteur :

- Un bilan des consommations (par poste horo-saisonnier et au total) et des coûts (en distinguant tous les postes de coûts : fourniture / GO / CEE / Capacité / Acheminement distinguant en particulier le coût des dépassements de puissances souscrites et le coût de l'énergie réactive / Taxes / TVA) ; ce bilan prend la forme d'un fichier récapitulatif listant tous les points de livraison au format «.xls » ou équivalent ;
- Signale les points de livraison présentant des anomalies de consommation notamment une absence de consommation ou une surconsommation manifeste et propose des solutions d'économies d'énergie évidentes sans audit préalable.

A cette occasion, le titulaire présente également un bilan concernant l'exécution financière des marchés subséquents (ex. : nombre d'avoirs émis, factures rejetées, ...) et les demandes faites par les bénéficiaires au service client (nombre de demandes, nature des demandes, ...).

6.3 RELATION CLIENT

Le titulaire met en œuvre les moyens appropriés pour assurer une relation client permanente et de qualité. A ce titre :

- Il met à disposition de chaque bénéficiaire un interlocuteur / un service dédié (nom, numéro de téléphone non surtaxé, adresse courriel) et/ou tout autre moyen décrit dans le cadre de réponse remis à l'appui de son offre à l'accord-cadre qui **permette de remplir un objectif de traçabilité des sollicitations faites et des suites données** (demandes depuis l'outil de suivi en ligne notamment)
- Il met en place des outils / indicateurs de suivi de la qualité de la Relation Client

Les demandes effectuées par les bénéficiaires concernent par exemple des demandes d'explication et de résolution d'erreurs de facturation et de non-facturations, des changements d'option tarifaire ou de puissances souscrites, des mises en service et des détachements de points de livraison,

Lorsqu'une demande porte sur une prestation du catalogue du GRD/GRT le titulaire introduit cette demande sur le portail du GRD/GRT et communique en retour au bénéficiaire le numéro de dossier généré par le système de gestion des échanges entre le fournisseur et le GRD/GRT.

Les demandes sont formulées par simple courriel au titulaire ou par l'intermédiaire de l'espace clients du titulaire.

Les délais de réponse du titulaire ne peuvent excéder 5 jours ouvrés pour les questions techniques (simples).

Le titulaire porte une attention particulière aux demandes de mise en service de points de livraison et aux dates d'effet demandées par les bénéficiaires dans ce cadre.

6.4 PROPOSITIONS D'OPTIMISATION DE LA FORMULE TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (FTA) ET DE PUISSANCE SOUSCRITE

Au moins une fois par an, sur demande de l'acheteur, le titulaire du marché subséquent réalise une étude d'optimisation tarifaire du TURPE (FTA, puissances souscrites, taxes) pour chaque point de livraison.

Le titulaire communique dans ce cadre un tableau de synthèse présentant, pour chaque point de livraison :

- Le TURPE en vigueur (FTA, puissances souscrites, facture annuelle du TURPE, montant des dépassements le cas échéant) ;
- La proposition de TURPE optimisé (FTA, puissances souscrites, facture annuelle du TURPE, montant des dépassements le cas échéant) et les gains annuels associés ; Cette proposition doit prendre en compte en outre les plages de lecture des transformateurs de courant (TC). Les éventuelles conséquences (interventions du GRD, adaptation du dispositif de comptage...) et contraintes du GRD (à titre d'exemple, changement de formule tarifaire d'acheminement à date anniversaire), ainsi que les coûts / limites de mise en œuvre en découlant

6.5 RELATION AVEC LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION OU DE TRANSPORT (GRD/GRT)

Au titre de ses relations contractuelles avec le GRD/GRT, le titulaire d'un marché subséquent s'engage à assurer l'accueil des demandes et des réclamations du bénéficiaire. Néanmoins dans le cadre de l'accès et de l'utilisation au réseau public d'électricité, le bénéficiaire conserve la possibilité de s'adresser directement au GRD, en particulier :

- Pour l'établissement, la modification, le contrôle, l'entretien, le renouvellement et le relevé des dispositifs de comptage, et leur dépannage,
- Pour toute réclamation mettant en cause la responsabilité du GRD/GRT en manquement à ses obligations vis-à-vis du consommateur final.

Le titulaire du marché subséquent est réputé pouvoir répondre à toute question des bénéficiaires portant sur la mise en œuvre de prestations définies dans le catalogue des prestations du GRD/GRT (raccordement d'une nouvelle installation, mise en service, vérification du compteur, changement de puissances souscrites ou de formule tarifaire d'acheminement, ...).

Les montants fixés au catalogue des prestations du distributeur sont facturés sans marge à l'administration par le titulaire.

Le titulaire du marché subséquent fait ses meilleurs efforts pour accompagner les bénéficiaires en cas de difficultés rencontrées dans le traitement des demandes (délais anormalement longs, ...) ou dans la remontée des flux de facturation par le GRD.

6.6 INFORMATIONS SUR LES MARCHES DE L'ENERGIE

Le titulaire informe régulièrement l'acheteur des évolutions liées aux marchés de l'énergie (newsletters, webinaires, échanges téléphoniques, ...) ; il communique dans ce cadre notamment :

- Les informations ayant un impact sur l'évolution des cours des commodités (gaz, électricité, charbon, pétrole, CO2, ...)
- Les informations relatives aux évolutions réglementaires (projets, consultations / avis de la CRE et textes officiels)

ARTICLE 7 ANNEXE AU CCP

Annexe 1 Liste des établissements publics / autres organismes et autres entités bénéficiaires

Annexe 2 Modèle de contrat de vente de blocs tiers

ARTICLE 8 DEROGATION AU CCAG-FCS

Les dérogations au CCAG-FCS sont présentées dans le tableau récapitulatif des dérogations ci-après :

Article du présent CCP	Article du CCAG auquel il est fait dérogation	Commentaire - objet de la dérogation
4.8	3.7.2	La dérogation porte sur le délai maximal dont dispose le titulaire pour formuler des observations à la réception d'un bon de commande
5.2	3.4	La dérogation porte sur le délai de désignation du représentant du titulaire
4.18	14	La dérogation porte sur l'absence d'obligation de mise en demeure préalable
4.18.1	14	La dérogation porte sur les modalités de calcul du montant des pénalités
4.18.2	14	La dérogation porte sur le plafonnement des pénalités