

Marché de Fournitures Courantes et Services

Accord-cadre en appel d'offres ouvert

Articles L2113-6 à L2113-8, 1° de l'article R2124-2, R2161-2 à R2161-5
du Code de la commande publique

CAHIER DES CLAUSES PARTICULIERES (C.C.P.) RECTIFICATIF

Objet du marché

ACHEMINEMENT, FOURNITURE D'ELECTRICITE ET DE GAZ NATUREL ET AGREGATION DE PRODUCTIONS D'ELECTRICITE D'ORIGINE RENOUVELABLE ISSUES D'UN CADER

Accord-cadre n°ACN°2024achatmete

Pouvoir adjudicateur

Groupement de commandes dont les membres, prenant part à cette consultation, sont listés en annexe
1 à l'acte d'engagement de l'accord-cadre et dont le coordonnateur est le
Syndicat Départemental d'Energie du Tarn (SDET)
2 rue Gustave Eiffel
81000 ALBI
Tel : 05 63 43 21 40

Représenté par son Président, Monsieur Alain Astié

SOMMAIRE

SOMMAIRE	1
1 PREAMBULE	5
I. PREMIERE PARTIE : CLAUSES ADMINISTRATIVES	6
2 OBJET ET FORME DU MARCHE	6
2.1 OBJET DU MARCHE	6
2.2 FORME DU MARCHE	7
2.2.1 Forme du marché	7
2.2.2 Maximum de l'accord-cadre	7
3 L'ACCORD-CADRE	8
3.1 PROCEDURE DE PASSATION DE L'ACCORD-CADRE	8
3.2 ALLOTISSEMENT	8
3.3 PIECES CONSTITUTIVES DE L'ACCORD CADRE	9
3.3.1 Pièces contractuelles	9
3.3.2 Documents non contractuels	10
3.4 PERIMETRE DE L'ACCORD-CADRE	11
3.5 DUREE DE L'ACCORD CADRE	11
4 LES MARCHES SUBSEQUENTS	11
4.1 PIECES CONSTITUTIVES DES MARCHES SUBSEQUENTS	11
4.1.1 Pièces contractuelles	11
4.1.2 Pièces non contractuelles	12
4.2 LIEUX D'EXECUTION DES PRESTATIONS	12
4.3 QUANTITES	12
4.3.1 Lots 1 à 5 (Acheminement et fourniture d'électricité) et 7 (Acheminement et fourniture de gaz naturel)	12
4.3.2 Lot 6 (acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER)	14
4.4 FLEXIBILITE DU PERIMETRE	14
4.4.1 Seuil de flexibilité du périmètre des points de livraison	14
4.4.2 Modalités de détermination du seuil de flexibilité du périmètre des points de livraison	15
4.4.3 Bilan de flexibilité du périmètre des points de livraison	16
4.4.4 Atteinte du seuil de flexibilité	17
4.5 ENGAGEMENT DE CONSOMMATION	17
4.6 DUREE DES MARCHES SUBSEQUENTS ET PERIODE D'EXECUTION DES PRESTATIONS	17
4.7 PROCEDURE DE REMISE DES OFFRES ET JUGEMENTS DES OFFRES	18
4.7.1 Calendrier indicatif de passation du 1 ^{er} marché subséquent de chaque lot	18
4.7.2 Procédure de remise des offres	18
4.7.3 Présentation des offres	19
4.7.4 Critères de sélection des offres pour les marchés subséquents de chaque lot	19
5 PRIX DE L'ENERGIE SOUTIREE	20
5.1 CONTENU DES PRIX	20
5.2 STRUCTURES, FORMES ET DETERMINATION DES PRIX	21
5.2.1 Les prix de la fourniture d'électricité et de gaz naturel	21
5.2.2 Prix associés aux garanties d'origine	31
5.2.3 Les coûts induits par le mécanisme de capacité associé à l'électricité (lots 1 à 6)	33
5.2.4 Prix associés aux obligations d'économies d'énergie (CEE)	35
5.2.5 Les tarifs d'acheminement	36
5.2.6 Obligation de stockage du gaz naturel et application du « filet de sécurité » (lot 7)	37
5.2.7 Les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD)	37
5.2.8 Le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre (lots 1 à 6)	37

5.2.9	Les taxes et contributions.....	37
5.3	EVOLUTION DES PRIX.....	37
5.3.1	Evolution des tarifs d'acheminement.....	37
5.3.2	Evolution des prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) 38	
5.3.3	Evolution des prix liés au mécanisme de capacité (lots 1 à 6)	38
5.3.4	Evolution des prix associés aux obligations d'économies d'énergie (CEE)	39
5.3.5	Evolution du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre (lots 1 à 6)	39
5.3.6	Evolution des taxes et contributions	39
6	PRIX DE L'ELECTRICITE INJECTEE (LOT 6).....	39
6.1	PERIODE DE LIVRAISON DE L'ELECTRICITE PAR LE PRODUCTEUR, TITULAIRE DU CADER	39
6.2	ENGAGEMENTS GENERAUX DU PRODUCTEUR AU TITRE DU CADER	39
6.2.1	Responsable d'Equilibre – Périmètre d'Equilibre	40
6.2.2	Cas de Prix Spot strictement négatifs.....	42
6.2.3	Garanties d'Origine.....	42
6.2.4	Garanties de capacité	42
6.3	CONTENU, STRUCTURE, FORME ET DETERMINATION DES PRIX DES PRODUCTIONS ASSOCIEES AU CADER	42
6.3.1	Contenu	42
6.3.2	Structure et détermination des prix liés aux productions d'électricité associée au CADER.....	43
7	FORMALISATION ANNUELLE DU BORDEREAU DES PRIX UNITAIRES	46
8	CLAUDE DE REVOYURE	47
8.1	EVOLUTION INDUITE PAR LA REGLEMENTATION.....	47
8.2	EVOLUTION DU PERIMETRE DES POINTS DE LIVRAISON	47
9	MODALITES DE REGLEMENT	47
9.1	DELAI GLOBAL DE PAIEMENT	48
9.2	MODALITES DE REGLEMENT.....	48
9.3	FINANCEMENT	48
9.4	INTERETS MORATOIRES.....	49
9.5	AVANCES.....	49
10	AUTORISATION D'ACCES AUX DONNEES TECHNIQUES, CONTRATUELLES ET DE CONSOMMATION ASSOCIEES AUX POINTS DE LIVRAISON.....	49
11	OBLIGATIONS.....	50
11.1	OBLIGATION D'INFORMATION	50
11.2	OBLIGATION DE REPONSE AUX MARCHES SUBSEQUENTS	50
11.3	OBLIGATION DE CONFIDENTIALITE.....	50
11.4	COMMUNICATION PAR LES TITULAIRES.....	51
11.5	OBLIGATIONS D'INFORMATION LIEE A LA MODIFICATION DES STATUTS DES TITULAIRES.....	51
11.6	OBLIGATIONS RELATIVES A LA PROTECTION DES DONNEES A CARACTERE PERSONNEL (RGPD)	51
12	PENALITES.....	51
13	ASSURANCES.....	57
14	CESSION OU NANTISSEMENT DES CREANCES	57
15	SOUS-TRAITANCE	57
16	RESILIATION	57
17	DIFFERENDS ET LITIGES	58
18	DEROGATIONS AUX DOCUMENTS GENERAUX	58
II.	DEUXIEME PARTIE : CLAUSES TECHNIQUES	59

19	MODALITES DE BASCULE : OPERATIONS PREALABLES AU DEBUT D'EXECUTION DES PRESTATIONS DE FOURNITURE	59
20	EVOLUTION DU PERIMETRE DU MARCHÉ.....	62
20.1	CAS DES EVOLUTIONS STATUTAIRES OU DES TRANSFERTS DE COMPETENCE ENTRE COLLECTIVITES	62
20.2	RATTACHEMENT D'UN POINT DE LIVRAISON	62
20.2.1	Points de livraison mentionnés en annexe de l'acte d'engagement des marchés subséquents.....	62
20.2.2	Points de livraison non mentionnés en annexe de l'acte d'engagement des marchés subséquents	62
20.3	DETACHEMENT D'UN POINT DE LIVRAISON.....	63
20.4	MODALITES DE GESTION DES ORDRES DE SERVICE.....	63
20.4.1	Rattachement et détachement des points de livraison :	64
20.4.2	Modification d'une option tarifaire d'acheminement.....	66
20.4.3	Changement du bénéficiaire du contrat de fourniture	67
21	GESTION DE LA RELATION CLIENTELE	68
21.1	INTERLOCUTEURS DEDIES	68
21.1.1	L'interlocuteur du coordonnateur et des membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) : pilote du contrat.....	68
21.1.2	L'interlocuteur des membres	68
21.2	RELATION ENTRE LE TITULAIRE ET LES MEMBRES.....	69
21.3	RELATION ENTRE LE TITULAIRE, LE COORDONNATEUR DU GROUPEMENT ET LES MEMBRES PILOTES (SYNDICATS DEPARTEMENTAUX D'ENERGIES).....	70
21.4	RELATION ENTRE LE TITULAIRE DU MARCHÉ ET LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION	71
21.5	REUNIONS	71
21.5.1	Avec le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies)	71
21.5.2	Points téléphoniques ou réunions de suivi du marché	74
22	OPTIMISATION DES COÛTS D'ACCES AU RESEAU DE DISTRIBUTION.....	74
23	MODALITES DE FACTURATION	76
23.1	MODALITES DE TRANSMISSION DES FACTURES	76
23.2	PERIODICITE DE LA FACTURATION.....	77
23.3	DANS LE CAS D'UN CHANGEMENT DE FOURNISSEUR.....	78
23.4	DANS LE CAS DES SYNDICATS DEPARTEMENTAUX D'ENERGIE, MEMBRES PILOTES, TITULAIRES DES CONTRATS DE FOURNITURE D'ECLAIRAGE PUBLIC (LOT 2)	78
23.5	SCISSION DES FLUX DE FACTURATION PAR CONTRAT.....	79
23.5.1	Facture de résiliation (cas où le titulaire entrant se succède à lui-même)	79
23.5.2	Séparation des flux de facturation par marché	79
23.6	CONTENU DE LA FACTURATION.....	79
23.7	PERSONNALISATION DES FACTURES	80
24	ESPACE CLIENT EN LIGNE.....	80
25	MISE A DISPOSITION DE DONNEES.....	82
25.1	LE FICHIER « PERIMETRE »	82
25.2	FICHIER DES DONNEES DE CONSOMMATION ET DE FACTURATION.....	83
25.3	FEUILLET RECAPITULATIF ANNUEL	84
25.4	SUIVI DES DEMANDES ET DES RECLAMATIONS DES MEMBRES	85
26	SOLUTION DE TRACABILITE DES FLUX ET DONNEES DE PRODUCTIONS ISSUES DU CADER (LOT 6).....	85
27	MODALITES DE CLOTURE DU MARCHÉ SUBSEQUENT.....	86

1 PREAMBULE

Dès 2014, dans un souci de simplification et d'économie, le Syndicat Départemental d'Energie du Département de l'Aveyron (SIEDA), le Syndicat Départemental d'Energie du Cantal (SDEC), la Fédération Départementale d'Electrification et d'Energie de la Corrèze (FDEE 19), le Syndicat Départemental d'Energie du Gers (SDEG), la Fédération Départementale d'Energie du Lot (FDEL), le Syndicat Départemental d'Electrification et d'Equipement de la Lozère (SDEE) et le Syndicat Départemental d'Energie du Tarn (SDET) se sont unis pour initier un groupement de commandes dédié à l'énergie.

Au fil des consultations portées par ce groupement, ces membres fondateurs ont été rejoints par le Syndicat Départemental d'Energie de l'Ariège (SDE09), le Syndicat Départemental d'Energie de la Haute-Loire (SDE43), le Syndicat Départemental d'Energie des Hautes-Pyrénées (SDE65), le Syndicat Départemental d'Energie de Tarn-et-Garonne (SDE82), le Syndicat Mixte d'Electrification du Gard (SMEG) et le Syndicat Départemental d'Énergies et d'Électricité du Pays Catalan (SYDEEL66).

Ce groupement de commandes a été formalisé par la conclusion d'une convention constitutive entre les membres du groupement. La liste de ces membres est portée annexe 1 de l'acte d'engagement du présent accord-cadre.

Pour la réalisation de l'objet du groupement :

- le SDET assure, en qualité de coordonnateur du groupement de commandes, la préparation, la passation, la signature et la notification de l'accord-cadre et des marchés subséquents associés ;
- **les membres pilotes** (SIEDA, SDEC, FDEE 19, SDEG, FDEL, SDEE, SDET, SDE09, SDE43, SDE65, SDE82, SMEG, SYDEEL66) en tant que Syndicats Départementaux d'Energies, sont les interlocuteurs départementaux des membres du groupement sur toutes questions sur l'organisation et l'exécution des marchés issus du groupement ;
- chaque membre est chargé, quant à lui, d'exécuter l'accord-cadre et les marchés subséquents pour ce qui le concerne.

Le comité de pilotage du groupement est composé des représentants du coordonnateur et de chaque membre pilote.

Concomitamment à la passation du présent accord-cadre, le groupement a engagé une procédure de consultation publique afin de conclure un contrat d'achat direct d'électricité produite à partir de sources renouvelables (ci-après dénommé « CADER »). L'électricité produite au titre de ce CADER sera issue d'un ou plusieurs actifs de production existants (« PPA brownfield ») éolien ou photovoltaïque.

Les objectifs fixés par le groupement sont :

- d'une part, la signature de ce « CADER » à la fin du premier semestre 2025 ;
- d'autre part, la mise en œuvre d'une boucle directe de l'électricité en associant ce CADER au sein du marché subséquent afférent au lot 6 du présent accord-cadre. L'apport au fournisseur titulaire, des productions d'origine renouvelable issues du CADER, viseront à contribuer à l'approvisionnement en électricité nécessaire à la satisfaction des besoins en fourniture des membres prenant part au lot 6.

I. PREMIERE PARTIE : CLAUSES ADMINISTRATIVES

2 OBJET ET FORME DU MARCHÉ

2.1 Objet du marché

Le présent accord-cadre et les marchés subséquents afférents ont pour objet :

- **l'acheminement et la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les besoins propres de chaque membre, incluant les prestations ci-dessous :**
 - la fourniture complète en électricité et en gaz naturel des points de livraison des membres du groupement,
 - la fourniture en électricité des points de livraison des membres ;
 - la couverture des obligations associées aux garanties de capacité,
 - la mission de responsable d'équilibre associée aux consommations d'électricité des points de livraison des membres, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie ;
 - l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution et leurs utilisations (dans le cadre d'un contrat unique) ;
 - les prestations annexes aux missions des Gestionnaires des Réseau de Distribution (GRD) rassemblées dans le catalogue des prestations de ces GRD ;
- **l'agrégation des productions d'électricité associées au contrat d'achat direct d'électricité d'origine renouvelable (ci-après « CADER ») est transféré dans le périmètre d'équilibre du titulaire du marché subséquent pour la ou les installations de production dédiées, incluant les prestations ci-dessous :**
 - les missions d'agrégation et de responsabilité d'équilibre (rattachement du ou des actifs de production au périmètre d'équilibre du titulaire du marché subséquent), des volumes d'électricité injectés par la ou les installations de production attachées au CADER, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie ;
 - le cas échéant, la gestion, la certification des garanties d'origine et garanties de capacité associées à l'électricité produite par le ou les actifs de production associés au CADER ;
 - le cas échéant, la rémunération directe du producteur associé au CADER selon les modalités décrites à l'article 6.3.2.2.2 et dans les conditions prévues par le CADER ;
 - le cas échéant, l'application des modalités tarifaires de gestion du CADER par le titulaire du marché subséquent dans les conditions qui seront arrêtées par le pouvoir adjudicateur dans les documents de la consultation permettant l'attribution de ce marché subséquent (tel que prévu à l'article 6.3.1). Ces modalités pourront prendre la forme :
 - soit d'un apport en volume d'électricité : les volumes ainsi évités apparaissent dans la formule de détermination des prix unitaires de fourniture d'électricité et sont matérialisés par le titulaire au bordereau des prix unitaire du marché subséquent (tel que précisé à l'article 6.3.2.1) ;
 - soit d'une répercussion aux membres concernés de la différence de valeur de l'électricité produite entre son indice de référence et le prix d'achat de l'électricité par les membres concernés (tel qu'arrêté au titre du CADER), en application des dispositions de l'article 6.3.2.2.

- toutes prestations définies au présent CCP et au Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) du marché subséquent concerné et tous services associés à l'achat et à l'agrégation des productions d'électricité.

Les prestations associées à l'agrégation des productions d'électricité relatives au CADER seront précisées dans les documents de la consultation du marché subséquent concerné ; en cohérence avec les dispositions du CADER.

Par ailleurs, l'attribution du marché subséquent sera conditionnée à la signature d'une convention d'agrégation et de gestion de production d'électricité et de services associés entre le titulaire du marché subséquent et le producteur titulaire du CADER.

Dans le cas de figure où la procédure de passation du contrat d'achat direct d'électricité produite à partir de sources renouvelables n'aboutirait pas, l'objet du présent accord-cadre et des marchés subséquents afférents serait limité aux seules prestations d'acheminement et la fourniture d'électricité pour les besoins propres des membres du groupement.

Les titulaires de l'accord-cadre et des marchés subséquents exécutent l'ensemble des prestations conformément aux dispositions du présent CCP et des autres pièces constituant l'ensemble contractuel défini aux articles 3.3.1 et 4.1.1.

2.2 Forme du marché

2.2.1 Forme du marché

L'ensemble contractuel se compose :

- d'un accord-cadre de fournitures multi-attributaires conforme aux dispositions du 1^{er} de l'article L2125-1 du Code de la commande publique, sans minimum et avec maximum (article R2162-4 du Code de la commande publique) déterminé dans les conditions fixées à l'article 2.2.2 ;
- de marchés subséquents de fournitures mono-attributaires sans minimum pris en application de l'accord-cadre.

2.2.2 Maximum de l'accord-cadre

Pour chaque lot, le maximum de l'accord-cadre en quantité M_{Max} est précisé à l'acte d'engagement et a été calculé selon la formule suivante :

$$M_{Max} = \sum_{1}^x CAR \times (1 + C_{Maj}) \times n$$

Avec :

M_{Max} : montant maximum de l'accord-cadre, en GWh.

$\sum_{1}^x CAR$: cumul des consommations annuelles de référence des x points de livraison.

n : nombre d'années d'exécution des prestations de fourniture sur la durée de l'accord-cadre.

$$C_{Maj} = \alpha_f + \alpha_c + \alpha_a$$

Avec :

C_{Maj} = coefficient majorateur de la consommation fixé 50%.

Où :

α_f : taux de flexibilité prévu à l'article 4.4.1, soit 10%

α_c : coefficient de risque climatique fixé à 15%

α_a : coefficient d'aléa additionnel permettant de tenir compte d'aléas exogènes susceptibles d'impacter les consommations de gaz naturel, fixé à 25%.

L'attention des candidats est attirée sur le fait que cette quantité maximale n'est pas la quantité prévisionnelle.

3 L'ACCORD-CADRE

3.1 Procédure de passation de l'accord-cadre

L'accord-cadre est passé selon une procédure d'appel d'offres ouvert telle que prévue aux articles au 1° de l'article R2124-2 et aux articles R2161-2 à R2161-5 du Code de la commande publique.

3.2 Allotissement

L'accord-cadre est alloti comme suit :

Acheminement et fourniture d'électricité

LOT 1	Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des bâtiments et équipements, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
LOT 2	Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des installations d'éclairage public et assimilés, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
LOT 3	Acheminement et fourniture d'électricité pour les besoins des communes, communautés de communes et d'agglomération membres du groupement, pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
LOT 4	Acheminement et fourniture d'électricité pour les besoins des membres du groupement hors communes, communautés de communes et d'agglomération, pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
LOT 5	Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison localisés sur le périmètre des distributeurs non nationalisés.

Acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER

LOT 6	Acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER
--------------	--

Acheminement et fourniture de gaz naturel

LOT 7	Acheminement et fourniture de gaz naturel pour les points de livraison sur le périmètre du gestionnaire du réseau de distribution GRDF.
--------------	---

3.3 Pièces constitutives de l'accord cadre

3.3.1 Pièces contractuelles

Par dérogation à l'article 4.1 du CCAG-FCS, l'accord-cadre est constitué, pour chaque lot, par les documents contractuels énumérés ci-après par ordre de priorité décroissante :

- 1) L'acte d'engagement de l'accord-cadre et son annexe : liste des membres et des comptables assignataires.
- 2) Le présent Cahier des Clauses Particulières (CCP) et les annexes suivantes pour chaque lot :

Pour les lots 1 à 5	Annexe 1.a	● Contenu de la facture groupée
	Annexe 1.b	● Contenu de la facture détaillée

- 3) Les ordres de service, demandes de prise de position et les conventions de mandat bipartie établis selon les modèles figurant dans les annexes suivantes au présent CCP selon les lots :

Lots 1 à 6 - Acheminement et fourniture d'électricité		Lots concernés
Annexe 2	Modèles d'ordres de service :	
	Modèle 1 : Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison	1 à 6
	Modèle 2.a : Modèle d'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison	1 à 5
	Modèle 2.b : Annexe à l'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison	1 à 5
	Modèle 3 : Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison provisoire	1 à 5
	Modèle 4 : Modèle d'ordre de service pour le détachement d'un point de livraison	1 à 6
	Modèle 5.a : Modèle d'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison	1 à 5
	Modèle 5.b : Annexe à l'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison	1 à 5
	Modèle 6 : Modèle d'ordre de service pour le changement d'une option tarifaire	1 à 6
	Modèle 7 : Modèle d'ordre de service pour le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture	1 à 6
Annexe 3	Modèles de demande de prise de position (achat)	
	Modèle 1 : Demande de prise de position en OTC avec mandat à prix d'intérêt	1 à 4 et 6
	Modèle 2 : Demande de prise de position en clôture	1 à 4 et 6

Lot 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

Annexe 2	Modèles d'ordres de service : Modèle 1 : Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison Modèle 2.a : Modèle d'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison Modèle 2.b : Annexe à l'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison Modèle 3 : Modèle d'ordre de service pour le détachement d'un point de livraison Modèle 4.a : Modèle d'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison Modèle 4.b : Annexe à l'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison Modèle 5 : Modèle d'ordre de service pour le changement d'une option tarifaire Modèle 6 : Modèle d'ordre de service pour le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture
Annexe 3	Modèles de demande de prise de position (achat) : Modèle 1 : Demande de prise de position en OTC avec mandat à prix d'intérêt Modèle 2 : Demande de prise de position en clôture

- 4) Le mémoire du titulaire complété suivant le cadre de réponse de l'accord-cadre.
- 5) Le Bordereau des Prix Unitaires (BPU) de l'accord-cadre.
- 6) Le cahier des clauses administratives générales (CCAG) applicable aux marchés publics de fournitures courantes et de services, en vigueur le jour du lancement de la consultation.

Les documents conservés dans les archives du coordonnateur font seuls foi.

3.3.2 Documents non contractuels

- Les annexes au règlement de la consultation :

Annexe 1	• Le cadre de réponse des candidats à l'accord-cadre (cadre du mémoire technique) des lots 1 et 2. • Le cadre de réponse des candidats à l'accord-cadre (cadre du mémoire technique) des lots 3 et 4. • Le cadre de réponse des candidats à l'accord-cadre (cadre du mémoire technique) du lot 5. • Le cadre de réponse des candidats à l'accord-cadre (cadre du mémoire technique) du lot 6.
-----------------	--

Annexe 2

- La liste indicative des points de livraison et des données techniques associées pour chacun des lots 1 à 5 et 7 (hors lot 6)

- Le Détail Quantitatif Estimatif (DQE) associé au Bordereau des Prix Unitaires (BPU) de l'accord-cadre de chaque lot.

3.4 Périmètre de l'accord-cadre

Une convention constitutive du groupement de commandes est conclue entre les membres du groupement, conformément aux dispositions de l'article L2113-6 du Code de la commande publique.

La liste des membres du groupement prenant part à la présente consultation figure en annexe 1 de l'acte d'engagement de l'accord-cadre. Parmi cet ensemble, la liste des membres prenant part au lot 6 sera précisée à l'acte d'engagement du marché subséquent concerné.

3.5 Durée de l'accord cadre

L'accord-cadre est conclu avec les titulaires à compter de sa notification et jusqu'au 31 décembre 2028 inclus.

4 LES MARCHES SUBSEQUENTS

4.1 Pièces constitutives des marchés subséquents

4.1.1 Pièces contractuelles

Par dérogation à l'article 4.1 du CCAG-FCS, les marchés subséquents sont constitués par les documents contractuels énumérés ci-après par ordre de priorité décroissante :

- L'acte d'engagement du marché subséquent et ses annexes et les avenants éventuels du marché subséquent.

Selon les lots, les annexes à l'acte d'engagement du marché subséquent pourront notamment être les suivantes :

		Lots concernés
Annexe 1	La liste des points de livraison et des données techniques associées	1 à 7
Annexe 2	La courbe de charge consolidée au pas horaire des points de livraison prenant part au marché subséquent	Lot 6
Annexe 3	Le descriptif de l'installation (ou des installations) de production d'électricité associée(s) au CADER et les données techniques associées.	Lot 6
Annexe 4	Les courbes de production prévisionnelle d'électricité au pas horaire de l'installation (ou des installations) associée(s) au CADER.	Lot 6

Annexe 5	Le contrat d'achat direct d'électricité produite à partir de sources renouvelables (CADER) passé entre les membres concernés et le producteur concerné.	Lot 6
Annexe 6	La convention d'agrégation et de gestion de production d'électricité et de services associés entre le titulaire du marché subséquent et le producteur associé au CADER.	Lot 6

- 2) Le Bordereau des Prix Unitaires (BPU) du lot concerné,
- 3) Le Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) et ses annexes éventuelles,
- 4) Les pièces de l'accord-cadre mentionnées à l'article 3.3.1 du CCP de l'accord-cadre,
- 5) Le (ou les) contrat(s) et l'ensemble de leurs annexes signées entre le GRD et le titulaire, à l'exception des clauses qui seraient contraires au Code de la commande publique et aux stipulations du CCP commun. Ces pièces, bien que non jointes au dossier de consultation sont, de fait, réputées connues des titulaires.

Les documents conservés dans les archives du coordonnateur font seuls foi.

4.1.2 Pièces non contractuelles

Le Détail Quantitatif Estimatif (DQE) associé au Bordereau des Prix Unitaires (BPU) du lot concerné.

4.2 Lieux d'exécution des prestations

Les lieux d'exécution des prestations d'acheminement et de fourniture d'électricité et de gaz naturel sont les adresses des points de livraison des membres du groupement.

Les lieux d'exécution des prestations d'agrégation des productions d'électricité sont les adresses du ou des points d'injection associés au CADER dédié au marché subséquent du lot 6.

4.3 Quantités

4.3.1 Lots 1 à 5 (Acheminement et fourniture d'électricité) et 7 (Acheminement et fourniture de gaz naturel)

Pour les lots 1 à 5 et lot 7, le volume indicatif de points de livraison concerné par le premier marché subséquent et les consommations annuelles estimées, telles que connues au stade de l'accord-cadre, sont les suivantes :

LOTS 1 à 5 - Acheminement et fourniture d'électricité

	Segments tarifaires	Nombre de points de livraison indicatif	Consommation annuelle indicative
LOT 1	C5 – Bâtiments/équipements	29 557	187 963 MWh
LOT 2	C5 – Eclairage public et assimilés	31 175	137 310 MWh
LOT 3	C2	225	67 991 MWh

	C4	2 686	167 932 MWh
	TOTAL LOT 3	2 911	235 923 MWh
LOT 4	C2	185	91 052 MWh
	C4	849	86 598 MWh
	TOTAL LOT 4	1 034	177 649 MWh
LOT 5	C2	2	1 286 MWh
	C4	31	1 527 MWh
	C5	144	1 019 MWh
	TOTAL LOT 5	177	3 832 MWh

Branchements provisoires :

Les membres du groupement prenant part à la présente consultation peuvent avoir des besoins provisoires en électricité en lien notamment avec la réalisation de travaux ou l'organisation d'événements ponctuels (événements publics, sportifs, culturels ou d'animation...) nécessitant des branchements provisoires.

A titre informatif, le volume indicatif annuel de branchements provisoires rattachés dans le cadre des marchés de fourniture du groupement en cours d'exécution sont estimés comme suit :

Typologies	Nombre de points de livraison
BT<=36 kVA	1 010
BT>36 kVA	115
TOTAL	1 125

LOT 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

	Profils	Nombre de points de livraison	Consommation annuelle estimée
LOT 7	P011	258	611
	P012	2 254	170 423
	P013	12	5 090
	P014	12	9 343
	P015	10	7 401
	P016	49	28 378
	P017	65	25 881
	P018	90	33 755
	P019	122	40 356
	TOTAL LOT 7	2 872	321 237

Pour chaque lot concerné, la liste indicative de ces points de livraison à la date de publication de l'accord-cadre est fournie en annexe 2 du règlement de la consultation.

Une mise à jour de la liste des points de livraison et des informations associées figurera dans les pièces de la consultation permettant l'attribution du premier marché subséquent des lots 1 à 5.

4.3.2 Lot 6 (acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER)

Dans le cas du lot 6, la consommation annuelle escomptée est d'environ 30 à 40 GWh. **La liste des points de livraison et des informations associées figurera dans les pièces de la consultation permettant l'attribution du premier marché subséquent du lot 6.**

Aucun branchement provisoire ne peut être rattaché par les membres dans le cadre du lot 6.

4.4 Flexibilité du périmètre

4.4.1 Seuil de flexibilité du périmètre des points de livraison

Comparativement au périmètre des points de livraison indiqués au stade de la consultation permettant l'attribution du marché subséquent, les membres ont la possibilité de rattacher des nouveaux points de livraison de même nature ou de détacher des points de livraison existants dans les limites suivantes selon les lots :

Lots 1 à 5 (acheminement et fourniture d'électricité) et 6 (acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER)

Plus ou moins ($\pm$) 10 % du cumul des consommations annuelles de référence de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent.

Ainsi, pendant la durée d'exécution d'un marché subséquent, **le cumul de la consommation annuelle de référence de chaque point de livraison** (rattaché ou détaché, les rattachements compensant les détachements) doit respecter les conditions suivantes :

Borne haute	être inférieur à 110% (borne haute) de la consommation annuelle de référence figurant dans le cahier des clauses spécifiques du marché subséquent concerné et correspondant cumul des consommations annuelles de référence de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent.
Borne basse	être supérieur à 90% (borne basse) de la consommation annuelle de référence figurant dans le cahier des clauses spécifiques du marché subséquent concerné et correspondant cumul des consommations annuelles de référence de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent.

Lot 6 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

Plus ou moins ($\pm$) 10 % du cumul des consommations annuelles de référence de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent. Ainsi, pendant la durée d'exécution d'un marché subséquent, **le cumul de la consommation annuelle de référence de chaque point de livraison** (rattaché ou détaché, les rattachements compensant les détachements) doit respecter les conditions suivantes :

Borne haute	être inférieur à 110% (borne haute) de la consommation annuelle de référence figurant dans le cahier des clauses spécifiques du marché subséquent concerné et correspondant au cumul des Consommations Annuelles de Référence (CAR) de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent
--------------------	---

Borne basse

- être **supérieur à 90% (borne basse)** de la consommation annuelle de référence figurant dans le cahier des clauses spécifiques du marché subséquent concerné et correspondant au cumul des Consommations Annuelles de Référence (CAR) de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent

4.4.2 Modalités de détermination du seuil de flexibilité du périmètre des points de livraison

Les consommations de référence prises en compte pour déterminer la flexibilité du périmètre sont les suivantes selon les lots :

Lots 1 à 5 (acheminement et fourniture d'électricité) et 6 (acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER)

Dans le cas d'un rattachement :

- la consommation annuelle de référence prévisionnelle déterminée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution et en vigueur le jour du rattachement du point de livraison figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci ;
- pour les points de livraison faisant l'objet d'une nouvelle mise en service, la consommation annuelle de référence prévisionnelle figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci.

En application des dispositions de l'article 20.4, les ordres de service de rattachement (y compris provisoire) doivent nécessairement mentionner la consommation annuelle de référence du ou des points de livraison concernés afin d'être valides.

Dans le cas d'un détachement :

- la consommation annuelle de référence prévisionnelle déterminée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution et en vigueur le jour du détachement du point de livraison figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci.

Dans le cas des lots 1 à 5 (acheminement et fourniture d'électricité), les branchements provisoires ne sont pas pris en compte dans la détermination du cumul de la consommation annuelle de référence de chaque point de livraison rattaché ou détaché.

Lot 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

Dans le cas d'un rattachement :

- la Consommation Annuelle de Référence (CAR) déterminée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution et en vigueur le jour du rattachement du point de livraison figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci ;
- pour les points de livraison faisant l'objet d'une nouvelle mise en service, la Consommation Annuelle de Référence (CAR) figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci.

En application des dispositions de l'article 20.4, les ordres de service de rattachement doivent nécessairement mentionner la consommation annuelle de référence (CAR) du ou des points de livraison concernés afin d'être valides.

Dans le cas d'un détachement :

- la Consommation Annuelle de Référence (CAR) déterminée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution et en vigueur le jour du détachement du point de livraison figurant dans l'ordre de service établi par le membre et complété par le titulaire du marché subséquent lors de la validation de celui-ci.

En cas de dépassement des seuils de flexibilité définis à l'article 4.4.1 :

- le rattachement de nouveaux points de livraison fera l'objet, soit d'un avenant dans les conditions précisées à l'article 8.2, soit d'une consultation par un nouveau marché subséquent ;
- le détachement de nouveaux points de livraison fera l'objet d'un avenant dans les conditions précisées à l'article 8.2.

Dès lors que le périmètre des points de livraison s'inscrit dans le tunnel défini à l'article 4.4.1 :

- comparativement au périmètre des points de livraison figurant en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent, toute demande de rattachement ou de détachement de points de livraison est formalisée par un ordre de service établi par le membre dans les conditions précisées à l'article 20.4.1 ;
- les nouveaux points de livraison seront rattachés aux marchés subséquents en cours d'exécution aux mêmes conditions de prix, de prestations et de services associés à la fourniture que celles définies au présent CCP, dans les conditions prévues aux articles 20.2 et 20.4.1. Ces nouveaux points de livraison doivent être desservis en électricité (**lots 1 à 6**) ou en gaz naturel (**lot 7**) par le même Gestionnaire du Réseau de Distribution que celui du périmètre initial du marché subséquent et relever des mêmes segments tarifaires de distribution que ceux prévus à l'article 5.2.1.2 ;
- le détachement des points de livraison existants ne peut s'opérer que dans les conditions prévues aux articles 20.3 et 20.4.1.

Pour rappel :

- conformément aux dispositions de la convention constitutive du groupement, si un membre souhaite se retirer du groupement de commandes, son retrait ne peut prendre effet qu'à la fin de l'exécution des marchés auxquels il participe ;
- en cas d'évolution statutaire ou de transfert de compétence entre collectivités, il est rappelé que le périmètre du marché n'est pas modifié ; les droits et obligations du marché subséquent en cours demeurent inchangés, tel que prévu à l'article 20.1.

Tout détachement de point de livraison qui ne respecterait pas les conditions du présent marché ouvre droit à indemnisation du titulaire du marché subséquent par le membre concerné. Le coordonnateur du groupement assure le rôle de conciliateur et de médiateur (y compris pour l'appréciation et la détermination du montant de l'indemnisation du préjudice avéré subi par le titulaire du marché subséquent).

4.4.3 Bilan de flexibilité du périmètre des points de livraison

Le titulaire du marché subséquent concerné devra se rapprocher du coordonnateur dès que le seuil de flexibilité (à la hausse ou à la baisse) atteint **plus ou moins (±) 8 %** du cumul des consommations annuelles de référence de chaque point de livraison mentionné en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent.

Un bilan de flexibilité sera alors partagé entre le titulaire et le coordonnateur sur la base du fichier périmètre prévu à l'article 25.1 faisant apparaître à minima :

- le périmètre initial des points de livraison, tel que figurant annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent concerné ;

- le périmètre des points de livraison rattachés et détachés par les membres postérieurement à l'attribution du marché subséquent concerné. Le titulaire du marché devra a minima faire figurer :
 - la date effective de rattachement ou de détachement (les dates de rattachement et de détachement dans le cas des branchements provisoires) de chaque point de livraison ;
 - les consommations annuelles de référence (horosaisonnnières dans le cas des lots 1 à 6) prises en compte pour chaque point de livraison ;
 - le solde de la flexibilité (cumul des volumes rattachés et détachés sur la période examinée rapporté à la consommation de référence du marché subséquent).

Au-delà des seuils de 8%, un bilan de flexibilité est réalisé entre le coordonnateur et le titulaire à une fréquence convenue entre les parties (a minima mensuelle).

Le titulaire du marché subséquent concerné s'engage à communiquer au coordonnateur tous les éléments utiles permettant d'évaluer et de justifier le niveau de la flexibilité du périmètre.

4.4.4 Atteinte du seuil de flexibilité

Préalablement à l'atteinte du seuil de flexibilité, le coordonnateur du groupement et le titulaire se rapprocheront dans les conditions prévues à l'article 8.2.

4.5 Engagement de consommation

Les membres du groupement ne sont soumis à aucun engagement de consommation sur la durée des marchés subséquents.

4.6 Durée des marchés subséquents et période d'exécution des prestations

Les marchés subséquents entrent en vigueur à la date de leur notification au titulaire et jusqu'au 31 décembre 2028 inclus.

La période d'exécution des prestations pour le 1^{er} marché subséquent de chaque lot est la suivante :

Début d'exécution des prestations	Fin d'exécution des prestations
du 1^{er} janvier 2026 inclus ou à une date postérieure fixée pour chaque point de livraison : - soit en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent (colonne « Date de rattachement »), - soit en cas de rattachement en cours d'exécution d'un marché subséquent en application des dispositions de l'article 20.2.	- soit totalement, à la fin du marché subséquent (c'est-à-dire le 31 décembre 2028 inclus) - soit partiellement, en cas de détachement anticipé d'un point de livraison en application de l'article 20.3. Dans le cas des branchements provisoires des LOTS 1 à 5, les prestations s'exécutent dans les mêmes conditions que celles figurant au présent CCP : - jusqu'au terme des prestations de fourniture défini pour chaque point de livraison provisoire ;

	sans dépasser les délais de raccordement fixés dans le catalogue des prestations annexes du GRD concernés.
--	--

Cas des éventuels décalages de rattachement au périmètre du futur titulaire :

A l'échéance des prestations de fourniture correspondant au terme du marché subséquent (c'est-à-dire le 31 décembre 2028 inclus), les éventuels points de livraison pour lesquels le rattachement au périmètre du futur titulaire s'exécute postérieurement à cette échéance feront l'objet d'un suivi et d'un traitement particulier par le coordonnateur en lien avec le GRD concerné et les titulaires (sortant et entrant) dans les conditions prévues à l'article 27. Les conditions de facturation des membres concernés seront définies conjointement, au cas par cas, selon la responsabilité avérée du GRD ou du titulaire sortant ou entrant (défaut de détachement ou de rattachement).

L'acte d'engagement du marché subséquent mentionne également la date de début d'exécution des prestations. Le décalage entre la date de notification du marché subséquent et celle de début des prestations tient notamment compte des délais inhérents à la procédure de changement de fournisseur qui inclut en particulier l'ensemble des démarches du titulaire envers les membres et les Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD).

4.7 Procédure de remise des offres et jugements des offres

4.7.1 Calendrier indicatif de passation du 1^{er} marché subséquent de chaque lot

A titre indicatif et non contractuel :

- la décision d'attribution du premier marché subséquent est programmée comme suit selon les lots :

Lots 1 à 5 et lot 7	1 ^{ère} quinzaine du mois de mars 2025
Lot 6	Fin du 1 ^{er} semestre 2025

- le jour de la remise des offres des lots 1 à 5 et 7 interviendra comme suit, sur deux semaines consécutives et dans les conditions prévues à l'article 4.7.2 :

Lots 1, 3, 5 et 7	Semaine S
Lots 2 et 4	Semaine S+1

4.7.2 Procédure de remise des offres

La mise en concurrence relative à la passation des marchés subséquents est organisée conformément au 1^o de l'article R2162-10 du Code de la commande publique. Les marchés subséquents seront attribués après mise en concurrence des titulaires de l'accord-cadre.

Lors de la passation du premier marché subséquent, le coordonnateur invite l'interlocuteur désigné par chaque titulaire de l'accord-cadre à remettre une offre via la plateforme de dématérialisation du coordonnateur (<http://www.e-marchespublics.com/>).

Contenu du dossier de consultation	Le dossier de consultation communiqué par le coordonnateur comportera à minima : La lettre de la consultation
---	--

	- Le Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) des marchés subséquents concernés. - L'acte d'engagement (de chaque lot concerné) et ses annexes. - Le Bordereau des Prix Unitaires (BPU) de chaque lot concerné et le détail Quantitatif Estimatif (DQE) associé.				
Délai de consultation	Un délai d'au moins quinze (15) jours calendaires est laissé aux titulaires de l'accord-cadre entre la date de lancement du marché subséquent et la date limite de réception des offres.				
Délai de validité des offres	Le jour de remise des offres ne sera ni un lundi, ni un vendredi. L'heure limite de réception des offres ne pourra pas être antérieure à 13h00. A compter de la date et heure limites de réception, les offres auront la durée de validité suivante selon les lots : <table border="1"> <tr> <td>Lots 1 à 5 et lot 7</td><td>Deux (2) heures maximum.</td></tr> <tr> <td>Lot 6</td><td>Quatre (4) heures maximum.</td></tr> </table> Les titulaires de l'accord-cadre sont informés par le coordonnateur, au plus tard le même jour deux (2) heures (lots 1 à 5 et 7) ou quatre (4) heures (lot 6) après la date limite de remise des offres et au plus tard à 16h30, de l'acceptation ou du rejet de leur offre.	Lots 1 à 5 et lot 7	Deux (2) heures maximum.	Lot 6	Quatre (4) heures maximum.
Lots 1 à 5 et lot 7	Deux (2) heures maximum.				
Lot 6	Quatre (4) heures maximum.				

4.7.3 Présentation des offres

Les offres remises dans le cadre des marchés subséquents suivants se composent des éléments suivants :

- L'acte d'engagement dûment complété (et signé électroniquement).
- Le bordereau des prix complété (et signé électroniquement) et du DQE associé.

4.7.4 Critères de sélection des offres pour les marchés subséquents de chaque lot

Pour chaque lot, au stade des marchés subséquents, l'offre économiquement la plus avantageuse sera attribuée au regard des critères relatifs à la valeur technique et la valeur économique.

Une note globale **NG** est attribuée à chaque titulaire de l'accord-cadre selon les modalités suivantes :

$NG = \frac{(25 \times NT) + (75 \times NE)}{100}$	
Où :	
NG	désigne la note globale (notée sur 100 points) attribuée à chaque titulaire de l'accord-cadre.
NT	désigne la note technique de l'offre constituée par la reprise de la note technique de l'accord-cadre NT_{AC} (notée sur 100 points) obtenue par les titulaires de l'accord-cadre au stade de l'attribution de ce dernier.
NE	désigne la note économique (notée sur 100 points) attribuée aux titulaires de l'accord-cadre au stade des marchés subséquents selon la formule suivante :

$$NE = 100 \times \left(\frac{VE \text{ la plus basse}}{VE \text{ proposée}} \right)$$

Où **VE** désigne la valeur économique de l'offre de chaque titulaire de l'accord-cadre appréciée au regard du montant global figurant au Détail Quantitatif Estimatif (DQE) déterminé selon les modalités précisées dans la lettre de consultation du marché subséquent concerné.

Pour chaque lot, l'ensemble des scénarios et des valeurs de référence pris en compte par le coordonnateur au sein du Détail Quantitatif Estimatif (DQE) sont précisés dans la lettre de consultation du marché subséquent concerné

5 PRIX DE L'ENERGIE SOUTIREE

5.1 Contenu des prix

Par dérogation à l'article 10.1.3 du CCAG-FCS, les prix facturés se composent des éléments suivants :

Les prix de la fourniture d'électricité (lots 1 à 5) et de gaz naturel (lot 7) figurant au bordereau des prix du marché subséquent concerné.	Article 5.2.1
Le surcoût associé aux garanties d'origine visées à l'article L.314-14 du Code de l'énergie (lots 1 à 6 et 7).	Article 5.2.2
Le prix lié au mécanisme de capacité prévu aux articles L.335-1 et suivants du Code de l'énergie (lots 1 à 6).	Article 5.2.3
Les coûts résultant pour le titulaire des obligations d'économies d'énergie visées aux articles L.221-1 et suivants du Code de l'énergie.	Article 5.2.4
Les tarifs d'acheminement : - de l'électricité (lots 1 à 6), conformément au tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité (TURPE) en vigueur - et du gaz naturel (lot 7), conformément au tarif d'accès des tiers aux réseaux de transport (ATRT) et de distribution (ATRD) en vigueur.	Article 5.2.5
Les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) tels qu'ils figurent dans les catalogues de prestations de chaque GRD.	Article 5.2.7
Le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre selon les modalités approuvées par la Commission de Régulation de l'Energie (lots 1 à 6).	Article 5.2.8
Les charges fiscales, parafiscales ou autres frappant obligatoirement la prestation ainsi que tous les frais afférents à l'assurance, au transport jusqu'au lieu de livraison.	Article 5.2.9 (taxes et contributions)

5.2 Structures, formes et détermination des prix

5.2.1 Les prix de la fourniture d'électricité et de gaz naturel

5.2.1.1 Contenu des prix de fourniture

Les prix de fourniture d'électricité (**lots 1 à 6**) et de gaz naturel (**lots 7 et 8**) figurant aux bordereaux des prix unitaires de chaque marché subséquent couvrent notamment les éléments suivants :

Les coûts de l'énergie pour la fourniture des points de livraison du lot concerné.
Les coûts liés à la mission de responsable d'équilibre
Les coûts liés à la réalisation de l'ensemble des prestations visées aux pièces du contrat en lien avec les prestations d'acheminement et de fourniture d'électricité (lots 1 à 6) et de gaz naturel (lot 7).

5.2.1.2 Structure des prix de fourniture

Selon les lots, les prix de fourniture figurant au bordereau des prix sont structurés comme suit, sous la forme de prix unitaires proportionnels aux consommations (sans termes fixes) :

Lots 1 à 5 - Acheminement et fourniture d'électricité

LOT 1 Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des bâtiments et équipements, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.	
Des prix unitaires proportionnels aux consommations P_F	
Application	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées
Unité	Exprimé en €/MWh HTT
Différenciation	- Selon la différenciation temporelle h par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (AL)

LOT 2 Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des installations d'éclairage public et assimilés, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.	
Des prix unitaires proportionnels aux consommations P_F	
Application	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées
Unité	Exprimé en €/MWh HTT
Différenciation	- Sans différenciation temporelle - Propre à chaque Année de Livraison (AL)

LOT 3	Acheminement et fourniture d'électricité pour les besoins des communes, communautés de communes et d'agglomération membres du groupement, pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
LOT 4	Acheminement et fourniture d'électricité pour les besoins des membres du groupement hors communes, communautés de communes et d'agglomération, pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4, sur le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS.
● Des prix unitaires proportionnels aux consommations P_F	
<i>Application</i>	● Au point de livraison ● Proportionnels aux quantités consommées
<i>Unité</i>	● Exprimé en €/MWh HTT
<i>Différenciation</i>	● Selon la différenciation temporelle h par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. ● Propre à chaque Année de Livraison (AL)

LOT 5	Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison localisés sur le périmètre des distributeurs non nationalisés.
Pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5	● Prix unitaires proportionnels aux consommations P_F <i>Application</i> ● Au point de livraison ● Proportionnels aux quantités consommées <i>Unité</i> ● Exprimé en €/MWh HTT <i>Différenciation</i> ● Selon la différenciation temporelle h par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. ● Propre à chaque Année de Livraison (AL)
Pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C4 et C2	● Prix unitaires proportionnels aux consommations P_F <i>Application</i> ● Au point de livraison ● Proportionnels aux quantités consommées <i>Unité</i> ● Exprimé en €/MWh HTT <i>Différenciation</i> ● Selon la différenciation temporelle h par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. ● Propre à chaque Année de Livraison (AL)

Lot 6 - Acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER

LOT 6 Acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER.							
Pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des bâtiments et équipements	Prix unitaires proportionnels aux consommations P_F <table> <tr> <td><i>Application</i></td><td> - Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées </td></tr> <tr> <td><i>Unité</i></td><td> - Exprimé en €/MWh HTT </td></tr> <tr> <td><i>Différenciation</i></td><td> - Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>) </td></tr> </table>	<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées	<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT	<i>Différenciation</i>	- Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)
<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées						
<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT						
<i>Différenciation</i>	- Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)						
Pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des installations d'éclairage public et assimilés	<table> <tr> <td><i>Application</i></td><td> - Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées </td></tr> <tr> <td><i>Unité</i></td><td> - Exprimé en €/MWh HTT </td></tr> <tr> <td><i>Différenciation</i></td><td> - Sans différenciation temporelle - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>) </td></tr> </table>	<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées	<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT	<i>Différenciation</i>	- Sans différenciation temporelle - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)
<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées						
<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT						
<i>Différenciation</i>	- Sans différenciation temporelle - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)						
Pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C4 et C2	Prix unitaires proportionnels aux consommations P_F <table> <tr> <td><i>Application</i></td><td> - Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées </td></tr> <tr> <td><i>Unité</i></td><td> - Exprimé en €/MWh HTT </td></tr> <tr> <td><i>Différenciation</i></td><td> - Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>) </td></tr> </table>	<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées	<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT	<i>Différenciation</i>	- Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)
<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées						
<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT						
<i>Différenciation</i>	- Selon la différenciation temporelle <i>h</i> par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)						

Lot 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

LOT 7 Acheminement et fourniture de gaz naturel pour les points de livraison sur le périmètre du gestionnaire du réseau de distribution GRDF.	
Des prix unitaires proportionnels aux consommations P_F	
<i>Application</i>	- Au point de livraison - Proportionnels aux quantités consommées (selon la consommation journalière transmise par le GRD dans le cas des points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution T4).
<i>Unité</i>	Exprimé en €/MWh HTT
<i>Différenciation</i>	- Sans différenciation - Propre à chaque Année de Livraison (<i>AL</i>)

Cas particulier des points de livraison du segment C5 en options tarifaires non saisonnalisées CU (tarif unique) et MU DT

En complément des dispositions de l'accord-cadre, conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-42 du 15 février 2024, les options tarifaires non saisonnalisées CU (tarif unique) et MU DT (Heures pleines/ heures creuses) est maintenue à titre dérogatoire dans le cas des points de livraison ne disposant pas de compteurs évolués ayant été déclaré communicant (niveau 1 ou 2) auprès du GRD. Les points de livraison concernés dont le compteur deviendrait communicant en cours d'exécution d'un marché subséquent devront être basculés par le titulaire vers un calendrier de fourniture à 4 plages temporelles.

5.2.1.3 Détermination des prix de fourniture

5.2.1.3.1 Les prix unitaires de fourniture d'électricité (lots 1 à 6)

Selon les lots et tel qu'il sera reprécisé dans les documents de la consultation des marchés subséquents, le ou les modes de détermination des prix unitaires de fourniture sont définis comme suit :

Lots 1 à 4
Au stade du marché subséquent, les titulaires de l'accord-cadre remettent : • Une offre de base : pour laquelle les prix unitaires de fourniture sont déterminés par des opérations de couverture (achats fragmentés par prises de positions) ; • Une variante imposée : pour laquelle les prix unitaires de fourniture sont déterminés aux conditions économiques du jour de la remise des offres.
Lot 5 - Acheminement et fourniture d'électricité pour les points de livraison localisés sur le périmètre des distributeurs non nationalisés
Les prix unitaires de fourniture sont déterminés aux conditions économiques du jour de la remise des offres.
Lot 6 - Acheminement, fourniture d'électricité et agrégation de productions d'électricité d'origine renouvelable issues d'un CADER
Les prix unitaires de fourniture sont déterminés par des opérations de couverture (achats fragmentés par prises de positions).

Dans le cas d'un mode de détermination des prix unitaires aux conditions économiques du jour de la remise des offres (variante imposée pour les lots 1 à 4 et dans le cas du lot 5) :

Les prix unitaires de fourniture $P_F(h)$ sont complétés au bordereau des prix unitaires par les titulaires de l'accord-cadre :

- pour chaque Année de Livraison **AL** concernée ;
- pour chaque segment tarifaire de distribution (C2, C4 et C5) concerné;
- pour chaque structure de différenciation tarifaire de fourniture **h** définies à l'article 5.2.1.2.

Dans le cas d'un mode de détermination des prix unitaires basé sur des opérations de couverture (achats fragmentés par prises de positions) – offre de base des lots 1 à 5 et pour le lot 6 :

Les prix unitaires de fourniture $P_F(h)$ sont déterminés :

- pour chaque structure de différenciation tarifaire de fourniture **h** définies à l'article 5.2.1.2.;
- pour chaque segment tarifaire de distribution (C2, C4 et C5) concerné par le lot ;

- pour chaque Année de Livraison **AL** concernée ;
- sur la base de la formule suivante :

$$P_F(h) = \alpha(h) \times a + \gamma(h) \times b + C(h)$$

Où :

P_F (h)	en €/MWh	Prix unitaire de fourniture proportionnelle aux quantités consommées	Déterminé après notification du marché et calculé après l'achèvement des opérations de couverture (prises de positions)
h	Sans dimension	Structure de différenciation (horosaisonnalité) des prix de fourniture telle que définie à l'article 4.2.1.2.	
C	en €/MWh	Prix unitaire comprenant les coûts de gestion, les provisions pour risques et la marge du titulaire du marché subséquent	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix unitaires du marché subséquent concerné
α et γ	Sans dimension	Coefficients invariables applicables aux prix pondérés issus des prises de position	
a	en €/MWh	Moyenne pondérée des prises de position du produit en base	

Avec :

$$a = base + bs$$

$base$	en €/MWh	Prix unitaire en produit base	Prix de règlement (Settlement Price) publié en clôture par EEX sur le produit Calendar Baseload French future ou Prix en OTC (Over The Counter).
bs	en €/MWh	$bs = 0$ dans le cas d'une prise de position en OTC $bs > 0$ dans le cas d'une prise de position au prix de clôture du produit Calendar Baseload	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent
b	en €/MWh	Moyenne pondérée des prises de position du produit en pointe	

Avec :

$$b = Peak + pt$$

Peak	en €/MWh	Prix unitaire en produit pointe	Prix de règlement (Settlement Price) publié en clôture par EEX sur le produit Calendar Peakload French future ou Prix en OTC (Over The Counter).
pt	en €/MWh	pt = 0 dans le cas d'une prise de position en OTC	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent

pt > 0 dans le cas d'une prise de position au prix de clôture du produit Calendar Peakload

Les prix moyens pondérés **a** et **b** définis ci-dessus sont obtenus à l'issue d'opérations de couverture par prises de positions (opérations d'achat) selon les modalités suivantes :

Cadre général des prises de position

- Les demandes de prises de position du coordonnateur sont adressées par mail au titulaire du marché subséquent. Ces demandes sont :
 - différenciés selon les options de demande (suivi d'intérêt, OTC/Settlement),
 - susceptibles de faire l'objet d'adaptations (de leur contenu) avec le titulaire du marché subséquent.
- Les positions sont prises par le titulaire du marché subséquent concerné.
- Chaque prise de position réalisée par le titulaire du marché subséquent est formalisée par le coordonnateur dans un formulaire dédié établi selon les modèles figurant en annexe 3 et adressé au titulaire dans un délai ne pouvant pas excéder 48h00 (jours ouvrés) à compter de l'affermissement de chaque prise de position. Le titulaire dispose alors d'un délai de 48h00 (jours ouvrés) pour renvoyer ce formulaire contresigné au coordonnateur.
- Les prises de positions :
 - sont différenciées par année de livraison **AL** ; considérant que chaque prise de position peut concerner une ou plusieurs années de livraison **AL**. Néanmoins, les prises de position d'une année de livraison **AL** donnée ne pourront être mises en œuvre par le coordonnateur auprès du titulaire qu'au cours des années **AL-3** à **AL-1** ;
 - peuvent concerner le produit base et le produit pointe (simultanément ou séparément) d'une ou plusieurs années de livraison **AL** ;
 - permettent de couvrir les besoins relatifs au marché subséquent concerné. Elles ne peuvent avoir lieu qu'entre la notification du marché subséquent au titulaire concerné et le 30 novembre qui précèdent l'année de livraison **AL**.
- En cas d'inachèvement des prises de position, c'est-à-dire si 100% des besoins d'une année de livraison **AL** donnée n'a pas été couvert par le coordonnateur, le titulaire du marché subséquent concerné prend position au plus tard le 30 novembre de l'année de livraison **AL-1** du produit concerné, au prix de clôture (base et/ou pointe), pour la part du produit **a** et **b** non couverte.
- Dans le cas d'une demande de prise de position conduisant par erreur à une sur-couverture des produits **a** et **b** (c'est-à-dire si les besoins des produits **a** et **b** d'une année de livraison **AL** donnée ont été couverts à plus de 100%), le titulaire sera en droit de ne pas prendre en compte cette demande, si et seulement si, il en informe au préalable le coordonnateur afin qu'il modifie sa demande. Les parties conviennent des modalités de réalisation d'une opération de vente de la part excédentaire du produit concerné avant le 30 novembre précédant l'année de livraison **AL**.
- **Les prises de position sont associées à des volumes d'électricité exprimés en pourcentage des produits a et b. Ce formalisme (en %) permet au coordonnateur de s'affranchir des contraintes liées à l'évolution des quantités consommées d'une année à l'autre.** Ainsi, chaque prise de position :
 - équivaut à une fraction du volume annuel de référence figurant au Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) du marché subséquent concerné ;

- ne peut pas concerner, pour un produit donné, un volume annuel de référence inférieur à 1 MW.
- Pour une année de livraison **AL** donnée, le tableau suivant détermine, pour chaque produit, le nombre maximal de prises de position :

	Produits	Nbr maximal de prises de position
LOT 1	Calendar Baseload French future	4
	Calendar Peakload French future	4
LOT 2	Calendar Baseload French future	4
	Calendar Peakload French future	4
LOT 3	Calendar Baseload French future	4
	Calendar Peakload French future	4
LOT 4	Calendar Baseload French future	4
	Calendar Peakload French future	4

Ces volumes sont susceptibles d'être mis à jour au stade de la consultation des marchés subséquents en cohérence avec la mise à jour de la liste des points de livraison de chaque lot concerné et des données de consommation associées.

- **Cas des prises de position en OTC** : le coordonnateur peut recourir à une ou plusieurs prises de position en OTC pour couvrir la totalité des besoins selon les modalités suivantes :
 - Le coordonnateur envoie au titulaire par mail une demande de cotation.
 - Durée de validité de la proposition de cotation : variable selon les possibilités de cotations du titulaire du marché subséquent.
 - Le titulaire du marché subséquent adresse au coordonnateur par mail (et par téléphone) le(s) prix proposé(s) pour le(s) produit(s) concerné(s) et leur(s) durée(s) de validité. Dans ce(s) délai(s) de validité, le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail.
 - Le coordonnateur peut également mandater le titulaire d'un prix cible d'intérêt (en €/MWh) pour un produit donné. Dans ce cas de figure :
 - si le prix du produit concerné est au moins égal (inférieur ou égal) au prix d'intérêt du produit correspondant, le titulaire informe le coordonnateur par mail (ou par téléphone) du (des) prix atteint(s) pour le(s) produit(s) concerné(s) et leur(s) durée(s) de validité ;
 - dans ce délai de validité, le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail.
 - Si le volume disponible au prix proposé ou au prix d'intérêt d'un produit donné est inférieur au volume souhaité par le coordonnateur, le titulaire du marché subséquent informe le coordonnateur par retour de mail (ou par téléphone) de ce volume disponible. Le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail et pour le volume proposé.
 - Prix de référence : prix en base (Calendar Baseload French future) et/ou en pointe (Calendar Peakload French future) pour le produit concerné (**a** et **b**)
 - Volumes : pourcentage du prix associé à chaque produit concerné (**a** et **b**).
- **Cas des prises de position au SETTLEMENT** : Le coordonnateur est susceptible de recourir à des prises de position au prix de compensation (settlement) pour couvrir la totalité des besoins selon les modalités suivantes :
 - Le coordonnateur envoie au titulaire concerné par mail une demande de prise de position du produit (**a₁**, **b** et **a**) avant 13h.

- Durée de validité de la demande : le jour de la demande.
- Prix de référence : prix de clôture (Settlement Price des produits Baseload et/ou Peakload French Power Futures publiés par EEX), du jour de la demande pour le produit concerné (**a** et **b**).
- Volumes : pourcentage du prix associé à chaque produit concerné (**a** et **b**).
- Le titulaire ne peut pas prétendre à une impossibilité de mise en œuvre des demandes de prise de position du coordonnateur dès lorsqu'elles concernent un prix de clôture.

5.2.1.3.2 Les prix unitaires de fourniture de gaz naturel (lot 7)

Tel qu'il sera précisé dans les documents de la consultation des marchés subséquents, les titulaires de l'accord-cadre remettent :

- **Une offre de base** : pour laquelle les prix unitaires de fourniture sont déterminés par des opérations de couverture (achats fragmentés par prises de positions) ;
- **Une variante imposée** : pour laquelle les prix unitaires de fourniture sont déterminés aux conditions économiques du jour de la remise des offres.

Dans le cas d'un mode de détermination des prix unitaires aux conditions économiques du jour de la remise des offres (variante imposée) :

Les prix unitaires de fourniture P_F sont complétés au bordereau des prix unitaires par les titulaires de l'accord-cadre pour chaque Année de Livraison **AL** concernée.

Dans le cas d'un mode de détermination des prix unitaires basé sur des opérations de couverture (achats fragmentés par prises de positions) – Offre de base :

Les prix unitaires de fourniture P_F sont déterminés pour chaque Année de Livraison **AL** concernée sur la base de la formule suivante :

$P_F = G + C$			
Où :			
P_F	en €/MWh	Prix unitaire de fourniture proportionnelle aux quantités consommées	Déterminé après notification du marché et calculé après l'achèvement des opérations de couverture (prises de positions)
C	en €/MWh	Prix unitaire comprenant les coûts de gestion, les provisions pour risques et la marge du titulaire du marché subséquent	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent
G	en €/MWh	Moyenne pondérée des prises de position du produit PEG.	
Avec :			
$G = PEG + pg$			

PEG	en €/MWh	Prix unitaire du produit PEG	Prix de règlement (Settlement Price) publié en clôture par Powernext sur le produit Calendar PEG French future ou Prix en OTC (Over The Counter).
<i>pg</i>	en €/MWh	<i>pg</i> = 0 dans le cas d'une prise de position en OTC <i>pg</i> > 0 dans le cas d'une prise de position au prix de clôture du produit PEG	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent

Pour année de livraison **AL** donnée, le prix moyen pondéré **G** défini ci-dessus est obtenu à l'issu d'opérations de couverture par prises de position selon les modalités suivantes :

Cadre général des prises de position

- Les demandes de prises de position du coordonnateur sont adressées par mail au titulaire du marché subséquent. Ces demandes sont :
 - différenciés selon les options de demande (suivi d'intérêt, OTC/Settlement),
 - susceptibles de faire l'objet d'adaptations (de leur contenu) avec le titulaire du marché subséquent.
- Les positions sont prises par le titulaire du marché subséquent concerné.
- Chaque prise de position réalisée par le titulaire du marché subséquent est formalisée par le coordonnateur dans un formulaire dédié établi selon les modèles figurant en annexe 3 et adressé au titulaire dans un délai ne pouvant pas excéder 48h00 (jours ouvrés) à compter de l'affermissement de chaque prise de position. Le titulaire dispose alors d'un délai de 48h00 (jours ouvrés) pour renvoyer ce formulaire contresigné au coordonnateur.
- Les prises de positions :
 - sont différenciées par année de livraison **AL** ; considérant que chaque prise de position peut concerner une ou plusieurs années de livraison **AL**. Néanmoins, les prises de position d'une année de livraison **AL** donnée ne pourront être mises en œuvre par le coordonnateur auprès du titulaire qu'au cours des années **AL-3** à **AL -1** ;
 - peuvent concerner une ou plusieurs années de livraison **AL** simultanément ;
 - permettent de couvrir les besoins relatifs au marché subséquent concerné. Elles ne peuvent avoir lieu qu'entre la notification du marché subséquent au titulaire concerné et le 30 novembre précédent l'année de livraison **AL**.
- En cas d'inachèvement des prises de position, c'est-à-dire si 100% des besoins d'une année de livraison **AL** donnée n'a pas été couvert par le coordonnateur, le titulaire du marché subséquent concerné prend position au plus tard le 30 novembre de l'année de livraison **AL-1** du produit concerné, au prix de clôture, pour la part non couverte.
- Dans le cas d'une demande de prise de position conduisant par erreur à une sur-couverture du produit PEG (c'est-à-dire si les besoins du produit PEG d'une année de livraison **AL** donnée ont été couverts à plus de 100%), le titulaire sera en droit de ne pas prendre en compte cette demande, si et seulement si, il en informe au préalable le coordonnateur afin qu'il modifie sa demande. Les parties conviennent des modalités de réalisation d'une opération de revente de la part excédentaire du produit concerné avant le 30 novembre précédent l'année de livraison **AL**.

- Les prises de position sont associées à des volumes de gaz naturel exprimés en pourcentage du produit **PEG**. Ce formalisme (en %) permet au coordonnateur de s'affranchir des contraintes liées à l'évolution des quantités consommées d'une année à l'autre. Ainsi, chaque prise de position :

- équivalait à une fraction du volume annuel de référence figurant au Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) du marché subséquent concerné ;
- ne peut pas concerner un volume annuel de référence inférieur à 10 GWh.

- Pour une année de livraison **AL** donnée, le tableau suivant détermine le nombre maximal de prises de position :

	Produit	Nbr maximal de prises de position
LOT 7	Calendar PEG French future	5

- Cas des prises de position en OTC** : le coordonnateur peut recourir à une ou plusieurs prises de position en OTC pour couvrir la totalité des besoins selon les modalités suivantes :

- Le coordonnateur envoie au titulaire par mail une demande de cotation.
- Durée de validité de la proposition de cotation : variable selon les possibilités de cotations du titulaire du marché subséquent.
- Le titulaire du marché subséquent adresse au coordonnateur par mail (ou communique avec le coordonnateur par téléphone) le(s) prix proposé(s) pour le(s) produit(s) concerné(s) et leur(s) durée(s) de validité. Dans ce(s) délai(s) de validité, le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail.
- Le coordonnateur peut également mandater le titulaire d'un prix d'intérêt (en €/MWh). Dans ce cas de figure :
 - si le prix du produit concerné est au moins égal (inférieur ou égal) au prix d'intérêt du produit correspondant, le titulaire informe le coordonnateur par mail (ou par téléphone) du (des) prix atteint(s) pour le(s) produit(s) concerné(s) et leur(s) durée(s) de validité ;
 - dans ce délai de validité, le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail.
- Si le volume disponible au prix proposé ou au prix d'intérêt d'un produit donné est inférieur au volume souhaité par le coordonnateur, le titulaire du marché subséquent informe le coordonnateur par retour de mail (ou par téléphone) de ce volume disponible. Le coordonnateur affermit ou non la proposition du titulaire par retour de mail et pour le volume proposé.
- Prix de référence : Calendar PEG French future.
- Volumes : pourcentage du volume annuel de référence figurant au Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) du marché subséquent concerné.

- Cas des prises de position au SETTLEMENT** : le coordonnateur est susceptible de recourir à des prises de position au prix de compensation (settlement) pour couvrir la totalité des besoins selon les modalités suivantes :

- Le coordonnateur envoie au titulaire concerné par mail une demande de prise de position du produit **PEG** avant 13h30.
- Durée de validité de la demande : le jour de la demande.
- Prix de référence : prix de clôture (Settlement Price des produits PEG Calendar French Futures) publiés par EEX), du jour de la demande.

- Volumes : pourcentage du volume annuel de référence figurant au Cahier des Clauses Spécifiques (CCS) du marché subséquent concerné.
- Le titulaire ne peut pas prétendre à une impossibilité de mise en œuvre des demandes de prise de position du coordonnateur dès lorsqu'elles concernent un prix de clôture.

5.2.1.4 Forme des prix de fourniture

Les prix unitaires de fourniture $P_f(h)$ figurant au bordereau des prix unitaires sont fermes au sens de l'article R2112-9 du Code de la commande publique.

5.2.2 Prix associés aux garanties d'origine

5.2.2.1 Structure des prix associés aux garanties d'origine

Les prix unitaires associés aux garanties d'origine P_{GO} visées aux articles et L.314-14 (**LOTS 1 à 6**) et L445-3 (**LOT 7**) du Code de l'énergie prennent la forme d'un surcoût aux prix unitaires de la fourniture et sont structurés comme suit :

Application	• Au(x) point(s) de livraison des membres ayant souhaité associer à leur consommation d'électricité (LOTS 1 à 6) ou de gaz naturel (LOT 7) des certificats de garantie d'origine renouvelable. • Proportionnels aux quantités consommées
Unité	• Exprimé en €/MWh HTT
Différenciation	• Propre à chaque Année de Livraison (AL)

5.2.2.2 Détermination des prix associés aux garanties d'origine

Les prix unitaires associés aux garanties d'origine P_{GO} est un surcoût déterminé pour chaque Année de Livraison **AL** selon les modalités suivantes :

P_{GO}	en €/MWh	Prix unitaire associé aux garanties d'origine	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent
Volume cible de certificats de Garantie d'Origine			
• Pour les lots 1 à 5 et 7 : ○ Le coordonnateur a recensé les besoins des membres dès le stade de la publication de l'accord-cadre. Chaque membre a déterminé le(s) point(s) de livraison de son périmètre pour le(s)quel(s) il souhaiterait associer des certificats de Garanties d'Origine : ▪ à 100% des consommations dans le cas des lots 1 à 5 (acheminement et fourniture d'électricité) ; ▪ à 50% ou 100% des consommations de gaz naturel dans le cas du lot 6 (acheminement et fourniture de gaz naturel). ○ Pour les lots 1 à 5 et 7, le coordonnateur additionne l'ensemble des volumes de chaque membre. Il détermine un volume global concerné par des certificats de garanties d'origines qu'il communique			

à titre indicatif et estimatif au stade de l'accord cadre, et qu'il communiquera aux titulaires de l'accord-cadre dans les documents de la consultation des marchés subséquents. Ces documents préciseront la liste des points de livraison concernés.

- **Dans le cas du lot 7, le volume cible annuel de certificats de garantie d'origine de biométhane ne pourra pas être supérieur à 2 GWh.**
- Les points de livraison concernés au stade du marché subséquent engagent les membres du groupement concernés sur toute la période d'exécution des prestations de fourniture du marché subséquent concerné, à compter des dates de rattachement (ou de début d'application du surcoût) et jusqu'à la fin du marché ou jusqu'à la date de détachement de chaque point de livraison concerné (y compris dans le cas d'un détachement anticipé dont les conditions sont précisées à l'article 20.3).
- Pour chaque lot, au stade de la consultation de l'accord-cadre, le volume de points de livraison concerné par les garanties d'origine et les consommations annuelles estimées sont les suivants :

	Nombre de points de livraison	Consommation annuelle estimée
LOTS 1 à 5 - Acheminement et fourniture d'électricité		
LOT 1	1 498	51 263 MWh
LOT 2	1 505	45 304 MWh
LOT 3	232	73 451 MWh
LOT 4	70	36 739 MWh
LOT 5	0	0 MWh
LOT 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel		
LOT 7	17	1,9 MWh

● **Pour le lot 6 :**

Les membres du groupement concernés souhaitent associer des certificats de Garantie d'Origine à la part des consommations non satisfaites par les productions issues du CADER.

Dans ce cadre, les certificats de Garantie d'Origine à remettre annuellement par le titulaire du marché subséquent seront associés à une consommation d'électricité complémentaire correspondant à la consommation annuelle de référence minorée des productions annuelles de référence issues du CADER. Ces volumes de référence seront mentionnés au CCS du marché subséquent.

Attestation des garanties d'origine

L'origine renouvelable de l'électricité sera attestée par des certificats de garantie d'origine dans les conditions définies par les articles L.314-14 (**LOTS 1 à 6**) et L.445-3 (**LOT 7**) et suivants du Code de l'Energie et leurs textes d'application.

Les garanties d'origine délivrées dans d'autre Etats membres de l'Union Européenne peuvent également être utilisées.

A la fin de l'année de livraison et au plus tard le 31 mars de l'année qui suit l'année de livraison, le titulaire devra fournir :

- à chaque membre un certificat attestant des garanties d'origine correspondant au volume de consommation (en kWh) communiqué au marché subséquent.

- au coordonnateur les attestations du teneur de registre prouvant l'utilisation particulière des garanties d'origine pour le volume alloué au profit des membres du groupement.

5.2.2.3 Forme des prix associés aux garanties d'origine

Pour une Année de Livraison **AL** donnée, les prix unitaires associés aux garanties d'origine **P_{GO}** sont fermes au sens de l'article R2112-9 du Code de la commande publique.

5.2.3 Les coûts induits par le mécanisme de capacité associé à l'électricité (lots 1 à 6)

5.2.3.1 Structure des prix liés au mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité visant à garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs d'électricité en période de pointe est défini en application des articles L.335-1 et suivants du Code de l'énergie, du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 et de l'arrêté 29 novembre 2016.

Les fournisseurs d'électricité doivent justifier de leur capacité à satisfaire la consommation de pointe par l'acquisition de « garanties de capacité », à hauteur de leur obligation de capacité dépendante des consommations relevées pour chaque point de livraison de son périmètre.

Les prix unitaires du mécanisme de capacité sont structurés comme suit :

Pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des bâtiments et équipements	<i>Application</i> • Au point de livraison • Proportionnels aux quantités consommées <i>Unité</i> • Exprimé en €/MWh HTT <i>Différenciation</i> • Selon la différenciation temporelle h par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD. • Propre à chaque Année de Livraison (AL)
Pour les points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 associés à des installations d'éclairage public ou assimilés.	<i>Application</i> • Au point de livraison • Proportionnels aux quantités consommées <i>Unité</i> • Exprimé en €/MWh HTT <i>Différenciation</i> • Sans différenciation • Propre à chaque Année de Livraison (AL)
Pour les points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4.	<i>Application</i> • Au point de livraison • Proportionnels aux quantités consommées <i>Unité</i> • Exprimé en €/MWh HTT <i>Différenciation</i> • Par horosaison selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD (selon la courbe de charge transmise par le GRD dans le cas des points de livraison relevant du segment C2) • Propre à chaque Année de Livraison (AL)

5.2.3.2 Détermination des prix liés au mécanisme de capacité

Les prix unitaires liés au mécanisme de capacité **P_C(h)** sont déterminés :

- pour chaque structure de différenciation définie à l'article 5.2.3.1 ;
- pour chaque segment tarifaire de distribution (C2, C4 et C5) concerné par le lot ;
- pour chaque Année de Livraison **AL**,
- sur la base de la formule suivante :

$P_C(h) = Coeff_{capacité}(h) \times Coeff_{sécurité} \times Prix_{capacité}$				
Où :				
P_C	en €/MWh	Les prix unitaires proportionnels aux consommations associées au mécanisme de capacité		
h	Sans dimension	Structure de différenciation (horosaisonnalité) telle que définie à l'article 5.2.3.1		
$Coeff_{capacité}$	en kW/MWh	Désigne le coefficient de capacité	Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent	
Pour les segments tarifaires de distribution suivants, les coefficients de capacité $Coeff_{capacité}$ complétés par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix des marchés subséquents :				
▪ ne peuvent concerner que pour les horosaisons suivantes :				
Segments tarifaires C5		• Base		
Segments tarifaires C5 à quatre postes horosaisonniers		• Heures pleines de saison haute • Heures creuses de saison haute		
Segments tarifaires C4		• Heures pleines de saison haute • Heures creuses de saison haute		
Segments tarifaires C2		• Pointe fixe • Heures pleines de saison haute		
▪ ne peuvent pas être négatifs ou nuls pour les horosaisons mentionnées dans le tableau ci-dessus.				
$Coeff_{sécurité}$	Sans dimension	Désigne le coefficient de sécurité	le	Valeur fixée par le ministère de l'Energie sur avis de CRE en vigueur pour l'Année de Livraison AL considérée.
$Prix_{capacité}$	en €/kW	Désigne le prix unitaire de la capacité	Pour une Année de Livraison AL , le prix de la capacité $Prix_{capacité}$ correspond à la moyenne arithmétique des enchères relatives à l'Année de Livraison AL organisées sur les plates-formes d'échanges des garanties de capacité entre la notification du marché subséquent et le 31 décembre de l'Année de Livraison AL-1 .	

Cas des points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C2 des lots 3, 4, 5 et 6 :

Dans le cas des points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C2 des **lots 3 à 6**, le prix du mécanisme de capacité $P_C(h)$ est défini :

- Pour la facturation lors de l'Année de Livraison **AL** sur la base du prix du mécanisme de capacité $P_C(h)$ tel que résultant de la formule de détermination décrite ci-dessus ;

- Avec une régularisation ex post sur la base de l'obligation réelle générée par la courbe de charge consolidée de chaque point de livraison consommation pour l'Année de Livraison **AL** considérée :
 - le calcul de l'obligation réelle pour l'Année de Livraison **AL** étant établi sur les consommations réalisées, le titulaire calculera l'obligation de capacité constatée à l'issue de l'Année de Livraison **AL**, pour chaque site sur la base des courbes de charge consolidées et ce, avant le terme du mois de février de l'année **AL+1**. Le titulaire déterminera ainsi la différence entre l'obligation de capacité constatée et l'obligation de capacité prévisionnelle, afin de régulariser les écarts entre obligation prévisionnelle facturée en Année de Livraison **AL** et l'obligation réelle,
 - les prix unitaires de la capacité utilisés pour la régularisation ex post pour l'Année de Livraison **AL** considérée correspondent à la première enchère relative à l'Année de Livraison **AL** concernée organisées sur les plates-formes d'échanges des garanties de capacité au cours de l'Année de Livraison **AL + 1**.

Le coordonnateur autorise également que les prix unitaires de la capacité utilisés pour la régularisation ex post correspondent à **la moyenne arithmétique des enchères relatives à l'Année de Livraison AL organisées sur les plates-formes d'échanges des garanties de capacité entre la notification du marché subséquent et le 31 décembre de l'Année de Livraison AL – 1. Si cette solution est retenue par le candidat, il devra le mentionner explicitement au sein de son mémoire technique. A défaut, les modalités du paragraphe précédent s'appliquent.**

5.2.3.3 Forme des prix liés au mécanisme de capacité

Pour une Année de Livraison **AL** donnée, les prix liés au mécanisme de capacité $P_C(h)$ sont fermes au sens de l'article R2112-9 du Code de la commande publique.

En cours d'exécution des marchés subséquents, les prix liés au mécanisme de capacité $P_C(h)$ peuvent évoluer conformément aux dispositions de l'article 5.3.3.

5.2.4 Prix associés aux obligations d'économies d'énergie (CEE)

5.2.4.1 Structure des prix associés aux obligations d'économies d'énergie (CEE)

Le prix associé aux obligations d'économies d'énergie P_{CEE} visées aux articles L.221-1 et suivants du Code de l'énergie :

- est un prix unitaire structuré comme suit :

Application	• Au point de livraison • Proportionnels aux quantités consommées
Unité	• Exprimé en €/MWh HTT
Différenciation	• Propre à chaque Année de Livraison (AL)

- ne s'applique qu'aux membres dits « obligeants », c'est-à-dire aux consommations des points de livraison des membres entrant dans les rubriques de la nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE 2008), prises en compte pour déterminer les quantités d'énergie consommées à l'origine de la fixation des obligations d'économies d'énergie sur une période d'obligation donnée.

- La liste des points de livraison dits « non obligants » peut faire l’objet d’évolution par les membres :
 - lors de la phase de bascule décrite à l’article 19 ;
 - en cours d’exécution des marchés subséquents, sur demande des membres.

Les points de livraison dits « non obligants » connus à la date de publication des marchés subséquents, c’est à dire pour lesquels le prix unitaire associé aux obligations d’économies d’énergie P_{CEE} ne s’applique pas, sont identifiés en annexe 1 de l’acte d’engagement du marché subséquent (champ “APPLICATION CEE”) sur la base du code NAF associé à chaque point de livraison et sa correspondance avec la nomenclature NCE.

5.2.4.2 Détermination des prix associés aux obligations d’économies d’énergie (CEE)

Les prix unitaires associés aux obligations d’économies d’énergie P_{CEE} sont déterminés pour chaque Année de Livraison **AL** sur la base de la formule suivante :

$P_{CEE} = Coeff_{CEE_C} \times (Prix_{CEE_C} + Coeff_{CEE_P} \times Prix_{CEE_P})$			
Où :			
P_{CEE}	en €/MWh	Le prix unitaire associé aux obligations d’économies d’énergie	
$Prix_{CEE_C}$	en €/MWh cumac	Désigne le prix d’un CEE classique	Complété par les titulaires de l’accord-cadre au bordereau des prix du marché subséquent
$Prix_{CEE_P}$	en €/MWh cumac	Désigne le prix d’un CEE au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique	
$Coeff_{CEE_C}$	en MWh cumac/MWh	Désigne le coefficient multiplicateur d’obligation	Défini à l’article R.221-4 du Code de l’énergie
$Coeff_{CEE_P}$	Sans dimension	Désigne le coefficient multiplicateur d’obligation au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique	Défini à l’article R.221-4-1 du Code de l’énergie

5.2.4.3 Forme des prix associés aux obligations d’économies d’énergie (CEE)

Les prix unitaires associés aux obligations d’économies d’énergie P_{CEE} sont fermes au sens de l’article R2112-9 du Code de la commande publique.

En cours d’exécution des marchés subséquents, les prix unitaires associés aux obligations d’économies d’énergie P_{CEE} peuvent évoluer conformément aux dispositions de l’article 5.3.4.

5.2.5 Les tarifs d’acheminement

Les tarifs d’acheminement de l’électricité (**lots 1 à 6**) sont facturés conformément au tarif d’utilisation des réseaux de distribution d’électricité (TURPE) en vigueur, tel que fixé par la délibération de la Commission de Régulation de l’Energie.

Les tarifs d’acheminement du gaz naturel (**lot 7**) sont facturés conformément aux tarifs d’accès des tiers aux réseaux de transport (ATRT) et de distribution (ATRD) en vigueur, tels que fixés par la délibération de la Commission de Régulation de l’Energie.

En cours d'exécution des marchés subséquents, les tarifs d'acheminement sont révisables conformément aux dispositions de l'article 5.3.1.

5.2.6 Obligation de stockage du gaz naturel et application du « filet de sécurité » (lot 7)

L'article 12 de la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement prévoit que le revenu des opérateurs de stockage est régulé. Conformément à l'article L. 421-5-1 du code de l'énergie, les capacités des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 du même code sont souscrites à l'issue d'enchères publiques. La différence, positive ou négative, entre les recettes des opérateurs (majoritairement issues des enchères), et leur revenu autorisé est compensée via l'application, au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel (tarif ATRT) d'un terme tarifaire dédié.

En application de l'article L421-6 du code de l'énergie, dans l'hypothèse où les capacités correspondant aux stocks minimaux mentionnés à l'article L. 421-4 du code de l'énergie n'auraient pas été souscrites, le ministre chargé de l'énergie déclenche un « filet de sécurité ». En dernier recours, il pourrait imposer au titulaire du marché subséquent concerné de constituer des stocks complémentaires dans des conditions précisées par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

En cas du déclenchement de ce « filet de sécurité », aucun surcoût ne peut être répercuté aux membres par le titulaire du marché subséquent concerné.

5.2.7 Les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD)

Les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) sont facturés aux membres sans marge conformément aux catalogues de prestations de chaque GRD en vigueur fixés par la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie.

En cours d'exécution des marchés subséquents, les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) sont révisables conformément aux dispositions de l'article 5.3.2.

5.2.8 Le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre (lots 1 à 6).

Conformément à la délibération de la CRE n°2017-041 du 9 mars 2017, le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre est fixé à 0 €/MWh depuis le 1^{er} février 2017.

En cours d'exécution des marchés subséquents, le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre est révisable conformément aux dispositions de l'article 5.3.5.

5.2.9 Les taxes et contributions

Les prix figurant au bordereau des prix des marchés subséquents s'entendent hors toutes taxes et contributions. Les taux de TVA en vigueur lors du fait générateur de la taxe au sens de l'article 269 du code général des impôts s'appliquent.

5.3 Evolution des prix

5.3.1 Evolution des tarifs d'acheminement

En cours d'exécution des marchés subséquents, le tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité (TURPE) et les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de transport (ATRT) et de distribution (ATRD) sont révisables à chaque évolution tarifaire telle que fixée par la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Les montants correspondants aux variations des tarifs d'acheminement sont répercutés intégralement aux membres de manière transparente et sans marge à la hausse comme à la baisse.

5.3.2 Evolution des prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD)

En cours d'exécution des marchés subséquents, les prix des prestations annexes aux missions des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) sont révisables à chaque révision des catalogues de prestations de chaque GRD conformément aux décisions de la Commission de Régulation de l'Energie.

Les montants correspondants aux variations des tarifs des prestations sont répercutés intégralement aux membres de manière transparente et sans marge à la hausse comme à la baisse.

5.3.3 Evolution des prix liés au mécanisme de capacité (lots 1 à 6)

En cours d'exécution des marchés subséquents, les prix liés au mécanisme de capacité $P_C(h)$ sont déterminés par application à la formule définie à l'article 5.2.3.2.

En cas d'évolution du coefficient de sécurité $Coef_{sécurité}$, le titulaire du marché subséquent concerné applique la formule ci-dessous :

$$P_C(h) = Coef_{capacité}(h) \times Coef_{sécurité}^N \times Prix_{capacité}$$

Où :

$Coef_{sécurité}^N$ Sans dimension Désigne le nouveau coefficient de sécurité Nouveau coefficient de sécurité fixé par le ministère de l'Energie sur avis de CRE en vigueur pour l'Année de Livraison **AL** considérée.

Les autres termes de la formule sont définis à l'article 5.2.3.2

$$P_{CEE_N} = P_{CEE_0} + (Coef_{CEE_{C_N}} - Coef_{CEE_{C_0}}) \times Prix_{CEE_{C_N}} + (Coef_{CEE_{C_N}} \times Coef_{CEE_{P_N}} - Coef_{CEE_{C_0}} \times Coef_{CEE_{P_0}}) \times Prix_{CEE_{P_N}}$$

Où :

P_{CEE_0} en €/MWh Prix unitaire associé aux obligations d'économie d'énergie applicable lors de la remise des offres du marché subséquent, conformément aux dispositions de l'article 5.2.4.2

$Coef_{CEE_{C_0}}$ en MWh cumac/MWh Désigne le coefficient multiplicateur d'obligation en vigueur lors de la remise des offres du marché subséquent Coefficients d'obligation applicables lors de la remise des offres du marché subséquent, tel que publié au Journal Officiel.

$Coef_{CEE_{P_0}}$ Sans dimension Désigne le coefficient multiplicateur d'obligation au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique en vigueur lors de la remise des offres du marché subséquent

$Coef_{CEE_{C_N}}$ en MWh cumac/MWh Désigne le nouveau coefficient multiplicateur d'obligation Nouveaux coefficients d'obligation applicables à la période de livraison concernée tel que publié au Journal Officiel.

$Coef_{CEE_{P_N}}$ Sans dimension Désigne le nouveau coefficient multiplicateur d'obligation au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique

$Prix_{CEE_{C_N}}$ en €/MWh cumac Désigne le nouveau prix d'un CEE classique déterminé sur la base de la moyenne arithmétique des prix de clôture des CEE classique pour une livraison à terme sur les deux semestres de l'année de livraison **AL**, tels que publiés par la plateforme d'échange C2E Market le mois de novembre de l'année **AL** -1.

$Prix_{CEE_{C_P}}$ en €/MWh cumac Désigne le nouveau prix d'un CEE précarité déterminé sur la base de la moyenne arithmétique des prix de clôture des CEE précarité pour une livraison à terme sur les deux semestres de l'année de livraison **AL**, tels que publiés par la plateforme d'échange C2E Market le mois de novembre de l'année **AL** -1.

5.3.4 Evolution des prix associés aux obligations d'économies d'énergie (CEE)

Les prix associés aux obligations d'économies d'énergie P_{CEE} , sont déterminés par application de la formule définie à l'article 5.2.4.1.

En cas d'évolution des obligations d'économies d'énergie dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, le titulaire du marché subséquent concerné applique la formule ci-dessous :

Les candidats peuvent proposer dans leur mémoire technique (à la section dédiée aux commentaires libres) un mode de valorisation des nouveaux prix d'un CEE classique et précarité ($P_{CEE_{CN}}$ et $P_{CEE_{CP}}$) issu de la plateforme EMMY. Dans ce cas de figure, le candidat décrit précisément les modalités proposées dans son mémoire technique.

5.3.5 Evolution du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre (lots 1 à 6).

En cours d'exécution des marchés subséquents, le prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre est révisable conformément aux évolutions fixées par la délibération de la Commission de Régulation de l'Energie.

Chaque évolution conduira à une modification en conséquence des prix facturés dans le cadre des marchés subséquents, de façon parfaitement transparente, sans marge ni frais de gestion.

5.3.6 Evolution des taxes et contributions

Les factures sont mises en conformité avec toute décision réglementaire venant modifier les conditions d'application des taxes et contributions.

6 PRIX DE L'ELECTRICITE INJECTEE (LOT 6)

6.1 Période de livraison de l'électricité par le producteur, titulaire du CADER

La période de livraison de l'électricité injectée par le titulaire du CADER (ci-après le Producteur) est la suivante :

Début de livraison des productions	Fin de livraison des productions
A partir du 1 ^{er} janvier 2026.	au 31/12/2028 inclus.

6.2 Engagements généraux du Producteur au titre du CADER

Dans le cadre du CADER, le Producteur s'engage notamment à :

- être titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité prévue par l'article L. 333-1, 2° du code de l'énergie ou avoir mis en place une délégation valable avec un tiers titulaire de cette autorisation ;
- respecter ses engagements en matière de disponibilité garantie de l'actif de production dans les conditions prévues par le CADER ;
- concourir, avant la date de début de livraison de l'électricité à la bonne intégration du CADER par le Responsable d'Equilibre et le titulaire du marché subséquent désigné par le coordonnateur, notamment :
 - de prendre toutes les dispositions nécessaires pour se rattacher au Périmètre d'Equilibre de l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre par le coordonnateur et signer l'accord de rattachement dans les conditions prévues à l'article 6.2.1.2 et par le CADER ;
 - communiquer au titulaire du marché subséquent les modalités d'accès et de mise à disposition :

- en temps réel et via un accès informatisé, des données de production et d'exploitation de l'actif mesurées au pas de temps le plus fin dans les conditions prévues par le CADER ;
- de tout évènement temporaire ou permanent pouvant avoir un impact sur la production de l'Actif dès qu'il en a connaissance (notamment les arrêts programmés et non programmés) ;
- le cas échéant, prendre les dispositions nécessaires pour la mise en œuvre des modalités de notification par le Responsable d'Equilibre des Prix Spot strictement négatifs dans les conditions prévues à l'article 6.2.2 et par le CADER,
- le cas échéant, la signature d'une convention de délégation de paiement (convention tripartite) conclue entre le titulaire du marché subséquent et le coordonnateur tel que prévu à l'article 6.3.2.2.2 ;
- de désigner des interlocuteurs dédiés au relation avec le titulaire du marché subséquent, de communiquer et de tenir à jour leurs coordonnées et leurs adresses de notification.

6.2.1 Responsable d'Equilibre – Périmètre d'Equilibre

6.2.1.1 Engagement du titulaire du marché subséquent

Le titulaire du marché subséquent s'engage à exercer le rôle de responsable d'équilibre de l'électricité injectée au titre du CADER ou s'engage à désigner un Responsable d'Equilibre à compter de la date de début de livraison des productions et jusqu'au terme du marché subséquent concerné. Il est entendu que le titulaire du marché subséquent est libre du choix du Responsable d'Equilibre désigné dans le cadre de l'application du présent accord-cadre.

Le titulaire du marché subséquent est ainsi tenu :

- a) de désigner le Responsable d'Équilibre et de notifier l'ensemble des informations nécessaires à l'activité de ce dernier, suivant les pratiques habituelles de secteur, au Producteur dans les délais convenus dans le CADER.

Par la suite :

- b) En cas de changement programmé de Responsable d'Equilibre, le titulaire du marché subséquent désignera à nouveau un Responsable d'Equilibre et le notifiera, avec l'ensemble des informations nécessaires précitées, au Producteur, dans un délai fixé au titre du CADER avant l'échéance du terme prévu du contrat en cours avec le Responsable d'Equilibre.
- c) En cas de changement non programmé et/ou de défaillance imprévisible du Responsable d'Équilibre (dans le cas où l'entité désignée par titulaire du marché subséquent comme Responsable d'Équilibre serait empêchée d'agir en qualité de Responsable d'Equilibre ou ne serait plus Responsable d'Equilibre ou dans le cas où l'actif de production du CADER serait retirée de son Périmètre d'Equilibre sans l'accord du Producteur) :
 - 1 - le titulaire du marché subséquent devra adresser une notification par lettre recommandée avec avis de réception au coordonnateur et au Producteur pour les informer de cette situation dès qu'il en aura eu connaissance et,
 - 2 - dans le délai prévu dans le CADER suivant la première présentation de cette notification, le titulaire du marché subséquent devra désigner un nouveau Responsable d'Équilibre au Périmètre d'Equilibre (sauf nécessité pour le coordonnateur de relancer une procédure de passation d'un marché public), et,
 - 3 - le Producteur devra être en mesure de fournir les éléments nécessaires au rattachement de l'actif concerné dans les conditions fixées dans le CADER après que le nouveau Responsable d'Equilibre aura accepté sa désignation et transmis la liste des informations nécessaires à ce rattachement au Producteur.

Le titulaire du marché subséquent s'engage :

- à supporter tous les coûts résultant de l'injection de l'électricité issue du CADER dans le Périmètre d'Equilibre, en ce notamment compris les échanges avec le Responsable d'Equilibre qu'il a désigné, la rémunération de ce dernier et les coûts des écarts d'équilibre relatifs à l'électricité injectée ;
- à ce que l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre soit enregistrée comme Responsable d'Equilibre conformément aux règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre. Il devra faire ses meilleurs efforts pour s'assurer que la prestation des services d'équilibrage par le Responsable d'Equilibre s'effectue conformément aux lois applicables.

En cas de manquement du titulaire du marché subséquent à l'un de ses engagements ci-dessus entraînant un empêchement pour le Producteur, agissant ou ayant agi de manière diligente, d'injecter dans le Périmètre d'Equilibre du Responsable d'Equilibre désigné par le titulaire du marché subséquent, et sauf à ce que ce dernier en ait été empêché du fait d'un événement de force majeure, le titulaire du marché subséquent sera redevable auprès du Producteur de la pénalité figurant à l'article 12 (Défaillance du titulaire du marché subséquent dans ses obligations relatives au Responsable d'Equilibre).

6.2.1.2 Engagement du Producteur, titulaire du CADER.

Le Producteur est tenu de prendre toutes les dispositions nécessaires pour se rattacher au périmètre d'équilibre de l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre par le titulaire du marché subséquent, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie et signer l'accord de rattachement dans les conditions prévues par le CADER.

En cas de changement de Responsable d'Equilibre, le Producteur s'engage à s'adapter à ses nouvelles demandes éventuelles, notamment concernant la communication d'informations sur le fonctionnement de l'actif de production.

En cas de changement non programmé et/ou de défaillance imprévisible du Responsable d'Equilibre (dans le cas où l'entité désignée par le titulaire du marché subséquent comme Responsable d'Equilibre serait empêchée d'agir en qualité de Responsable d'Equilibre ou ne serait plus Responsable d'Equilibre ou dans le cas où l'actif de production serait retiré de son Périmètre d'Equilibre sans l'accord du Producteur), le Producteur est tenu de fournir les éléments nécessaires au rattachement de l'actif de production dans les conditions fixées dans le CADER après que le nouveau Responsable d'Equilibre aura accepté sa désignation et transmis la liste des informations nécessaires à ce rattachement au Producteur [conformément aux 1 et 2 du C de l'article 6.2.1.1].

Le Producteur reconnaît que la date de fin de la période de livraison de l'électricité implique un retrait effectif de l'actif de production du Périmètre d'Equilibre auquel elle est rattachée. Dépendant de démarches du Producteur, il est ainsi tenu de les entreprendre et les poursuivre dans les délais fixés par les Règles relatives à la programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsable d'équilibre publiées sur le site du GRT, ou toute autre règle s'y substituant, afin que le retrait soit effectif à la date la plus proche à laquelle l'actif de production peut faire l'objet d'un retrait du Périmètre d'Equilibre relevant du Responsable d'Equilibre en raison du terme de l'accord de rattachement, quelle qu'en soit la cause. Le Producteur s'engage ainsi à respecter les conditions définies à l'article C.8.3.2 « *Retrait d'un élément à la demande d'un Acteur et changement de RE* » de la section 2 des Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre publiées sur le site de RTE (ou toute autre règle qui serait applicable le moment venu).

En cas de retard lors du retrait final de l'actif de production de tout Périmètre d'Equilibre désigné par le titulaire du marché subséquent par la faute du Producteur : les membres du groupement concernés sont libérés d'avoir à payer l'électricité qui serait encore injectée par le Producteur sur le Périmètre d'Equilibre. Le titulaire du marché subséquent est également libéré d'avoir à assumer le coût des écarts d'injection liés à l'électricité et, plus largement, l'ensemble des coûts et engagements qui pesaient jusqu'alors sur lui au titre de la responsabilité d'équilibrage. A cet effet, le titulaire du marché subséquent refacturera l'intégralité des coûts mis à sa charge par le Responsable d'Equilibre à raison de l'injection de l'électricité issue du CADER, le Producteur devant les acquitter.

A toutes fins utiles, il est également précisé que si le Producteur fait le choix de maintenir le rattachement de l'actif de production du CADER au Périmètre d'Equilibre qui avait été désigné par le titulaire du marché subséquent pour les besoins du présent marché, les membres du groupement concernés seront libérés d'avoir à payer l'électricité qui serait encore injectée par le Producteur sur ce Périmètre d'Equilibre (et plus largement libérée d'avoir à assumer le coût des écarts d'injection liés à l'Electricité et l'ensemble des coûts et engagements qui pesaient jusqu'alors sur elle au titre de la responsabilité d'équilibrage).

6.2.2 Cas de Prix Spot strictement négatifs

Si le CADER impose au Producteur de ne pas injecter l'électricité en cas de *Prix EPEX Spot Day-Ahead* strictement négatifs sur une ou plusieurs heures de la journée à venir, le titulaire du marché subséquent, via son Responsable d'Equilibre, s'engage à notifier le Producteur dans les conditions prévues par le CADER afin que le Producteur n'injecte pas d'électricité le lendemain sur les heures indiquées par le Responsable d'Equilibre dans sa notification.

Si, quoique dûment notifié, le Producteur n'a pas cessé l'injection de l'électricité pendant les heures mentionnées dans la notification, et que le prix de règlement des écarts positifs était négatif sur au moins un pas demi-horaire des heures mentionnées, il sera redevable au profit du titulaire du marché subséquent ou de son Responsable d'Equilibre d'une indemnité définie dans les conditions prévues par le CADER.

6.2.3 Garanties d'Origine

Pendant la durée d'exécution du marché subséquent, selon les conditions fixées dans le CADER, le Producteur cède aux membres concernés ou au titulaire du marché subséquent les Garanties d'Origine relatives à l'électricité injectée.

Dans le cas de figure où le Producteur n'a pas procédé à l'inscription des installations de production concernées par le CADER au registre électronique des garanties d'origine prévu à l'article L. 311-20 du code de l'énergie, il donne mandat au titulaire du marché subséquent pour effectuer ces démarches, dans le respect des Règles EECS (Système de Certification de l'Energie Européen) et aux conditions définies au sein du Protocole du Domaine pour la France.

Le Producteur transfère la propriété des Garanties d'Origine aux membres concernés ou au titulaire du marché subséquent, et accorde l'exclusivité au titulaire du marché subséquent pour :

- solliciter la délivrance de Garanties d'Origine pour le compte des membres du groupement concernés ;
- recevoir les Garanties d'Origine émises pour le compte des membres du groupement concernés.

L'utilisation (annulation) de ces Garanties d'Origine pour le compte des membres prenant part au lot 6 est réalisée par le titulaire du marché subséquent.

6.2.4 Garanties de capacité

Pendant la durée d'exécution du marché subséquent, selon les conditions fixées dans le CADER :

- soit les membres du groupement concernés renoncent au droit de se voir attribuer les garanties correspondant à la capacité certifiée du ou des actifs de production,
- soit le Producteur cède aux membres concernés le droit de se voir attribuer les garanties correspondant à la capacité certifiée du ou des actifs de production. Dans ce cas de figure, le Producteur donne mandat au titulaire du marché subséquent pour solliciter la certification des capacités du ou des actifs de production en son nom et pour son compte (conformément aux dispositions des articles R. 335-1 et R. 335-24 du Code de l'énergie), pour chaque année civile de livraison.

6.3 Contenu, structure, forme et détermination des prix des productions associées au CADER

Les dispositions qui suivent visent à définir le contenu, la structure, la forme ainsi que les modalités de détermination et de révision des prix associés à l'achat et à l'agrégation des productions d'électricité associées au CADER et affecté(s) au marché subséquent.

6.3.1 Contenu

Les prix liés à l'agrégation et à la gestion des productions d'électricité associées au CADER, figurant au bordereau des prix unitaires du marché subséquent concerné, couvrent notamment les éléments suivants :

Les missions d'agrégation et de responsabilité d'équilibre (rattachement du ou des installations de production au périmètre d'équilibre du titulaire du marché subséquent) des volumes d'électricité injectés par la ou les installations de production, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie (conformément aux dispositions de l'article 6.2.1.)
Le cas échéant, la gestion, la certification des garanties de capacité et des garanties d'origine associées à l'électricité produite par le ou les actifs de production associés au CADER.
L'application aux membres concernés, des modalités tarifaires de gestion du CADER par le titulaire du marché subséquent <u>dans les conditions qui seront arrêtées par le coordonnateur dans les documents de la consultation permettant l'attribution de ce marché subséquent</u>. Ces modalités pourront prendre la forme : I. soit d'un apport en volume d'électricité faisant partie intégrante de la formule de détermination des prix unitaires de fourniture d'électricité et matérialisé par le titulaire au bordereau des prix unitaires du marché subséquent (conformément aux dispositions de l'article 6.3.2.1) ; II. soit d'une répercussion aux membres concernés de la différence de valeur de l'électricité produite entre son indice de référence et le prix d'achat de l'électricité par les membres concernés (tel qu'arrêté au titre du CADER), en application des dispositions de l'article 6.3.2.2.
Le cas échéant, la rémunération du producteur par l'intermédiaire d'une convention tiers payeurs selon les modalités décrites à l'article 6.3.2.2 et conformément aux conditions prévues par le CADER passé entre les membres concernés et le producteur. <u>Le recours éventuel à une convention tiers payeurs est limité au seul cas d'une répercussion aux membres concernés de la différence de valeur de l'électricité produite entre son prix théorique de valorisation et le prix d'achat de l'électricité</u>
Les coûts liés à la réalisation de l'ensemble des prestations visées aux pièces du contrat, y compris les charges fiscales, parafiscales ou autres frappant obligatoirement la prestation ainsi que tous les frais afférents.

6.3.2 Structure et détermination des prix liés aux productions d'électricité associée au CADER

Les modalités tarifaires associées à l'agrégation des productions d'électricité issues du CADER figurant au bordereau des prix unitaires seront arrêtées par le pouvoir adjudicateur dans les documents de la consultation permettant d'attribution de ce marché subséquent.

Ces modalités :

- seront notamment définies en s'appuyant sur les préconisations formalisées et détaillées par les candidats au sein de leur mémoire technique – cf. section dédiée au sein de l'annexe 1 du RC (cadre de réponse du lot 6) ;
- pourront notamment prendre la forme :
 - soit d'un apport en volume d'électricité : les volumes ainsi évités apparaissent dans la formule de détermination des prix unitaires de fourniture d'électricité et sont matérialisés par le titulaire au bordereau des prix unitaires du marché subséquent (conformément aux dispositions de l'article 6.3.2.1) ;
 - soit d'une répercussion aux membres concernés de la différence de valeur de l'électricité produite entre son indice de référence et le prix d'achat de l'électricité par les membres concernés (tel qu'arrêté au titre du CADER), en application des dispositions de l'article 6.3.2.2.

6.3.2.1 Apport en volume d'électricité faisant partie intégrante de la formule de détermination des prix unitaires de fourniture d'électricité

Dans le cas de figure où le coordonnateur choisirait de déterminer les prix liés aux productions d'électricité associée à son CADER sur la base d'un apport en volume (les volumes ainsi évités apparaissant dans la formule de détermination des prix unitaires de fourniture d'électricité et étant matérialisés par le titulaire au bordereau des prix unitaires du marché subséquent), ladite formule définie à l'article 5.2.1.3.1 pourrait prendre la forme suivante :

$P_F(h) = [\alpha(h) - \alpha_{PPA}(h)] \times a + [\gamma(h) - \gamma_{PPA}(h)] \times b + C(h)$			
Où :			
$P_F(h)$	en €/MWh	Prix unitaire de fourniture proportionnelle aux quantités consommées	
h	Sans dimension	Structure de différenciation (horosaisonnalité) des prix de fourniture telle que définie à l'article 5.2.1.3.1.	
α_{PPA}	Sans dimension	Coefficients invariables matérialisant les volumes d'approvisionnement en électricité en base (α) évités par l'apport des productions issues du CADER	Complétés par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix unitaires du marché subséquent.
γ_{PPA}	Sans dimension	Coefficients invariables matérialisant les volumes d'approvisionnement en électricité en pointe (γ) évités par l'apport des productions issues du CADER	Complétés par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix unitaires du marché subséquent
Les termes suivants sont définis à l'article 5.2.1.3.1.			

6.3.2.2 Répercussion de la différence de valeur de l'électricité produite entre son indice de référence et le prix d'achat de l'électricité issu du CADER

Ce mode valorisation des productions ne consiste pas à une revente de l'électricité issue du CADER par les membres concernés (acheteurs du CADER) ou par le titulaire du marché subséquent. Les membres concernés restent propriétaires de l'électricité achetée au titre du CADER, sans transfert de propriété vers le titulaire du marché subséquent. Le présent marché ne vise pas à imposer la stratégie d'utilisation des productions issues du PPA au titulaire de ce marché subséquent.

6.3.2.2.1 Le prix unitaire lié à la répercussion de la différence de valeur :

Dans le cas de figure où le coordonnateur choisirait de déterminer les prix liés aux productions d'électricité associée à son CADER sur la base d'une différence de valeur de l'électricité produite entre son indice de référence défini ci-après et le prix d'achat de l'électricité issu du CADER, le prix unitaire lié à l'électricité injectée répercuté aux membres concernés :

- prend la forme d'un prix unitaire, exprimé en €/MWh, proportionnel aux productions d'électricité du point d'injection (ou des productions cumulées par les sites de production) associé(s) au CADER, selon les données de comptage relevées par le Gestionnaire du Réseau de Distribution ;
- est répercuté par le titulaire du marché subséquent :
 - pour chaque pas de temps j d'une Année de Production **AP** donnée ;
 - sur la base de la formule suivante :

$$P_i(j) = PV_{Prod}(j) - PR_{AP} - p$$

Où :

P_i	en €/MWh	Le prix unitaire lié à la répercussion de la différence de valeur des productions d'électricité issues du CADER associé au marché subséquent.
j	Temps	désigne le pas de temps de production (horaire, journalier, mensuel ou annuel) homogène avec le prix unitaire PV_{Prod} ci-dessous.
PV_{Prod}	en €/MWh	Désigne l'indice de référence de l'électricité produite répercuté aux membres concernés. Selon le choix retenu par le pouvoir adjudicateur au stade du marché subséquent PV_{Prod} pourrait correspondre : • soit au prix SPOT horaire (day-ahead) tel que publié par EEX • soit à la moyenne journalière des prix SPOT horaire (day-ahead) • soit à la moyenne journalière des prix SPOT horaire (day-ahead) positifs ou nuls • soit au prix unitaire mensuel de référence pondéré M0 du profil solaire prévu à l'article R314-46 du code de l'énergie publié dans les délais par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dans le cadre du complément de rémunération défini à l'article L314-18 du code de l'énergie • soit à un prix unitaire ferme complété par le titulaire de l'accord-cadre au bordereau des prix unitaires du marché subséquent.
PR_{AP}	en €/MWh	Le prix unitaire de rémunération du producteur d'électricité fixé selon les modalités décrites à l'article 6.3.2.2.2, conformément aux conditions prévues par le CADER. Si le coordonnateur fait le choix d'un paiement direct du Producteur (sans recourir à une convention de délégation de paiement avec le titulaire du marché subséquent), $PR_{AP} = 0$
p	en €/MWh	Prix unitaire comprenant les coûts de gestion du CADER, les provisions pour risques et la marge associées du titulaire du marché subséquent. Complété par les titulaires de l'accord-cadre au bordereau des prix unitaires du marché subséquent.

6.3.2.2.2 [Prix unitaire de rémunération du producteur \$PR_{AP}\$, modalités de règlement et de facturation du producteur](#)

Le coordonnateur se laisse la possibilité de signer une convention de délégation de paiement avec le titulaire du marché subséquent sans que le Producteur ne puisse s'y opposer. Si ce procédé est retenu par le coordonnateur :

- le paiement des montants dus au Producteur dans les conditions prévues par le CADER sera réalisé directement par le titulaire du marché subséquent auprès du Producteur et les sommes versées seront déduites du montant du marché subséquent réglé par les membres concernés au titulaire de ce marché subséquent ;
- les modalités de facturation et de paiement du producteur figureront dans la convention d'agrégation et de gestion des productions d'électricité et de services associés signées entre le titulaire du marché subséquent et le producteur associé au CADER au stade de l'attribution du marché subséquent.

Les conditions de rémunération du producteur par le titulaire du marché subséquent au prix PR_{AP} :

- seront précisées dans la convention d'agrégation et de gestion de production d'électricité et de services associés figurant en annexe de l'acte d'engagement valant CCP du marché subséquent ;
- sont fixées par le CADER passé entre les membres concernés et le producteur.

Ce prix unitaire pourrait être révisable dans les conditions fixées par le CADER.

6.3.2.2.3 Répercussion aux membres concernés du prix lié à l'électricité injectée

L'électricité produite au cours de la période de production j par le ou les sites d'injection associés au CADER est répercutée par le titulaire du marché subséquent aux membres concernés sur la base de la formule suivante :

$V_P(j) = P_i(j) \times Q_i(j)$			
Où :			
V_P	en € HT	Montants de répercussion aux membres concernés des productions d'électricité du ou des sites d'injection affectés au marché subséquent, en € hors toutes taxes et contributions.	
j	temps	Désigne le pas de temps de production (horaire, journalier, mensuel ou annuel) homogène avec les prix unitaire P_{iProd} et P_i défini à l'article 6.3.2.2.1.	
P_i	en €/MWh	Le prix unitaire lié à la répercussion de la différence de valeur des productions d'électricité issues du CADER associé au marché subséquent, tel que défini à l'article 6.3.2.2.1.	
Q_i	en MWh	Cumul des productions d'électricité injectées au cours de la période de production j de l'ensemble des sites d'injection dédiés au marché subséquent.	

Le prix de l'électricité produite V_P sera répercuté par le titulaire du marché subséquent aux membres concernés :

- aux membres du groupement concernés selon une clef de répartition (exprimée en pourcentage). Les membres concernés et la valeur de la clef de répartition affectée à chacun seront précisés par le coordonnateur dans le Cahier des Clauses Spécifiques du marché subséquent (CCS) ;
- dans le cadre de la facturation des prestations, conformément aux modalités de règlement prévue à l'article 9.

6.3.2.2.4 Forme des prix liés à l'électricité injectée

Les prix unitaires liés à l'électricité injectée $P_i(j)$ sont fermes au sens de l'article R2112-9 du Code de la commande publique.

En cours d'exécution des marchés subséquents, ils peuvent évoluer par application à la formule définie à l'article 6.3.2.2.1.

7 FORMALISATION ANNUELLE DU BORDEREAU DES PRIX UNITAIRES

Pour une année de livraison AL donnée, après l'achèvement des prises de position permettant de couvrir la totalité des besoins (dans le cas d'une mode de détermination des prix unitaires basé sur des achats fragmentés par prises de position) et la dernière enchère des garanties de capacité (lots 1 à 6), le coordonnateur formalise le bordereau de prix en tenant notamment compte :

- des formules de détermination des prix décrites ci-dessus ;
- des volumes (exprimés en pourcentage de chaque produit) fixés à chaque prise de position (dans le cas d'une mode de détermination des prix unitaires basé sur des achats fragmentés par prises de position).

Le coordonnateur adresse au titulaire du marché subséquent le bordereau des prix unitaires mis à jour (et applicable pour facturation) signé du représentant du coordonnateur.

Dans un délai ne pouvant excéder cinq (5) jours ouvrés, le titulaire du marché subséquent concerné renvoie au coordonnateur le bordereau des prix unitaires contresignés du représentant habilité à engager le titulaire.

Le titulaire du marché subséquent ne pourra pas mettre en œuvre un bordereau des prix unitaires qui n'a pas fait l'objet du processus de validation décrit ci-dessus.

8 CLAUSE DE REVOYURE

8.1 Evolution induite par la réglementation

Dans le cas d'une évolution de la réglementation qui viendrait impacter significativement les conditions d'exécution des prestations (modification de l'architecture du dispositif actuel des garanties de capacité, modification de la structure du dispositif actuel des certificats d'économie d'énergie, mise en œuvre/modification du dispositif des certificats de production de biométhane...), le coordonnateur du groupement et le titulaire se rapprocheront pour préciser, le cas échéant, les modalités permettant de prendre en compte les modifications induites par voie d'avenant.

Les titulaires des marchés subséquents concernés s'engagent à communiquer au coordonnateur tous les éléments utiles permettant d'évaluer les conséquences générées par cette évolution réglementaire.

8.2 Evolution du périmètre des points de livraison

Conformément aux dispositions de l'article 4.4.4 (préalablement à l'atteinte du seuil de flexibilité) ou dans le cas d'un besoin particulier d'évolution du périmètre des points de livraison, le coordonnateur du groupement et le titulaire se rapprocheront pour préciser, par voie d'avenant, les conditions technico-économiques qui permettraient :

- de tenir compte du solde de flexibilité (volumes excédentaires / déficitaires) en cohérence avec les conditions économiques du moment et du jour de la remise des offres du marché subséquent concerné ;
- qui permettraient de rattacher ou de détacher tous points de livraison supplémentaires en cohérence avec les conditions économiques du moment.

Les répercussions tarifaires éventuelles qui découleraient du rachat de volumes déficitaires ou de la revente de volumes excédentaires seront répercutées sur l'ensemble des membres du groupement prenant part au marché subséquents concerné.

Le titulaire du marché subséquent concerné s'engage à communiquer au coordonnateur tous les éléments utiles permettant d'évaluer et de justifier les conséquences induites par ces évolutions.

9 MODALITES DE REGLEMENT

Par dérogation à l'article 11 du CCAG-FCS, la demande de paiement est remplacée par une facture.

9.1 Délai global de paiement

Le délai global de paiement est déterminé en fonction des règles applicables à chaque membre.

Les personnes publiques sont soumises à l'application des dispositions des articles R2192-10 et R2192-11 du code de la commande publique.

Le délai global de paiement ne peut excéder :

Pour les pouvoirs adjudicateurs (y compris lorsqu'ils agissent en tant qu'entité adjudicatrice)	30 jours
Pour les établissements publics de santé et les établissements du service de santé des armées	50 jours
Pour les entreprises publiques au sens du II de l'article 1er de l'ordonnance n° 2004-503 du 7 juin 2004	60 jours

Pour les membres relevant de la comptabilité privée, ce sont les dispositions de la Loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie modifiée par la loi n°2010-853 du 23 juillet 2010 (article 35) reprises à l'article L441-6 du Code de commerce, qui s'appliquent.

9.2 Modalités de règlement

Pour les membres soumis aux règles de la comptabilité publique, le règlement peut s'effectuer à l'échéance sous forme de :

- mandat administratif ;
- paiement sans mandatement préalable sous réserve de la signature d'une convention entre l'ordonnateur et son comptable public (instruction 01-021 M0 du 16 février 2001) ;
- prélèvement sous réserve, de la signature de la convention tripartite (ordonnateur, comptable et le titulaire du marché subséquent) établi par le Ministère du Budget.

Pour les membres relevant de la comptabilité privée, le règlement des factures s'effectue de préférence par prélèvement.

Pour les membres titulaires de leurs contrats de fourniture mais dont la gestion des approvisionnements énergétiques et le règlement des prestations associées sont assurés par un tiers (cas par exemple de certains contrats d'exploitation d'installations thermiques), le règlement des factures pourra s'effectuer par ce tiers (en tiers payeur) sous réserve de la signature d'une convention de mandat bipartite (membre et tiers) qui encadre notamment les modalités de facturation du marché subséquent notifié.

Avant basculement des points de livraison dans l'offre du marché subséquent, le titulaire du marché se rapproche des membres afin de définir les modalités de règlement propre à chacun. Le titulaire ne pourra pas imposer le mode de règlement qui l'arrange. Le choix sera toujours du ressort du membre.

9.3 Financement

Le marché est financé par les ressources propres de chaque membre du groupement ou, le cas échéant, par l'exploitant des installations thermiques du membre.

9.4 Intérêts moratoires

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité, pour le titulaire du marché, le bénéfice d'intérêts moratoires à compter du jour suivant l'expiration du délai de paiement tel que prévu à l'article 9.1.

Le taux des intérêts moratoires est égal au taux d'intérêt appliquée par la Banque centrale européenne à ses opérations principales de refinancement principal 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.

En outre, le retard de paiement donne lieu, de plein droit et sans autre formalité, au versement d'une indemnité forfaitaire de quarante (40) euros pour frais de recouvrement.

Le montant des intérêts moratoires et de l'indemnité forfaitaire sont calculés conformément au décret n°2013-269 du 29 mars 2013 relatif à la lutte contre les retards de paiement dans les contrats de la commande publique.

9.5 Avances

Sauf en cas de renonciation des titulaires des marchés subséquents indiquée dans l'acte d'engagement des marchés subséquents, une avance est versée par un membre si le montant initial estimé de son marché est supérieur à 50 000 euros HTT. Dans ce cas, l'avance est égale à 5% d'une somme égale à douze fois la valeur HTT estimée du marché du membre divisée par la durée du marché exprimée en mois.

Le montant de l'avance n'est pas affecté par l'application des clauses de variation des prix.

Le remboursement de l'avance est effectué par précompte sur les sommes dues ultérieurement aux titulaires et commence lorsque le montant des prestations exécutées atteint 65% du montant HTT estimé. Ce remboursement doit être terminé lorsque ce pourcentage atteint 80% du montant HTT estimé.

Si le montant de l'avance demandée par le titulaire est supérieur à 30% du montant global du marché subséquent, celui-ci devra préalablement constituer une garantie à première demande.

10 AUTORISATION D'ACCES AUX DONNEES TECHNIQUES, CONTRACTUELLES ET DE CONSOMMATION ASSOCIEES AUX POINTS DE LIVRAISON

Le coordonnateur du groupement autorise :

- les candidats au présent accord-cadre, titulaire d'une autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes (lots 1 à 6) ou d'une autorisation de fourniture de gaz naturel (lot 7), à demander et à recevoir communication auprès du gestionnaire du réseau de distribution concerné, des données techniques, contractuelles, des historiques des consommations (et puissances atteintes et dépassements de puissance ou de capacité), des historiques des relevés d'index (et de puissance maximale) ainsi que des historiques de courbe de charge (ou de relevés journaliers) associées aux points de livraison figurant en annexe du Règlement de la Consultation (RC). Cette autorisation n'est valable que jusqu'à la date limite de remise des offres figurant en page de garde du règlement de la consultation ;
- les titulaires de l'accord-cadre à demander et à recevoir communication auprès du gestionnaire du réseau de distribution concerné, des données techniques, contractuelles, des historiques des consommations (et puissances atteintes et dépassements de puissance ou de capacité), des historiques des relevés d'index (et de

puissance maximale) ainsi que des historiques de courbe de charge (ou de relevés journaliers) associées aux points de livraison figurant en annexe de l'acte d'engagement du marché subséquent. Cette autorisation n'est valable que jusqu'à la date limite de remise des offres figurant dans la lettre de consultation des marchés subséquents ;

- le titulaire d'un marché subséquent à recevoir communication du GRD des données techniques, contractuelles, des historiques des consommations (et puissances atteintes et dépassements de puissance ou de capacité), des historiques des relevés d'index (et de puissance maximale) ainsi que des historiques de courbe de charge (ou de relevés journaliers) associées aux points de livraison prenant part au marché et ce, pendant la durée d'exécution du marché subséquent concerné.

11 OBLIGATIONS

11.1 Obligation d'information

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

11.2 Obligation de réponse aux marchés subséquents

La notification d'un (de) lot(s) de l'accord-cadre engage chacun des titulaires de l'accord-cadre à déposer une offre régulière, acceptable et appropriée à chaque mise en concurrence.

11.3 Obligation de confidentialité

Chaque titulaire qui, à l'occasion de l'exécution de l'accord-cadre et de ses marchés subséquents, a reçu communication à titre secret ou confidentiel de renseignements, documents ou objets quelconques, est tenu de maintenir secrète ou confidentielle cette communication.

Ces renseignements, documents ou objets ne peuvent, sans autorisation du pouvoir adjudicateur, être communiqués à d'autres personnes que celles qui ont qualité pour en connaître. Il en est pareillement de tout renseignement de même nature parvenu à la connaissance du titulaire à l'occasion de la fourniture ou de l'exécution du service.

L'ensemble des membres s'engage à maintenir confidentielles les informations, signalées comme telles, qu'il aurait pu recevoir du titulaire.

Le titulaire et l'ensemble des membres s'engagent, chacun pour leur part, à ne pas divulguer toute information confidentielle en provenance de l'autre partie qui pourrait leur parvenir à l'occasion de l'exécution de l'accord-cadre et de ses marchés subséquents.

Les données de comptage sont propriétés du membre, confidentielles, et ne peuvent donc, en aucun cas, être communiquées à une tierce personne sauf si celle-ci a été mandatée par le membre.

Les règles de confidentialité des GRT et des GRD sont applicables et opposables au présent accord-cadre et ses marchés subséquents.

11.4 Communication par les titulaires

Préalablement à toute communication du titulaire, par voie de presse, commerciale ou publicitaire, relative aux prestations objet de l'accord-cadre, le titulaire transmet au coordonnateur, pour validation, le contenu de la communication envisagée, sauf s'il s'agit d'une simple mention des Syndicats Départementaux d'Energies figurant sur ses supports commerciaux remis dans le cadre d'une réponse à un appel d'offres public (ou privé) en ce qui concerne les références de clients du titulaire.

Aucune communication ne peut être réalisée par le titulaire sans la validation formelle du coordonnateur.

11.5 Obligations d'information liée à la modification des statuts des titulaires

Durant la période de validité de l'accord-cadre et des marchés subséquents, le titulaire est tenu de communiquer au coordonnateur et aux membres tout acte modifiant ou complétant les statuts de sa société. S'il néglige de se conformer à cette obligation, les membres ne sauraient être tenus pour responsable des retards de paiement des factures présentant une anomalie par comparaison aux indications figurant dans les actes constitutifs du marché, du fait de modifications intervenues au sein de la société et dont les membres ou le coordonnateur n'aurait pas été informé.

11.6 Obligations relatives à la protection des données à caractère personnel (RGPD)

L'exécution et le suivi du marché implique l'utilisation de données personnelles des collaborateurs de chaque partie, dans le cadre de la gestion de projet (communications diverses, organisation des réunions, suivi...) et de la relation commerciale (facturation...). Chaque partie est responsable d'informer son personnel de l'utilisation de ses données personnelles à ce titre. Chaque partie s'engage en outre à respecter la réglementation applicable en matière de données à caractère personnel, à savoir notamment le Règlement européen du 27 avril 2016 dit "RGPD" et la loi du 6 janvier 1978 dite "Loi informatique et libertés". Le titulaire est notamment responsable de la conformité de l'espace client mis à disposition au titre du présent marché.

12 PENALITES

Les pénalités présentent un caractère libératoire. Néanmoins, le titulaire reste redevable de ses obligations contractuelles, y compris pour les prestations dont l'inexécution a donné lieu à l'application de pénalités. L'application de pénalités est effectuée sans préjudice de la faculté du coordonnateur ou du membre de prononcer toute autre sanction contractuelle et notamment de faire réaliser tout ou partie de l'accord-cadre aux frais et risques du titulaire.

Le titulaire d'un marché subséquent s'engage :

- à informer le coordonnateur et le membres pilote concerné de toute demande de pénalités qu'il recevra de la part d'un membre ;
- à adresser systématiquement au coordonnateur et au membre pilote concerné (en copie) l'ensemble des échanges formalisés avec les membres en lien avec une demande ou l'application de pénalités.

Des pénalités seront dues par le titulaire du marché subséquent dans les cas suivants, par dérogation aux articles 3.2.1, 3.2.2 et 14.1.1 du CCAG-FCS :

En cas de non mise en œuvre de la bascule auprès des membres dans les conditions définies à l'article 19, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de
--

Non mise en œuvre de la bascule	procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité. Cette pénalité est applicable au titulaire si le défaut lui est imputable. Montant de la pénalité : Vingt (20) euros par point de livraison concerné. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (syndicat départemental d'énergies), ou le membre concerné.
Erreur de facturation	En cas d'erreur de facturation ou de non-conformité avec les exigences du CCP imputable au titulaire, le membre du groupement sera en droit de refuser la facture et d'en suspendre le paiement. Le titulaire dispose d'un délai de quatorze (14) jours calendaires à dater de la demande de mise en conformité formulée par simple courriel ou via l'interface Chorus. En cas de non-conformité renouvelée ou en l'absence de réponse, la pénalité ci-dessous est applicable. Cette pénalité est également applicable dans les situations suivantes : • en cas de non facturation au moins une fois par an sur index réel (relevé par le Gestionnaire du Réseau de Distribution ou autorelevé), dans les conditions fixées par l'article L224-11 du code de la consommation (à l'exception des cas induits par une absence de relève de la part du Gestionnaire des Réseaux de Distribution) ; • lorsque la consommation estimée par le titulaire sur la période de consommation facturée est supérieure à au moins 30 % de la consommation constatée l'année précédente sur les mêmes mois (au prorata temporis du nombre de jours de la période de consommation facturée), • en cas de non-respect des modalités de paiement et de facturation convenues avec les membres (regroupements et libellés associés, personnalisation des factures...) ; • en cas de non facturation ou d'erreur de facturation des flux d'autoconsommation pour les membres auto-consommateurs. Montant de la pénalité : Quinze (15) euros par jour calendaire et par facture non conforme à compter du quinzième (15ème) jour à dater de la demande de mise en conformité. Pénalité applicable par : Le membre concerné.
Retard de facturation	En cas de non-transmission : • des premières factures avant le dernier jour du mois M+1 suivant le dernier mois M de la période de facturation conforme à la fréquence d'émission des factures convenue avec le membre ; • des factures suivantes avant le dernier jour du mois M+1 suivant le dernier mois M de la période de facturation conforme à la fréquence d'émission des factures convenue avec le membre, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité. Cette pénalité est applicable au titulaire si le défaut lui est imputable.

	Montant de la pénalité : Quinze (15) euros par jour calendaire de retard à compter du premier jour de retard et pour chaque facture non transmise. Pénalité applicable par : Le membre concerné.
Défaut de rattachement ou de détachement d'un point de livraison	En cas de défaut imputable au titulaire : - d'intégration d'un point de livraison à la date fixée dans le marché subséquent ou dans l'ordre de service pour le rattachement d'un nouveau point de livraison tel que précisé à l'article 20.2 (y compris dans le cas des branchements provisoires en électricité) ; - de retrait d'un point de livraison à la date fixée dans l'ordre de service pour le détachement d'un point de livraison tel que précisé à l'article 20.3 ou d'un branchement provisoire en électricité ; le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité. Le titulaire procède également au remboursement des éventuels surcoûts supportés par le membre en conséquence du retard ou de l'avance de rattachement ou de détachement. Le membre concerné apporte alors les justificatifs du surcoût qu'il a supporté à tort. Montant de la pénalité : Cinquante (50) euros par jour calendaire de retard suivant la date de rattachement ou de détachement indiquée dans l'ordre de service. Pénalité applicable par : Le membre concerné.
Non réception de l'accusé réception de la notification et de l'ordre de service	Si le titulaire du marché subséquent ne renvoie pas l'ordre de service complété dans sa partie accusé réception dans le délai fixé à trois (3) jours ouvrés, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité. Montant de la pénalité : Cinquante (50) euros par jour calendaire de retard à compter du premier jour de retard. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (syndicat départemental d'énergies), ou le membre concerné.
En cas de non-respect des délais de transmission des fichiers	En cas de non-respect des délais de transmission des fichiers définis au CCP, de non-conformité ou d'incomplétude des données avec les factures, à l'attention : - des membres (fichier « périmètre », fichier des données de consommation et de facturation, feuillet récapitulatif annuel et fichier de régularisation de l'obligation de capacité des points de livraison « télérelevés »), - ou du coordonnateur (fichier « périmètre », fichier des données de consommation et de facturation, fichier des réclamations et demandes des membres et fichier de régularisation de l'obligation de capacité des points de livraison « télérelevés »), le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité.

	Montant de la pénalité : Vingt-cinq (25) euros par jour calendaire et par fichier à compter du premier jour suivant le délai défini au CCP. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (Syndicat Départemental d'Energies) ou le membre concerné.
Non réponse ou dépassement des délais de réponse à une demande	En cas de non-réponse ou de dépassement du délai de traitement des demandes des membres, des membres pilotes ou du coordonnateur définis aux articles 21.2 et 21.3 (imputable au titulaire), le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sur simple constat du coordonnateur, du membre pilote ou du membre concerné formulé par courriel. Montant de la pénalité : Quinze (15) euros par jour calendaire de retard à dater du jour la première relance du demandeur faisant suite à une demande. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (Syndicat Départemental d'Energies) ou le membre concerné.
Indisponibilité, non mise à jour ou incomplétude de l'espace client	En cas d'indisponibilité de la plateforme de mise à disposition des données de facturation en ligne définie au CCP, ou de non disponibilité des fonctionnalités de l'espace client décrites dans le mémoire technique du titulaire, ou d'indisponibilité des données définies à l'article 24, de non mise à jour de l'espace client (notamment le périmètre des points de livraison, les factures ou les membres...), d'indisponibilité ou d'incomplétude des données définies à l'article 25 (y compris dans le cas d'une incohérence des libellés des points de livraison et des membres convenues avec le titulaire lors des opérations de bascule prévues à l'article 19), sur simple constat par un utilisateur formulée par courriel et en l'absence d'un cas prévu à l'article 24, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous. Montant de la pénalité : Cinquante (50) euros par jour calendaire d'indisponibilité débutant 48 heures après le jour du constat d'indisponibilité initial. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (Syndicat Départemental d'Energies) ou le membre concerné.
Non information de la désignation d'un nouvel interlocuteur ou dans le cas d'une modification de la structure et/ou de l'organisation du service client	Dans le cas d'une non-communication d'un changement d'interlocuteur (« pilote du contrat » ou interlocuteur des membres) ou dans le cas d'une modification de la structure et/ou de l'organisation du service client mise en place, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous sur simple constat du coordonnateur, du membre pilote ou du membre concerné formulé par courriel. Montant de la pénalité : Cinquante (50) euros par jour calendaire entre le jour de prise d'effet du nouvel interlocuteur (ou de la nouvelle structure et/ou organisation) et le jour de communication aux membres et/ou au coordonnateur du changement d'interlocuteur (ou de la nouvelle structure et/ou organisation). Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (Syndicat Départemental d'Energies) ou le membre concerné.
Non réalisation des réunions	En cas de non-programmation ou non réalisation des réunions décrites à l'article 21.5 suivant la demande du membre, du coordonnateur ou du membre pilote (syndicat départemental d'énergies) par tout moyen permettant de donner date certaine de la

	réception de l'information (date de la demande ou date de programmation convenue avec le titulaire), le titulaire encourt la pénalité ci-dessous. Montant de la pénalité : Cent (100) euros par réunion non programmée ou non réalisée. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (syndicat départemental d'énergies) ou le membre concerné.
Non réponse à un marché subséquent	En cas de non-réponse à un marché subséquent consécutivement une invitation à soumissionner adressée par le coordonnateur, le titulaire de l'accord-cadre encourt la pénalité ci-dessous sans qu'il ne soit besoin de procéder au préalable à une mise en demeure ou une demande de mise en conformité. Montant de la pénalité : Dix mille (10 000) euros par lot concerné. Pénalité applicable par : Le coordonnateur.
Non réalisation des études d'optimisation tarifaire.	En cas de non-réalisation des études d'optimisation tarifaire dans les conditions prévues à l'article 22, le titulaire dispose d'un délai de quinze (15) jours calendaires à dater de la demande de mise en conformité formulée par simple courriel. En cas de non-conformité renouvelée, de non-conformité partielle ou en l'absence de réponse, la pénalité ci-dessous est applicable. Montant de la pénalité : 50 € par membre et par jour calendaire de retard. Pénalité applicable par : Le coordonnateur, le membre pilote (syndicat départemental d'énergies) ou le membre concerné.
Non-certification ou de certification partielle des volumes associés à des garanties d'origine	En cas de non-respect par le titulaire de la certification des volumes fournis en garanties d'origine, conformément aux dispositions de l'article 5.2.2.2, en cas de non-certification ou de certification partielle des volumes d'électricité associés (remise au coordonnateur des attestations du teneur de registre prouvant l'utilisation particulière des garanties d'origine pour le volume alloué au profit des membres du groupement de commandes), le titulaire encourt la pénalité ci-dessous. Montant de la pénalité : Prix unitaire associé aux garanties d'origine figurant au bordereau de prix unitaire du marché subséquent en €/MWh, majoré de 1 €/MWh pour chaque MWh non certifié. Pénalité applicable par : Le coordonnateur.
Défaillance du titulaire du marché subséquent dans ses obligations relatives au Responsable d'Equilibre (LOT 6)	En cas de non-respect des délais de désignation prévus à l'article 6.2.1.1, le titulaire du marché subséquent est tenu de verser au Producteur titulaire du CADER une pénalité calculée comme suit. Montant de la pénalité : $Production\ prévisionnelle\ manquante \times Prix$ Formule où : <i>Production prévisionnelle manquante</i> désigne la production horaire estimée telle que figurant dans le CADER sur la période correspondant à d'une part, la date de début de la période de livraison mentionnée à l'article 6.1 ou la

	date de perte de rattachement à un Périmètre d'Equilibre et d'autre part, le rattachement effectif à un Périmètre d'Equilibre. <i>Prix</i> désigne le prix unitaire dû au Producteur par les membres concernés en contrepartie de l'électricité et des attributs associés (garanties d'origine et garanties de capacité le cas échéant) vendus, tel que fixé dans le CADER.
Non-certification ou de certification partielle des volumes associés à des garanties d'origine issues du CADER (LOT 6)	Le cas échéant, en cas de non-respect par le titulaire, de la certification des volumes fournis en garanties d'origine, conformément aux dispositions de l'article 6.2.3, en cas de non-certification ou de certification partielle des volumes d'électricité associés, le titulaire encourt la pénalité ci-dessous. Montant de la pénalité : Prix unitaire des garanties d'origine liées à l'électricité injectée fixé dans le CADER en €/MWh, majoré de 2 €/MWh pour chaque MWh non certifié.

Plafonnement des pénalités	Le montant annuel cumulé des pénalités encourues par le titulaire d'un lot est plafonné comme suit : <table border="1"> <thead> <tr> <th>Bénéficiaire de la pénalité</th><th>Seuil de plafonnement</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Membre</td><td>15% du montant annuel facturé au membre (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.</td></tr> <tr> <td>Membre pilote</td><td>0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du périmètre du membre pilote (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*</td></tr> <tr> <td>Coordonnateur</td><td>0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du marché subséquent (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.</td></tr> </tbody> </table> <i>* montant annuel déterminé sur la base :</i> • <i>du Détail Quantitatif Estimatif (DQE) du marché subséquent concerné (hors TVA) ;</i> • <i>des quantités figurant en annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent pour le périmètre concerné ;</i> • <i>du bordereau des prix unitaires relatif à l'année de livraison 2026 tel que remis dans l'offre du candidat au stade du marché subséquent (pour les pénalités constatées antérieurement à la date de début d'exécution des prestations du marché subséquent) et du bordereau des prix unitaires applicable sur la ou les années de livraison concernées (pour les pénalités constatées postérieurement à la date de début d'exécution des prestations du marché subséquent).</i> La pénalité pour non-réponse à un marché subséquent ne fait pas l'objet de plafonnement.	Bénéficiaire de la pénalité	Seuil de plafonnement	Membre	15% du montant annuel facturé au membre (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.	Membre pilote	0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du périmètre du membre pilote (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*	Coordonnateur	0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du marché subséquent (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.
Bénéficiaire de la pénalité	Seuil de plafonnement								
Membre	15% du montant annuel facturé au membre (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.								
Membre pilote	0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du périmètre du membre pilote (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*								
Coordonnateur	0,5% du cumul du montant annuel facturé à chaque membre du marché subséquent (hors acheminement et hors toutes taxes et contributions) pour le lot concerné*.								

**Seuil
d'exonération
de pénalités**

Sans objet, par dérogation à l'article 14.1.3 du CCAG FCS.

13 ASSURANCES

Le titulaire doit contracter les assurances permettant de garantir sa responsabilité à l'égard du pouvoir adjudicateur et des tiers, victimes d'accidents ou de dommages causés par l'exécution des prestations conformément à l'article 9 du CCAG FCS.

Il doit justifier, dans un délai de quinze (15) jours à compter de la notification du marché et avant tout début d'exécution de celui-ci, qu'il est titulaire de ces contrats d'assurances, au moyen d'une attestation établissant l'étendue de la responsabilité garantie.

À tout moment durant l'exécution de l'accord-cadre le titulaire doit être en mesure de produire cette attestation, sur demande du pouvoir adjudicateur et dans un délai de quinze (15) jours à compter de la réception de la demande.

14 CESSION OU NANTISSEMENT DES CREANCES

Conformément à l'article R2191-46 du Code de la commande publique, le titulaire peut céder ou nantir les créances liquides ou exigibles.

En vertu de l'article L.313-23 du Code Monétaire et financier, les cessions ou nantissemments de créances sont réalisées par simple remise par le cédant au cessionnaire d'un bordereau dénommé "acte de cession de créances professionnelles" ou "acte de nantissement de créances professionnelles". Après notification prévue à l'article L. 313-35 et selon les dispositions de l'article L.313-28, l'établissement de crédit (le cessionnaire) peut, à tout moment, interdire au débiteur de la créance cédée ou nantie de payer entre les mains du signataire du bordereau (le cédant). Dès lors, le débiteur ne se libère valablement qu'après de l'établissement de crédit.

De plus, par dérogation à l'article 4.2.2 du CCAG-FCS, pour les personnes morales de droit public, à la demande du titulaire, chaque membre remet à ce dernier, un certificat de cessibilité conforme au modèle défini par arrêté du ministre chargé de l'économie (article R2191-46 du Code de la commande publique). Ce certificat est ensuite notifié en recommandé par l'établissement de crédit cessionnaire ou par huissier en cas de cession ou nantissement à une autre personne morale au comptable public assignataire.

15 SOUS-TRAITANCE

La sous-traitance n'est pas autorisée.

16 RESILIATION

Il sera fait application du chapitre 7 du CCAG Fournitures Courantes et Services (FCS) pour l'accord-cadre et ses marchés subséquents.

Le membre peut prononcer, sans préavis ni indemnité, la résiliation de l'accord-cadre à l'égard de tout titulaire dont un marché subséquent aurait été résilié pour faute.

En complément des dispositions du CCAG FCS, si le titulaire du marché fait l'objet d'une interdiction de fourniture, le présent marché est résilié de plein droit à la date d'effet de l'interdiction, sans ouvrir droit à indemnité par le titulaire du marché. Un fournisseur de dernier recours se substitue au titulaire défaillant dans les conditions prévues par les textes législatifs et réglementaires en vigueur.

Conformément à l'article L. 8222-6 du Code du travail (modifié par l'article 83 de la loi n° 2013-1203 du 23 décembre 2013 de financement de la sécurité sociale pour 2014), si le pouvoir adjudicateur est informé par un agent de contrôle de la situation irrégulière du titulaire au regard des formalités mentionnées aux articles L.8221-3 et L.8221-5 du même Code, il enjoint aussitôt à l'entreprise de faire cesser sans délai cette situation.

L'entreprise, mise en demeure par le pouvoir adjudicateur, doit apporter, dans un délai de deux mois, la preuve qu'elle a mis fin à la situation délictuelle. A défaut, l'accord-cadre pourra être rompu sans indemnités, aux frais et risques du cocontractant.

Dans tous les cas, le changement de fournisseur consécutif à la résiliation s'effectue sans suspension de fourniture.

17 DIFFERENDS ET LITIGES

Il sera fait application des dispositions de l'article 46 du CCAG-FCS.

En cas de recours contentieux, la loi française est seule applicable et le tribunal compétent est le Tribunal administratif de Toulouse :

68, rue Raymond IV
B.P. 7007
31068 Toulouse Cedex 07
Téléphone (de 9h30 à 12h00) : 05 62 73 57 57
Télécopie : 05 62 73 57 40

Courriel : greffe.ta-toulouse@juradm.fr
Site internet : <http://toulouse.tribunal-administratif.fr/>

Les recours peuvent être déposés sur <https://www.telerecours.fr/> ou adressés par courrier

18 DEROGATIONS AUX DOCUMENTS GENERAUX

Articles du CCAG-FCS auxquels il est dérogé	Articles du CCP correspondant
Article 4.1	Articles 3.3.1 et 4.1.1 du CCP
Article 4.2.2	Article 14 du CCP
Article 10.1.3	Article 5.1 du CCP
Article 11	Article 9 du CCP
Articles 3.2.1, 3.2.2, 14.1.1 et 14.1.3	Article 12 du CCP
Articles 40 et suivants du CCAG	Article 16 du CCP.
Article 3.1 du CCAG	Article 20.4 du CCP

II. DEUXIEME PARTIE : CLAUSES TECHNIQUES

19 MODALITES DE BASCULE : OPERATIONS PREALABLES AU DEBUT D'EXECUTION DES PRESTATIONS DE FOURNITURE

A compter de la notification du marché subséquent, le titulaire concerné procède à l'ensemble des démarches envers les GRD concernés et les membres pour garantir :

- l'application des dispositions de l'accord-cadre et du marché subséquent concerné pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel,
- le début d'exécution des prestations de fourniture conformément aux dispositions de l'article 4.6.

Ces démarches couvrent notamment :

- les démarches à mener auprès de chaque membre dans les conditions prévues ci-dessous,
- les opérations de changement de fournisseur pour chacun des points de livraison du périmètre validé par chaque membre,
- le paramétrage des systèmes de facturation intégrant les conditions du marché et les choix de chaque membre,
- le paramétrage des comptes d'accès aux espaces client.

Le titulaire du marché subséquent devra s'inscrire dans une démarche de qualité mise en place par le coordonnateur visant à optimiser la phase de bascule et notamment les procédures de changement de fournisseur ; démarche basée sur :

- des échanges réguliers avec le coordonnateur et les membres pilotes dans les conditions décrites ci-dessous et lors des réunions de mise en œuvre du marché prévues à l'article 21.5.1.2 ;
- des échanges spécifiques à la clôture de chaque marché subséquent (préalables et postérieurs à l'échéance des prestations) dans les conditions prévues à l'article 27.

Le coordonnateur communiquera au titulaire du marché subséquent la liste des points de livraison qui ont fait l'objet d'un rattachement aux marchés en cours d'exécution postérieurement à l'attribution du marché subséquent.

Conditions d'échange avec le coordonnateur et les membres pilotes	
Préalablement à tout rapprochement avec les membres :	Le comité de pilotage du groupement et le titulaire se rapprocheront pour : • valider le contenu des échanges avec les membres, • déterminer la date à partir de laquelle le titulaire débutera sa mise en relation avec les membres et les jalonnements suivants de la phase de bascule (et notamment l'échéancier des phases de relance des membres), • préciser les modalités d'information et d'échange avec le coordonnateur et les membres pilotes au cours de la phase de bascule. Le titulaire devra se rapprocher de chaque membre pilote pour obtenir validation du périmètre des points de livraison qui sera communiqué à chaque membre qui le concerne lors de la phase de bascule.

Au cours du processus de bascule :	A minima une fois par semaine, un point d'avancement de la bascule sera réalisé entre le titulaire du marché subséquent et le comité de pilotage vis-à-vis : • du retour des membres par nature (finalisé, initié, incomplet...), • du processus de changement de fournisseur et notamment : ○ état d'avancement des demandes de changement de fournisseur, ○ état des rejets du GRD concerné par motif de rejets (RAE inexistant, RAE résilié, RAE en cours de résiliation, autre demande de résiliation en cours sur le RAE....), ○ état des points de blocage avec les membres et/ou le GRD. Les éléments remis par le titulaire du marché subséquent seront établis sur la base d'un fichier périmètre à la maille de chaque point de livraison des membres et devra nécessairement faire apparaître l'identification des membres pilotes ainsi que les références des membres propres au groupement. A l'initiative du coordonnateur, certains points d'avancement pourront être réalisés en y associant les GRD (notamment Enedis pour les lots 1 à 4 et GRDF pour le lot 6).
Au terme de la phase de bascule :	Le coordonnateur sera destinataire des choix de chaque membre (bilan du périmètre) pour leurs périmètres respectifs. Tel que prévu à l'article 25.1, le titulaire du marché subséquent adresse au coordonnateur le fichier périmètre au format tableur exploitable validé à la date d'exécution des prestations de fourniture de chaque lot (au 1^{er} janvier 2026 dans le cadre des premiers marchés subséquents de chaque lot). Le bilan du périmètre fera nécessairement apparaître l'identification de chaque membre pilote ainsi que la référence de chaque membre propre au groupement (au regard de chaque point de livraison).

Modalités de bascule auprès des membres

A compter de date convenue avec le comité de pilotage, le titulaire se met en relation avec chacun des membres de manière à leur présenter :

- **le contexte, la démarche et les enjeux associés à la phase de bascule,**
- **la liste de leurs points de livraison et leurs caractéristiques,**
- **l'ensemble des points de validation ou les choix qu'ils ont à réaliser.**

Le titulaire reprendra nécessairement l'ensemble des informations mises à disposition par le coordonnateur en annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent concerné pour constituer ses bases d'échange avec les membres ; informations qui ont fait l'objet d'un recueil par les membres pilotes auprès de chaque membre, et plus particulièrement vis-à-vis :

- **des informations associées au membre lui-même,**
- **des informations associées à l'identification des points de livraison,**
- **aux références d'acheminement des points de livraison et aux informations contractuelles,**
- **aux choix en matière de garanties d'origine,**
- **aux informations associées aux modalités de paiement et de facturation.**

Le titulaire du marché subséquent se tiendra à disposition des membres pour les assister tout au long du processus de bascule. Il mettra à disposition des membres un support téléphonique dédié pour les accompagner sur ce domaine.

Les membres disposent d'un délai de trente (30) jours calendaires pour confirmer au titulaire les éléments suivants :

- **La liste des points de livraison devant être basculés** dans le périmètre du marché subséquent concerné ainsi que les informations administratives associées :
 - Les informations associées au membre lui-même (nom, références, adresses...) et ses différents points de contacts (technique, administratif, comptable public ou payeurs...),
 - Les informations liées à l'acheminement (références, type de contrat d'accès...)
 - L'identification du point de livraison (libellé du site, adresse...).
- **Les caractéristiques techniques associées à chaque point de livraison** et notamment les options et paramètres issus des bases des GRD et utilisés par la facturation et l'optimisation des tarifs d'acheminement.
- **La période d'exécution des prestations de fourniture** pour chaque point de livraison et en l'occurrence la date de rattachement et de détachement.

Le titulaire portera l'attention des membres sur les points de livraison pour lesquels la date de rattachement (champ « Date de basculement » de l'annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent) est antérieure (cas d'un membre pour lequel l'échéance du nouveau contrat de fourniture n'était pas connue au moment de la publication du marché subséquent) ou postérieure à la date de début d'exécution des prestations de fourniture afin de s'assurer de la validité des échéances.
- **Les conditions de facturation et de paiement** et notamment :
 - Le choix du membre en matière de regroupement de factures
 - Les informations de personnalisation des factures
 - La fréquence de facturation souhaitée
 - Le mode de paiement des factures
 - Le mode d'envoi des factures
 - Les informations de dématérialisation des factures selon les systèmes utilisés par chacun.

Au cours de ce délai de trente (30 jours), le titulaire procèdera à une ou plusieurs phases de relance des membres n'ayant pas clôturé cette phase de validation.

Au terme de ce délai de trente (30 jours), le titulaire devra ensuite procéder à une ultime phase de relance des membres. Les membres disposent alors d'un délai de quinze (15) jours calendaires pour faire retour au titulaire.

En l'absence de réponse du membre au terme de la phase de relance, les modalités figurant en annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent s'appliquent dès lors qu'elles sont complétées et exhaustives. A défaut, les modalités suivantes sont réputées demandées par le membre :

- **une facture groupée pour l'ensemble des points de livraison du membre ;**
- **le paiement par virement(avec mandatement préalable dans le cas des membres soumis aux règles de la comptabilité publique).**

Conditions d'évolution du périmètre au cours de la phase de bascule :

Par dérogation aux dispositions prévues à l'article 20.2.2, les évolutions entre la liste de points de livraison jointe lors de la remise en concurrence au stade du marché subséquent et la liste validée dans le fichier périmètre par les membres lors opérations de bascule ne nécessitent pas la formalisation d'ordres de service.

Les demandes de changement de fournisseur réalisées par le titulaire de chaque marché subséquent devront être réalisées à iso-caractéristiques telles que figurant dans les bases de données des GRD concernés (demandes non synchronisées avec une modification contractuelle : modification de formule tarifaire et/ou modification de puissance).

20 EVOLUTION DU PERIMETRE DU MARCHÉ

20.1 Cas des évolutions statutaires ou des transferts de compétence entre collectivités

Il est rappelé que le périmètre du marché n'est pas modifié lors du transfert de compétence entre collectivités. En effet, l'article L.1321-1 du Code général des collectivités territoriales prévoit le transfert d'équipements et des contrats d'acheminement et de fourniture en cours y afférent. De façon similaire, les évolutions statutaires d'établissements publics ou sociétés publiques locales préalablement intégrés au marché n'impliquent pas une modification du périmètre du marché, y compris lorsque le nouveau bénéficiaire du contrat de fourniture n'est pas membre du groupement de commande.

Le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture est formalisé par un ordre de service établi par ce nouveau bénéficiaire selon les dispositions fixées à l'article 20.4.3.

Le titulaire du marché subséquent sera informé du changement de bénéficiaire et devra apporter la même qualité d'intervention dans la gestion de ses relations avec ce nouveau bénéficiaire et lui adresser la facturation, selon les mêmes modalités. Les droits et obligations du marché subséquent en cours demeurent inchangés.

20.2 Rattachement d'un point de livraison

20.2.1 Points de livraison mentionnés en annexe de l'acte d'engagement des marchés subséquents

La notification des marchés subséquents vaut ordre de service de rattachement des points de livraison à la date mentionnée en annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent (champ « Date de basculement »).

Pour les points de livraison pour lesquels la date mentionnée au champ « Date de basculement », de l'annexe 1 de l'acte d'engagement du marché subséquent est antérieure ou postérieure au 01/01/2026 (pour le premier marché subséquent de chaque lot), le titulaire devra se rapprocher des membres, à minima trente et un (31) jours calendaires avant la date de rattachement souhaitée afin de reconfirmer ces échéances (validées préalablement par le membre lors des opérations de bascule) et de procéder aux opérations de rattachement auprès du GRD concerné.

20.2.2 Points de livraison non mentionnés en annexe de l'acte d'engagement des marchés subséquents

En cours d'exécution d'un marché subséquent, à la demande d'un membre, des points de livraison non mentionnés dans la liste annexée à l'acte d'engagement du marché subséquent du lot concerné peuvent faire l'objet d'un rattachement. Ces rattachements peuvent notamment survenir à la faveur :

- d'un nouveau besoin consécutif de la mise en service d'un ou plusieurs points de livraison, de l'échéance de contrats conclus à prix marché...
- d'un besoin provisoire en électricité (**lots 1 à 5**) consécutif à une demande de mise en service d'une installation temporaire par le GRD : chantiers, travaux, branchements forains...

Ces raccordements sont formalisés par un ordre de service établi par le membre qui devra être adressé au titulaire du marché subséquent au maximum vingt-cinq (25) jours calendaires avant la date de raccordement souhaitée.

20.3 Détachement d'un point de livraison

A la demande du membre, le titulaire s'engage à procéder au retrait du périmètre du marché de tout point de livraison du membre concerné, dans les cas suivants :

Cas 1	Suppression ou résiliation de points de livraison liée à la disparition d'un besoin de fourniture (vente, cession ou démolition du site ou du bâtiment associé au point de comptage, déménagement, fermeture définitive, changement définitif d'énergie).
Cas 2	Le point de livraison ne présente plus les caractéristiques du marché consécutivement à une optimisation tarifaire (notamment le changement vers une option tarifaire non prévue au présent CCP).
Cas 3	Le détachement de tout point de livraison en dehors des cas ci-dessus sous réserve de l'accord du titulaire du marché subséquent, du membre pilote concerné et du coordonnateur, dans les conditions prévues à l'article 8.2.

Le détachement de tout point de livraison en dehors des cas 1 et 2 ne peut pas s'opérer à l'initiative du membre ou du titulaire du marché subséquent sans accord préalable du coordonnateur ou du membre pilote concerné.

20.4 Modalités de gestion des ordres de service

Les demandes de raccordements (y compris provisoires), de détachements de points de livraison, de modification d'une option tarifaire d'acheminement ou encore de changement du bénéficiaire du contrat de fourniture sont formalisés par un ordre de service établi par le membre. **Par dérogation à l'article 3.1 du CCAG-FCS, l'envoi des ordres de services au titulaire s'effectue par tout moyen.**

Les membres peuvent également générer et éditer les ordres de service via une interface dédiée de l'espace client proposé par le titulaire, dès lors :

- le contenu des ordres de service respectent les modèles figurant en annexe 2 (y compris la consommation annuelle de référence du ou des points de livraison concernés ; condition nécessaire de validité des ordres de service),
- qu'un exemplaire complété peut être renvoyé systématiquement et par tout moyen au membre concerné, au coordonnateur ainsi qu'au membre pilote concerné.

Le titulaire d'un marché subséquent ne pourra pas imposer le mode de communication ou de complétude des ordres de service qui l'arrange.

Les ordres de service seront exécutoires à compter de la date de réception de l'ordre de service par chaque titulaire.

20.4.1 Rattachement et détachement des points de livraison :

Le rattachement (y compris provisoire) et le détachement d'un point de livraison sont formalisés par un ordre de service établi par le membre selon les modèles suivants figurant en annexe 2.

Rattachement et détachement en masse :

Le rattachement ou le détachement en masse d'un nombre important de points de livraison (c'est-à-dire plus de 10 points de livraison simultanément) est facilité par des ordres de service dédiés figurant en annexe 2 auxquels sont joints des annexes recensant les informations techniques relatives à chaque point de livraison concerné par l'ordre de service.

Modèles d'ordres de service associés (figurant en annexe 2) :

LOTS 1 à 5 - Acheminement et fourniture d'électricité

Lots concernés

Modèles d'ordres de service :

Modèle 1 :	Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison	1 à 5
Modèle 2.a :	Modèle d'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison	1 à 5
Modèle 2.b :	Annexe à l'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison	1 à 5
Modèle 3 :	Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison provisoire	1 à 5
Modèle 4 :	Modèle d'ordre de service pour le détachement d'un point de livraison	1 à 5
Modèle 5.a :	Modèle d'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison	1 à 5
Modèle 5.b :	Annexe à l'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison	1 à 5
Modèle 6 :	Modèle d'ordre de service pour le changement d'une option tarifaire	1 à 5
Modèle 7 :	Modèle d'ordre de service pour le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture	1 à 5

LOT 7 - Acheminement et fourniture de gaz naturel

Modèles d'ordres de service :

Modèle 1 :	Modèle d'ordre de service pour le rattachement d'un point de livraison
Modèle 2.a :	Modèle d'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison
Modèle 2.b :	Annexe à l'ordre de service pour le rattachement en masse de points de livraison
Modèle 3 :	Modèle d'ordre de service pour le détachement d'un point de livraison
Modèle 4.a :	Modèle d'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison
Modèle 4.b :	Annexe à l'ordre de service pour le détachement en masse de points de livraison
Modèle 8 :	Modèle d'ordre de service pour le changement d'une option tarifaire
Modèle 9 :	Modèle d'ordre de service pour le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture

Le rattachement et le détachement d'un point de livraison est réalisé dans les conditions suivantes :

Rattachement d'un point de livraison (y compris dans le cas des branchements provisoires)

Le(s) nouveau(x) points de livraison sera (seront) rattachés au lot dont il(s) relève(nt) tel qu'il est défini à l'article 3.2, dans les conditions et la limite des volumes indiquées à l'article 4.4.1.

Le processus de rattachement est le suivant :

- 1) Au besoin, le membre se rapproche du titulaire qui l'assistera dans la récupération des informations nécessaires à la complétude des ordres de service (notamment le titulaire complètera la consommation annuelle de référence ou la consommation annuelle prévisionnelle du ou des points de livraison concernés lorsque le membre n'est pas en mesure de la renseigner). Le titulaire dispose alors de trois (3) jours ouvrés [ramené à un (1) jour ouvré dans le cas des branchements provisoires] pour assister le membre.
- 2) Le membre notifie l'ordre de service au titulaire (et son annexe dans le cas des rattachements en masse) au maximum vingt-cinq (25) jours calendaires avant la date de rattachement souhaitée.
- 3) Le titulaire dispose alors des délais suivants à compter de la réception de l'ordre de service adressé par le membre pour :
 - pour vérifier sa complétude, sa cohérence et, en cas de besoin, se rapprocher du membre concerné afin de l'informer de l'incomplétude ou de l'incohérence identifiée ;
 - réaliser la demande de changement de fournisseur ou de mise en service au GRD concerné :

Rattachement d'un point de livraison	Trois (3) jours ouvrés
Rattachement « express »* ou « en urgence »* d'un point de livraison	Un (1) jour ouvré
Rattachement d'un point de livraison provisoire	Trois (3) jours ouvré

* correspondent aux conditions de réalisation avec supplément « express » et/ou « en urgence » telles que définies dans les catalogues des prestations des GRD concernés.

Le rattachement s'opérera alors suivant les délais minimum figurant au catalogue des prestations du GRD concerné.

Si le rattachement demande un déplacement pour intervention, la mise en service du point de livraison sera suivant la date prévisionnelle convenue entre le membre et le GRD concerné.

- 4) Le titulaire renvoie par tout moyen un exemplaire de l'ordre de service dûment complété (notamment la consommation annuelle de référence et le numéro d'affaire du GRD) daté et signé :
 - au membre concerné,
 - au coordonnateur et au membre pilote concerné (en copie systématique),
 - dans les délais suivants à compter de la date de signature de l'ordre de service par le membre.

Rattachement d'un point de livraison	Trois (3) jours ouvrés
Rattachement d'un point de livraison provisoire	Trois (3) jours ouvrés

Détachement d'un point de livraison

Le processus de détachement est le suivant :

- 1) Le membre notifie l'ordre de service au titulaire (et son annexe dans le cas des détachements en masse).

- 2) Le titulaire dispose alors du délai suivant à compter de la réception de l'ordre de service adressé par le membre pour :
- pour vérifier sa complétude, sa cohérence et, en cas de besoin, se rapprocher du membre concerné afin de l'informer de l'incomplétude ou de l'incohérence identifiée ;
 - réaliser la demande de détachement au GRD concerné :

Détachement d'un point de livraison

Trois (3) jours ouvrés

- 3) Le détachement s'opérera alors suivant les délais minimum figurant au catalogue des prestations du GRD concerné.
- 4) Le titulaire renvoie par tout moyen un exemplaire de l'ordre de service dûment complété (notamment la consommation annuelle de référence et le numéro d'affaire du GRD) daté et signé :
- au membre concerné,
 - au coordonnateur et au membre pilote concerné (en copie systématique),
- 5) dans un délai suivant à compter de la date de signature de l'ordre de service par le membre.

Détachement d'un point de livraison

Trois (3) jours ouvrés

20.4.2 Modification d'une option tarifaire d'acheminement

La modification d'une option tarifaire d'acheminement d'un point de livraison est formalisée par un ordre de service établi par le membre selon les modèles suivants figurant en annexe 2 :

Lots 1 à 5	Modèle 6 :	• Modèle d'ordre de service pour la modification d'une option tarifaire d'acheminement
Lot 6	Modèle 5 :	

La modification d'une option tarifaire d'acheminement d'un point de livraison est réalisée dans les conditions suivantes :

Le processus de demande de modification d'une option tarifaire d'acheminement est le suivant :

- 1) Au besoin, le membre se rapproche du titulaire qui l'assistera dans la récupération des informations nécessaires à la complétude de l'ordre de service. Le titulaire dispose alors de trois (3) jours calendaires pour assister le membre.
- 2) Le membre notifie l'ordre de service au titulaire.
- 3) Le titulaire dispose alors des délais suivants à compter de la réception de l'ordre de service adressé par le membre pour :
 - pour vérifier sa complétude, sa cohérence et, en cas de besoin, se rapprocher du membre concerné afin de l'informer de l'incomplétude ou de l'incohérence identifiée ;
 - réaliser la demande de changement d'option tarifaire d'acheminement au GRD concerné :

Changement d'une option tarifaire d'acheminement

Trois (3) jours ouvrés

**Changement d'une option tarifaire d'acheminement
« express »**

Un (1) jour ouvré

** correspondent aux conditions de réalisation avec supplément « express » telles que définies dans les catalogues des prestations des GRD concernés.*

- 4) Le changement d'option tarifaire s'opérera alors suivant les délais minimum figurant au catalogue des prestations du GRD concerné.
- 5) Le titulaire renvoie par tout moyen un exemplaire de l'ordre de service dûment complété (notamment le numéro d'affaire du GRD) daté et signé et signé :
 - au membre concerné,
 - au coordonnateur (en copie systématique),
 - dans le délai suivant à compter de la date de signature de l'ordre de service par le membre.

Changement d'une option tarifaire d'acheminement Trois (3) jours ouvrés.

20.4.3 Changement du bénéficiaire du contrat de fourniture

En application des dispositions de l'article 20.1, le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture est formalisé par un ordre de service établi par ce nouveau bénéficiaire selon le modèle suivant figurant en annexe 2 :

Lots 1 à 5	Modèle 7 :	• Modèle d'ordre de service pour le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture
Lot 6	Modèle 6 :	

Le changement de bénéficiaire du contrat de fourniture est réalisé dans les conditions suivantes :

Le processus de demande de changement de bénéficiaire du contrat de fourniture est le suivant :

- 1) Au besoin, le membre se rapproche du titulaire qui l'assistera dans la récupération des informations nécessaires à la complétude de l'ordre de service. Le titulaire dispose alors de trois (3) jours calendaires pour assister le membre.
- 2) Le membre notifie l'ordre de service au titulaire.
- 3) Le titulaire dispose alors du délai suivant, à compter de la réception d'une demande complète (ordre de service dûment complété et signé), pour :
 - pour vérifier sa complétude, sa cohérence et, en cas de besoin, se rapprocher du membre concerné afin de l'informer de l'incomplétude ou de l'incohérence identifiée ;
 - rendre effective le changement bénéficiaire du contrat de fourniture :

Changement de bénéficiaire du contrat de fourniture Trois (3) jours ouvrés

- 4) Le titulaire renvoie par tout moyen un exemplaire de l'ordre de service dûment complété et signé :
 - au membre concerné,
 - au coordonnateur (en copie systématique),
 - dans le délai suivant à compter de la date de signature de l'ordre de service par le membre.

Changement de bénéficiaire du contrat de fourniture Trois (3) jours ouvrés

21 GESTION DE LA RELATION CLIENTELE

La structure et l'organisation mises en place par le titulaire répondent aux besoins des membres du groupement liés à la nature même et à la vie de leur patrimoine. Elles doivent s'inscrire en cohérence avec le modèle d'organisation du groupement structurée autour d'un coordonnateur et de membres pilotes (référents des membres sur leurs départements respectifs).

21.1 Interlocuteurs dédiés

21.1.1 L'interlocuteur du coordonnateur et des membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) : pilote du contrat

Le titulaire met à disposition pour le marché un interlocuteur « pilote du contrat » identifié, ainsi que son suppléant (en cas d'indisponibilité du premier). Il sera l'interlocuteur :

- **du coordonnateur,**
- **des membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies).**

Des interlocuteurs différents peuvent être désignés pour chaque membre pilote.

Le « pilote du contrat » devra nécessairement :

- être d'un niveau hiérarchique suffisant pour être en capacité de mobiliser fonctionnellement les différentes ressources et intervenants du titulaire afin de garantir la qualité de la relation clientèle ;
- **assurer directement le suivi et les réponses de toute demande formulée par le coordonnateur et les membres pilotes. Le « pilote de contrat » ne devra pas limiter son intervention à la réorientation du coordonnateur ou des membres pilotes vers d'autres interlocuteurs ou à la simple gestion des aspects commerciaux ;**
- assurer le suivi de l'exécution de l'ensemble des prestations auprès des membres par les différentes ressources mobilisées par le titulaire.

Le « pilote du contrat » assure les missions suivantes :

- mise en place des prestations et notamment l'information régulière sur l'avancement de la bascule (retour des membres et processus de changement de fournisseur avec le GRD,
- suivi de l'exécution de la prestation,
- coordination de l'ensemble des intervenants internes du titulaire nécessaires au bon fonctionnement de l'exécution notamment en termes de facturation, de système d'information et de gestion des opérations de couverture des prix dans le cas d'un recours à un mode de détermination des prix par prise de position.

Dans le cas où le titulaire serait amené à désigner un nouvel interlocuteur ou dans le cas d'une modification de la structure et/ou de l'organisation mise en place par le titulaire, ce changement est communiqué au coordonnateur et aux membres pilotes a minima trente et un (31) jours calendaires avant sa prise d'effet.

21.1.2 L'interlocuteur des membres

Chaque membre du groupement dispose d'un interlocuteur unique identifié (et un suppléant) ou plusieurs interlocuteurs identifiés si chaque interlocuteur désigné dispose de compétences spécifiques dans des domaines d'intervention particuliers (facturation, demandes techniques...), chargé(s) de compte, nommé(s) dans l'offre remise par le candidat au stade de l'accord-cadre.

Les interlocuteurs désignés doivent nécessairement avoir connaissance du marché objet du présent cahier des charges et de ses particularités.

Dans le cas où le titulaire serait amené à désigner un nouvel interlocuteur (titulaire ou suppléant) ou dans le cas d'une modification de la structure et/ou de l'organisation mise en place par le titulaire, ce changement fait l'objet d'une information écrite apportée à chaque membre du groupement concerné, au plus tard trente et un (31) jours avant le changement.

Le titulaire assure une disponibilité en cas d'absence du chargé de compte, notamment en période de congés.

21.2 Relation entre le titulaire et les membres

Le titulaire est notamment chargé, en complément des obligations liées à la facturation détaillées à l'article 0, des missions suivantes :

De traiter, en relation avec le gestionnaire du réseau de distribution, l'ensemble des demandes techniques relatives à l'accès et à l'utilisation du réseau de distribution pour les points de livraison objets du marché (mise en service de points de livraison, suppression de points de livraison, modification de puissance souscrite, etc.)	Délai maximal de réponse à la demande : Trois (3) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.
D'informer les membres sur la prise en charge de chaque demande liée à l'accès et l'utilisation du réseau de distribution et l'évolution du traitement de celle-ci, L'information sera reportée systématiquement par écrit (courriel ou via l'espace client).	Délai maximal d'information des membres : Un (1) jour ouvré à compter du jour de chaque évolution rapportée par le gestionnaire de réseau.
De rectifier, à la demande du membre du groupement, les informations portant sur le périmètre du marché subséquent ainsi que de procéder à la modification du nom ou informations administratives d'un point de livraison.	Délai maximal de rectification ou de modification : Cinq (5) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.
De transmettre à chaque membre les fichiers des données de consommations et facturation (fichier « périmètre », fichier des données de consommation et de facturation, feuillet récapitulatif) selon les modalités précisées à l'article 25.	Délai d'envoi ou de mise à disposition des fichiers : Cf. article 25.
De tenir les membres du groupement informés de l'évolution des prix des différentes composantes de la facture permettant aux membres du groupement une compréhension et un contrôle facilités des coûts facturés.	Délai maximal d'information des membres : Quinze (15) jours calendaires avant la date d'entrée en vigueur de l'évolution du prix.
De conseiller le membre du groupement si celui-ci souhaite souscrire auprès du gestionnaire de réseau de distribution pour certains points de livraison d'engagements personnalisés de qualité de fourniture ou de continuité. Le titulaire conseille le membre du groupement sur les démarches à engager auprès du gestionnaire de réseau en vue de la souscription de ces engagements personnalisés et l'accompagne dans sa démarche.	Délai maximal d'information des membres : Dix (10) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.
De répondre à toute question technique, administrative et financière simple ou sur les conditions d'exécution du marché en cours dont il est titulaire posées par les membres du groupement	Délai maximal de réponse à la demande :

Trois (3) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.

21.3 Relation entre le titulaire, le coordonnateur du groupement et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies)

Après notification des marchés subséquents, le titulaire exécute le marché pour chaque membre. En outre, il est chargé d'assurer les missions suivantes auprès du coordonnateur et des membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) :

De conseiller et d'informer régulièrement le coordonnateur sur les opportunités et les risques associés à l'évolution des prix de l'électricité ou du gaz naturel sur les marchés (et notamment sur les événements ponctuels qui impactent ou qui sont susceptibles d'impacter le marché).	
D'échanger avec le coordonnateur et de l'informer pendant la phase de bascule dans les conditions prévues à l'article 19.	Modalités d'échange et d'information : Cf. article 19.
D'informer le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) du rattachement ou du détachement d'un point de livraison tel que prévu à l'article 20.4 (renvoi des ordres de service), afin de suivre l'évolution du nombre de points de livraison dans le périmètre du marché.	Délai maximal d'information : Cf. délai de renvoi des ordres de service tel que prévu à l'article 20.4.
De transmettre au coordonnateur les fichiers des données de consommations et facturation (fichier « périmètre », fichier des données de consommation et de facturation, fichier des réclamations et demandes des membres) selon les modalités précisées à l'article 25.	Délai d'envoi ou de mise à disposition des fichiers : Cf. article 25.
De transmettre au coordonnateur les états de suivi dédié à la clôture des marchés subséquents et prévus à l'article 27.	Délai d'envoi ou de mise à disposition des fichiers : Cf. article 27.
De tenir le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) du groupement informés de l'évolution des prix des différentes composantes de la facture permettant aux membres du groupement une compréhension et un contrôle facilités des coûts facturés.	Délai maximal d'information : Quinze (15) jours calendaires avant la date d'entrée en vigueur de l'évolution du prix.
De tenir le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) informés de toute communication écrite adressée aux membres du groupement.	Délai maximal d'information : Quinze (15) jours calendaires avant la date prévisionnelle d'envoi aux membres.
De répondre à toute question technique, administrative et financière simple ou sur les conditions d'exécution du marché en cours dont il est titulaire posées par le coordonnateur les ou membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies)	Délai maximal de réponse à la demande : Trois (3) jours ouvrés à compter du jour de la demande.

21.4 Relation entre le titulaire du marché et le gestionnaire de réseau de distribution

Dans le cadre du contrat unique, le titulaire du marché est l'intermédiaire de chaque membre du groupement avec les gestionnaires de réseau de distribution. En tant qu'interlocuteur pour le compte des membres le titulaire apporte tous les moyens permettant de garantir une intervention adaptée au besoin des membres s'agissant de l'accès et de l'utilisation du réseau de distribution. A ce titre et dans les conditions définies par le contrat GRD – Fournisseur ou le contrat distributeur de gaz - fournisseur (CDG-F) conclu entre le titulaire et le gestionnaire de réseau de distribution concerné, le titulaire du marché s'engage notamment :

- à formuler auprès du GRD concerné et de suivre toute réclamations ou demandes en lien avec l'accès au réseau public de distribution pour le compte des membres ;
- à formuler les demandes d'optimisation du tarif d'utilisation du réseau public de distribution et de suivre leur réalisation.

Les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont précisées dans le contrat GRD – Fournisseur (lots 1 à 6) ou le contrat distributeur de gaz - fournisseur (CDG-F) – lots 7 et 8 – conclu entre le titulaire du marché et le gestionnaire de réseau de distribution.

21.5 Réunions

21.5.1 Avec le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies)

21.5.1.1 Réunion avec le comité de pilotage du groupement suite à la notification des marchés subséquents

Réunion avec le coordonnateur consécutive à la notification du marché subséquent	
Consécutivement à la notification du marché subséquent, le titulaire se tient à disposition du comité de pilotage du groupement pour une réunion de démarrage du marché (pour chacun des marchés subséquents dont il serait éventuellement titulaire), organisée avec l'interlocuteur « pilote du contrat »,	
Objectif de la réunion :	Cette réunion vise à traiter notamment les points suivants : • Calendrier et modalités d'organisation des opérations préalables à l'exécution (notamment vis-à-vis de la démarche de qualité prévue à l'article 19). • Préparation des réunions de mise en œuvre du marché ainsi qu'aux réunions de lancement éventuelles (ordre du jour, date, lieu, éléments de langage de la présentation que le titulaire sera amené à faire aux membres, etc.), telles que mentionnées aux articles suivants. • Modalités de communication et partage de données (fichiers)/documents avec le coordonnateur, etc. • Modalités de réalisation des études d'optimisation tarifaires.
Modalités d'organisation :	Le coordonnateur communiquera l'ordre du jour souhaité de la réunion au titulaire au plus tard dix (10) jours ouvrés avant la date programmée de la réunion. Le titulaire pourra compléter cet ordre du jour. Cette réunion aura lieu en présentiel au siège du coordonnateur où, à la demande du coordonnateur, sous la forme d'une visioconférence.

	Au plus tard cinq (5) jours ouvrés avant la date de réunion programmée, le titulaire transmet, au coordonnateur, les éléments préparatoires de la réunion et supports de présentation prévus.
Fréquence de réalisation de la réunion :	Une réunion sur la durée du marché subséquent (en début de marché)

21.5.1.2 Réunions de mise en œuvre du marché

Réunion de mise en œuvre du marché	
Le titulaire du marché subséquent se rendra disponible, à la demande du comité de pilotage du groupement, pour des réunions dédiées à la mise en œuvre du marché	
Objectif de la réunion :	Ces réunions s'inscrivent dans le cadre : • de la démarche de qualité associée aux opérations de bascule et de clôture des marchés subséquents, conformément aux modalités précisées aux articles 19 et 27 ; • du paramétrage des comptes d'accès aux espaces clients tels que prévus à l'article 24 (à l'attention des membres, des membres pilotes et du coordonnateur) ; • à la mise à disposition des données de consommation et de facturation et plus particulièrement vis-à-vis de la mise à disposition des informations nécessaires à l'alimentation de la Solution Informatique de Management Energétique (SIME) du groupement (article Erreur ! Source du renvoi introuvable.).
Modalités d'organisation :	Chaque réunion pourra être réalisée sous la forme d'une visioconférence ou en présentiel au siège du coordonnateur. Le coordonnateur et le titulaire conviendront de l'ordre du jour de chaque réunion ainsi que des éléments à transmettre (au coordonnateur et aux membres pilotes) en amont et a posteriori.
Fréquence de réalisation de la réunion :	A minima une réunion hebdomadaire en phase de bascule puis, ponctuellement, selon l'état d'avancement des objectifs poursuivis (gestion des points de difficultés éventuels, paramétrage des comptes d'accès aux espaces clients et mise à disposition des informations nécessaires à l'alimentation de la « Solution Informatique de Management Energétique (SIME) » du groupement).

21.5.1.3 Réunion d'information des membres du groupement en présence des membres pilotes

Réunion d'information des membres du groupement en présence des membres pilotes	
A sa demande, un membre pilote (Syndicats Départementaux d'Energies) disposent d'une réunion de lancement organisée avec l'interlocuteur « pilote du contrat ».	
Objectif de la réunion :	Le titulaire présente notamment :

	• Sa structure et les principales caractéristiques de son offre : points clés du cahier des charges et du mémoire technique. La préparation de ce point sera réalisée conjointement avec le coordonnateur. • État des démarches préalables effectuées par le titulaire auprès des membres. • Analyse des éventuelles difficultés rencontrées avant le début de fourniture, • La mise en place de la facturation (mise en œuvre de la dématérialisation de la facturation, prise en compte des regroupements, modalités de facturation, transmission de données aux membres...). • Présentation des principales rubriques des modèles de factures. • La mise en place de l'espace client et ses principales fonctionnalités (accès multicomptes, mise à disposition des données de consommation et de facturation...). • Alerte des membres du groupement sur la détection d'anomalies sur les points de livraison. • Réponse à l'ensemble des questions des membres. • Méthodologie de l'étude d'optimisation.
Modalités d'organisation :	A la demande du Syndicat Départemental d'Energies Ces réunions auront lieu sur le département de chaque Syndicat Départemental d'Energies demandeur. A la demande du membre pilote, cette réunion pourra être réalisée sous la forme d'une visioconférence. Le Syndicat Départemental d'Energies demandeur communiquera l'ordre du jour de la réunion au titulaire au plus tard dix (jours) avant la date programmée de la réunion. Au plus tard cinq (5) jours ouvrés avant la date de réunion programmée, le titulaire transmet, au membre pilote concerné, les éléments préparatoires de la réunion et supports de présentation prévus.
Fréquence de réalisation de la réunion :	Jusqu'à 12 réunions maximums sur la durée du marché subséquent ; considérant qu'un membre pilote peut solliciter plusieurs réunions (dans la limite des 12 réunions prévues).

21.5.1.4 Réunion de bilan annuel avec le comité de pilotage du groupement

Réunion annuelle	
Une réunion bilan annuelle sera organisée entre le titulaire de chaque marché subséquent et les Syndicats Départementaux d'Energies (membres pilotes)	
Objectif de la réunion :	Echanger sur tous les faits importants de la période.
Modalités d'organisation :	A la demande du coordonnateur Cette réunion aura lieu au siège du coordonnateur en présence des représentants des membres pilotes.

	Un délai de prévenance d'un mois doit être respecté de la part du coordonnateur pour convenir d'une date avec l'interlocuteur « pilote du contrat ». Après demande d'une réunion bilan annuelle par le coordonnateur, l'interlocuteur dédié dispose de 15 (quinze) jours pour convenir et valider une date. Le coordonnateur communiquera l'ordre du jour de la réunion au titulaire au plus tard dix (jours) avant la date programmée de la réunion.
Fréquence de réalisation de la réunion :	Une fois par an au maximum

21.5.2 Points téléphoniques ou réunions de suivi du marché

Le titulaire du marché subséquent se rendra disponible, à la demande du coordonnateur ou des membres pilotes, pour des réunions téléphoniques de suivi de la bonne exécution du marché. Ces réunions de suivi du marché peuvent notamment concerner :

- La résolution de points de difficultés éventuellement rencontrées par les parties (titulaire, membre pilote ou coordonnateur).
- Les modalités d'organisation et le suivi des études d'optimisation tarifaire prévues à l'article 22.

22 OPTIMISATION DES COUTS D'ACCES AU RESEAU DE DISTRIBUTION

Dans le cadre du contrat unique, le titulaire est chargé de la souscription de l'accès au réseau auprès du GRD pour l'ensemble des points de livraison du périmètre. Dans ce cadre, et sous réserve de l'accord du membre, le titulaire est chargé de fixer la formule tarifaire pour l'accès au réseau de distribution.

A ce titre, le titulaire du marché s'engage à proposer à chaque membre et pour chaque point de livraison les options et formules tarifaires optimales :

- au moins une fois par an, entre le 1^{er} avril et le 31 juillet.
- ponctuellement sur demande du membre.

L'étude d'optimisation sera réalisée de manière à respecter le délai convenu et les processus suivants :

Conditions d'échange avec le coordonnateur et le comité de pilotage du groupement	
Préalablement à tout rapprochement avec les membres :	Le coordonnateur et le titulaire se rapprocheront pour : • déterminer la période sur laquelle le titulaire réalisera les études d'optimisation ; • valider la méthodologie et l'approche envisagée par le titulaire. Ce dernier prévoira si nécessaire des étapes de modification et une nouvelle approbation des résultats ; • valider le contenu des échanges avec les membres ; • préciser les modalités d'information et d'échange avec le coordonnateur et les membres pilotes au cours de la phase d'optimisation. Chaque membre pilote sera destinataire de l'ensemble des études d'optimisation réalisées par le titulaire avant envoi aux membres. Les modalités de communication des études d'optimisation aux membres seront convenues entre le titulaire et chaque membre pilote pour le périmètre qui le concerne.

Au cours du processus d'optimisation :	Le coordonnateur sera régulièrement tenu informé de l'avancement de la phase d'optimisation (taux de retour des membres, état des demandes de modification d'options tarifaires auprès le GRD). Le coordonnateur et les membres pilotes seront régulièrement tenus informés de l'avancement de la phase d'optimisation (<u>a minima tous les dix jours calendaires</u>) vis-à-vis : • du retour des membres par nature (finalisé, initié, incomplet...), • état des demandes de modification d'options tarifaires auprès du GRD et notamment : ○ état d'avancement des demandes de changement d'options tarifaires auprès du GRD, ○ état des points de blocage avec les membres et/ou le GRD concerné. Les éléments remis par le titulaire du marché subséquent seront établis sur la base d'un fichier périmètre à la maille de chaque point de livraison des membres et devra nécessairement faire apparaître l'identification des membres pilotes ainsi que les références des membres propres au groupement.
Au terme de la phase d'optimisation :	Le coordonnateur sera destinataire des choix de chaque membre (bilan des optimisations) pour leurs périmètres respectifs. Le bilan des optimisations devra nécessairement faire apparaître l'identification des membres pilotes ainsi que les références des membres propres au groupement.

Dans les conditions convenues entre le titulaire et le membre pilote pour le périmètre qui le concerne, les modalités de réalisation des optimisations auprès des membres seront les suivantes.

Par dérogation aux dispositions prévues à l'article 20.4.2, les modifications d'options tarifaires d'acheminement souhaitées par les membres dans le cadre des études d'optimisation ne nécessitent pas la formalisation d'ordres de service.

Modalités de réalisation des optimisations auprès des membres

Le titulaire du marché subséquent concerné réalise une étude d'optimisation aboutissant à une proposition des options et des formules tarifaires les mieux adaptées pour chaque point de livraison.

Cette étude doit tenir compte :

- des caractéristiques techniques et de l'historique des consommations, des puissances atteintes, des dépassements de puissance ou de capacité journalière d'acheminement. **Le titulaire proposera et privilégiera des études d'optimisation tarifaires sur courbes de charge (lots 1 à 6, y compris pour les compteurs communicants des points de livraison C5) ou sur données de relevés journaliers (lots 7 et 8) ;**
- des coûts liés :
 - aux prestations annexes du GRD concerné conformément au catalogue des prestations du GRD
 - aux modifications physiques éventuelles ou à prévoir par le membre pour ses installations propres ;
- des conditions tarifaires (coûts et structures) connues au moment de la réalisation des études d'optimisation (y compris les évolutions tarifaires à venir dès lors qu'elles ont fait l'objet d'une délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie).

Le titulaire adresse à chaque membre un rapport d'optimisation pour ses points de livraison mettant en évidence l'intérêt économique des choix de souscription en comparaison des options et conditions tarifaires en place.

Le rapport présente les éventuelles contraintes techniques induites et leur impact financier (catalogue de prestations du GRD ou intervention spécifique).

Le membre dispose d'un délai de trente (30) jours calendaires à compter de la date d'envoi du rapport pour se prononcer sur les propositions d'optimisation.

Pendant ce délai, le titulaire se tient à disposition des membres pour toutes explications complémentaires sur les optimisations préconisées.

Au cours de ce délai de trente (30 jours), le titulaire procèdera à une ou plusieurs phases de relance des membres.

Au terme de ce délai de trente (30 jours), le titulaire devra ensuite procéder à une ultime phase de relance des membres. Les membres disposent alors d'un délai de quinze (15) jours calendaires pour faire retour par mail au titulaire.

Après validation des propositions par le membre, dans un délai de trois (3) jours ouvrés à compter du jour de la réception de la validation du membre, le titulaire engage auprès du GRD l'ensemble des démarches de modification des options et/ou formules tarifaires et suit leur mise en œuvre. Le titulaire informe le membre des éventuelles :

- modifications à réaliser ou à faire réaliser par le membre lui-même sur ses installations propres.
- intervention spécifique du GRD (sur devis notamment). Dans ce cas, le titulaire demande un devis au GRD puis le transmet au membre du groupement qui dispose d'un délai de trente (30) jours calendaires pour se prononcer.

En l'absence de retour de la part du membre dans ces délais, aucune modification ne sera réalisée.

23 MODALITES DE FACTURATION

23.1 Modalités de transmission des factures

Dans le cadre de marchés publics, la facturation dématérialisée est obligatoire conformément aux dispositions :

- de l'ordonnance n°2014-697 du 26 juin 2014 relative au développement de la facturation électronique ;
- du décret n° 2016-1478 du 2 novembre 2016 relatif au développement de la facturation électronique ;
- de l'arrêté du 9 décembre 2016 relatif au développement de la facturation électronique.

Lors de la phase de bascule, le titulaire et le bénéficiaire se rapprochent pour envisager la faisabilité de l'échange des données informatisées, notamment le format d'échange des données selon les systèmes d'information utilisés par chacun.

Les factures sont également mises à disposition :

- sur l'espace client défini à l'article 24,
- par courriel sur demande ponctuelle d'un membre.

23.2 Périodicité de la facturation

La facturation des membres est réalisée par le titulaire en cohérence avec les fréquences de relevé cyclique des compteurs du GRD associées aux différentes options tarifaires d'acheminement.

Dans le cas de figure où un membre choisi une fréquence de relève différente de la fréquence de relève standard pratiquée par le GRD, le titulaire est tenu d'informer ce membre :

- que ce choix entraîne la facturation d'une prestation supplémentaire de la part du GRD,
- du montant de la prestation telle qu'elle figure au catalogue des prestations du GRD en vigueur au moment du choix du membre.

Les fréquences d'émission des factures par le titulaire et les conditions associées sont les suivantes :

	Fréquences d'émission des factures	Conditions
Points de livraison à relève mensuelle, quotidienne ou relevé à une fréquence supérieure		
Points de livraison relevant des segments tarifaires de distribution C2 et C4 – LOTS 3 à 5	Mensuelle	La facturation est établie sur la base de l'index de consommation relevé par le GRD.
Points de livraison relevant des tranches tarifaires de distribution T3 et T4 – LOT 6		
Points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 (LOTS 1, 2 et 5)	Au choix du membre : - Semestrielle - Trimestrielle - Bimestrielle - Mensuelle	Dans la mesure du possible, la facturation est établie sur la base de l'index de consommation relevé par le GRD.
Points de livraison relevant des tranches tarifaires de distribution T1 et T2 (LOT 6)		
Points de livraison à relève semestrielle (non équipé d'un compteur communicant actif)		
Points de livraison relevant du segment tarifaire de distribution C5 (LOTS 1, 2 et 5)	Au choix du membre : - Semestrielle - Bimestrielle - Mensuelle	<u>Lorsque le membre choisi une fréquence de facturation semestrielle :</u> Dans la mesure du possible, la facturation est réalisée par le titulaire sur la base de l'index de consommation relevé par le GRD.
Points de livraison relevant des tranches tarifaires de distribution T1 et T2 (LOT 6)		<u>Lorsque le membre choisi une fréquence de relève différente (mensuelle voire bimestrielle) :</u> La facturation est réalisée par le titulaire sur la base : - d'index estimés, - d'index auto-relevés par le membre ou d'éléments de consommation transmis par le membre, - d'une régularisation de facturation sur la base des index relevés par le GRD concerné. Il est entendu que la fréquence de facturation choisie par le membre s'applique à l'intégralité de ses points

de livraison pour lesquels le système de comptage permet une relève mensuelle, quotidienne ou à une fréquence supérieure par le GRD.

Points de livraison provisoires (lots 1 à 5)

Dans le cas du rattachement d'un point de livraison provisoire (lots 1 à 6), la périodicité de facturation correspond à la période de rattachement et de détachement indiquée dans l'ordre de service établi par le membre et dont le modèle figure en annexe 2.

23.3 Dans le cas d'un changement de fournisseur

Dans le cadre d'un changement de fournisseur (y compris lorsque le changement de fournisseur intervient postérieurement à la date de début d'exécution des prestations de fourniture prévue au contrat), les index utilisés par le titulaire pour l'établissement de la première facture et de la facture de clôture (respectivement au début et au terme de la période d'exécution des prestations) correspondent aux index contractuels communs aux deux fournisseurs, conformément aux référentiels adoptés par les instances de concertation mise en place par la Commission de régulation de l'énergie.

23.4 Dans le cas des Syndicats Départementaux d'Energie, membres pilotes, titulaires des contrats de fourniture d'éclairage public (lot 2)

Dans le cas spécifique du membre pilote SDE65 et SMEG30, en tant que membre du groupement et titulaire des contrats de fourniture d'éclairage public pour le compte des communes de son département, le titulaire du marché subséquent du lot 2 devra tenir comptes des conditions de facturation suivantes :

- Les factures seront établies à la même date pour l'ensemble des points de livraison du périmètre du membre pilote concerné (sur index réel ainsi que sur index estimé) et adressées conformément à la fréquence de facturation convenue lors des opérations de bascule.
- Le fichier des données de consommation et de facturation sera édité et mis à disposition en un seul export, en cohérence avec l'édition des factures défini au point précédent. Chaque fichier devra nécessairement mentionner :
 - La date d'édition et la référence de la facture correspondantes.
 - La référence propre au membre pilote et affectée à chaque point de livraison.
- A chaque édition d'une facture, le titulaire du marché subséquent adressera par mail la facture éditée (regroupant l'ensemble des points de livraison) ainsi que le fichier correspondant à un référent du membre pilote désigné.

23.5 Scission des flux de facturation par contrat

23.5.1 Facture de résiliation (cas où le titulaire entrant se succède à lui-même)

Dans le cas où le titulaire est déjà le fournisseur d'un point de livraison, ce dernier ne peut intégrer dans la facturation au titre du présent marché la fourniture relevant du contrat antérieur qu'il soit en offre de marché ou au Tarif Réglementé de Vente.

En ce cas, le titulaire établit séparément une facture de résiliation pour la période antérieure au présent marché, sans surcoût.

23.5.2 Séparation des flux de facturation par marché

Au cas où un fournisseur est titulaire de plusieurs lots ou de plusieurs marchés subséquents d'un même lot, le titulaire sépare les flux de facturation par marché.

Ainsi, même dans le cas où le membre est concerné par des points de livraison dans plusieurs marchés dont le titulaire est le même fournisseur, ce dernier doit malgré tout séparer les flux de facturation de ce membre par marché, le comptable public ne pouvant traiter une même facture regroupant des points de livraison rattachés à des marchés différents.

23.6 Contenu de la facturation

La facture comporte les mentions obligatoires, conformément :

- à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus,
- à l'article 242 nonies A de l'annexe II du code général des impôts,
- au décret n°2016-1478 du 2 novembre 2016 relatif au développement de la facturation électronique.

Lors des opérations de bascule, chaque membre a la possibilité de demander au titulaire :

- un ou plusieurs regroupement(s) de factures en fonction des pratiques en usage au sein de la collectivité ou de l'établissement.
- une facture pour chaque point de livraison.

Les factures groupées sont des pièces comptables sur la base desquelles les prestations sont payées.

Les membres du groupement conservent toujours la possibilité :

- **que tout ou partie de leurs points de livraisons ne soient pas regroupés**
- **de faire évoluer leurs choix de de regroupement en cours d'exécution des marchés subséquents.**

La facture comprend les éléments suivants :

Dans le cas d'une facturation par regroupement	Pour le regroupement	Annexe 1.a	Contenu de la facture groupée
	Pour chacun des points de livraison du regroupement.	Annexe 1.b	Contenu de la facture détaillée
Dans le cas d'une facturation individualisée (pour chaque point de livraison)		Annexe 1.b	Contenu de la facture détaillée

Le titulaire de l'accord-cadre indique clairement dans son mémoire technique :

- les éventuelles informations mentionnées dans les annexes 1.a et 1.b qui ne seraient pas éditables,
- l'échéance à laquelle il entend faire figurer ces informations sur la facture.

23.7 Personnalisation des factures

Les documents de facturation proposent des champs de personnalisation. Lors des opérations de bascule, le titulaire précisera à chaque membre :

- le nombre de caractères disponibles par champs.
- les modalités de mise à jour des champs.

Ces champs permettent aux membres de qualifier plus précisément leurs contrats ; ils concernent a minima les informations suivantes :

- nom du point de livraison, modifiable à la demande par le membre,
- code d'identification du point de livraison propre au membre,
- champ libre associé, permettant de définir l'imputation comptable,
- numéro de marché propre au membre du groupement, fixé lors de la bascule.

Par ailleurs, les documents de facturation devront nécessairement faire figurer l'identifiant (référence) de chaque membre propre au groupement.

24 ESPACE CLIENT EN LIGNE

Le titulaire s'engage à mettre à disposition des membres et des tiers utilisateurs un espace client dédié en ligne (accès web), sécurisé par identifiant et mot de passe individuel, leur permettant notamment de bénéficier des fonctionnalités suivantes :

Visualisation du périmètre des points de livraison	• Liste des points de livraison et leurs données d'identification (y compris les références et informations des marchés) • Identification des caractéristiques techniques des points de livraison et notamment les options et paramètres issus des bases des GRD et utilisés pour la facturation, • Visualisation du statut des points de livraison (actif, détaché, provisoire...). • les choix en matière d'énergie « verte » (application et part), • le caractère « obligant/non obligant » (APPLICATION CEE) ainsi que le groupe d'appartenance pour l'application des BPU (GROUPE-BPU) distinguant bâtiments-équipements/ éclairage public et assimilés pour le segment C5), • Identification des modalités de facturation (regroupements de factures choisis, délais de paiement, fréquence de facturation et mode de paiement des factures). • Export du périmètre dans un format tableur non verrouillé.
Suivi des données de consommations et de facturation	• Une visualisation des informations de consommation et de facturation actualisées en cohérence avec le flux de facturation (y compris les index de relève/estimés, les puissances atteintes, les dépassements de puissance souscrite ou de capacité journalière souscrite). • Export des données de consommation et de facturation dans un format tableur non verrouillé tel que prévu à l'article 25.2.

	Un accès aux courbes de charge des points de livraison (sous réserve que le titulaire ait obtenu les autorisations du membre concerné), tout segment confondu.
Accès aux factures et avoirs	- Visualisation et export de chaque facture et avoir en cohérence avec le flux de facturation - Accès à l'ensemble de l'historique des factures du contrat
Alertes	Le titulaire s'engage à mettre à disposition des membres des systèmes d'alerte de dépassement de consommation, de puissance ou de capacité journalière souscrite ou de consommations nulles par point de livraison ; les seuils d'alerte étant paramétrables par les membres.
Gestion et suivi des demandes techniques	- Visualisation et suivi des demandes techniques formulées par le membre au titulaire. - Le cas échéant, les gestions des demandes techniques en cohérence avec les modalités prévues à l'article 20.4.
Interlocuteurs et services clients	- Accès aux contacts des interlocuteurs dédiés - Accès aux différents services clients - Accès aux informations et conseils pratiques

Le titulaire doit garantir un accès permanent à cet espace pour chacun des membres, sauf intervention technique nécessaire anticipée par le titulaire, limitée à 24h et avec un délai de prévenance d'au moins 48h, ou sauf cause externe en dehors du champ de responsabilité du titulaire.

Cet espace doit être mis à disposition des membres jusqu'au 31 décembre 2029.

Les modalités de création des comptes d'accès des utilisateurs sont les suivantes :

Pour les membres
Le titulaire met à disposition du référent de chaque membre un compte d'accès à cet espace client ; référent dont les informations de contact auront été communiquées ou validées au titulaire lors des opérations de bascule. Au cours de la période d'exécution des prestations de fourniture, le référent de chaque membre a la possibilité de créer des comptes utilisateurs : - soit de manière autonome sur l'espace client, - soit sur sollicitation du titulaire du marché subséquent par courriel.
Pour le coordonnateur et les membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies)
Le titulaire met à disposition du coordonnateur et des membres pilotes (Syndicats Départementaux d'Energies) cet espace client suivant un mode multicomptes sur le périmètre : - de l'ensemble des membres prenant part à la consultation pour le coordonnateur ; - des membres attachés à chaque Syndicat Départemental d'Energies pour les membres pilotes. Pour un membre pilote donné et pour un même périmètre, le titulaire doit pouvoir mettre à disposition plusieurs comptes d'accès à l'espace client proposé. Les comptes d'accès mis à disposition doivent permettre au coordonnateur et aux membres pilotes :

- d'identifier précisément les membres attachés à leurs périmètres respectifs (raisons sociales et/ou référence des membres propres au groupement) ;
- d'accéder de manière simple et fluide au périmètre et aux informations d'un membre donné.

Chaque utilisateur doit pouvoir disposer des factures et des fichiers numériques des données de consommation et de facturation via leur compte d'accès dédié (et non par le biais de plusieurs comptes), notamment pour les membres disposant de nombreux points de livraison ou pour le coordonnateur et les membres pilotes qui regroupent tout ou partie des membres.

De la même manière, la mise à disposition des données de consommation et de facturation sur tableur numérique :

- doit pouvoir s'effectuer en un seul export et non en manipulant un à un plusieurs exports.
- ne doit pas dépasser 24 h à partir de la demande.

25 MISE A DISPOSITION DE DONNEES

25.1 Le fichier « périmètre »

Pour les membres	
Le titulaire du marché subséquent adresse à chaque membre la liste actualisée de son périmètre de points de livraison sous format tableur exploitable.	
Mise à disposition :	Via l'espace client ou par courriel
Contenu du fichier a minima :	• les informations d'identification du point de livraison (libellé du site, adresse...), • les caractéristiques techniques associées à chaque point de livraison et notamment les options et paramètres issus des bases des GRD et utilisés par la facturation, • les choix en matière d'énergie « verte » (application et part), • le caractère « obligant/non obligant » (APPLICATION CEE) ainsi que le groupe d'appartenance pour l'application des BPU (GROUPES-BPU) distinguant bâtiments-équipements/ éclairage public et assimilés pour le segment C5), • les entrées et sorties du périmètre et les dates d'effet correspondantes. • Identification des modalités de facturation (regroupements de factures choisis, délais de paiement, fréquence de facturation et mode de paiement des factures).
Fréquence d'envoi :	Disponible à tout moment via l'espace client. A défaut : • a minima une fois par an avant le 31 janvier de l'année suivant l'année de livraison ; • à chaque fois qu'un membre en fait la demande et dans un délai de dix (10) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.
Pour le coordonnateur et les membres pilotes	
Le titulaire du marché subséquent adresse au coordonnateur la liste actualisée du périmètre des points de livraison de chaque membre sous format tableur exploitable.	

Mise à disposition :	Via l'espace client ou par courriel.
Contenu du fichier a minima :	Identique à celui décrit ci-dessus pour les membres. Néanmoins, le contenu du fichier fait figurer les informations d'identification : - de chaque membre (y compris la référence du membre propre au groupement), - des membres pilotes.
Fréquence d'envoi :	- à l'issue de la phase de bascule tel que validé par les membres dans les conditions prévues à l'article 19, - disponible à tout moment via l'espace client. A défaut : - au terme de chaque année de livraison (entre le 20 décembre de l'année N et le 15 janvier de l'année N+1), - à chaque fois que le coordonnateur en fait la demande, dans un délai de dix (10) jours ouvrés à compter du jour de la demande.

25.2 Fichier des données de consommation et de facturation

Pour les membres	
Le titulaire du marché subséquent met à disposition de chaque membre l'ensemble des informations relatives aux données de consommation et facturation sous un format numérique sous format tableur exploitable avec : - en en-tête de colonne : le libellé des champs de données, - ligne par ligne : les données concernant chaque point de livraison. Le membre doit pouvoir réaliser ces exports en choisissant : - la période de facturation ou la période de consommation (date de début et date de fin), - le référentiel de regroupement des points de livraison choisi pour la facturation.	
Mise à disposition :	Via l'espace client
Contenu du fichier a minima :	- le fichier doit contenir l'ensemble des informations mentionnées en annexe 1.b. - au mémoire technique du titulaire figurent clairement les quelques informations mentionnées à l'annexe 1.b qui ne seraient pas éditables dans ce fichier par son Système d'Information. Le titulaire s'engage à faire ses meilleurs efforts pour le mettre en œuvre au plus tôt et à une date qu'il mentionnera dans son mémoire technique. - le libellé d'identification du regroupement des factures.
Fréquence de mise à disposition	À tout moment, en cohérence avec le flux de facturation suivant l'émission de chaque facture.
Pour le coordonnateur	
Le titulaire du marché subséquent met à disposition du coordonnateur ou du membre pilote demandeur un fichier des données de consommation et facturation reprenant l'ensemble des factures émises sur l'ensemble des points de livraison des membres.	
Mise à disposition :	Via l'espace client ou à défaut par courriel

Contenu du fichier a minima :	Identique à celui décrit ci-dessus pour les membres. Néanmoins, le contenu du fichier fait figurer les informations d'identification : - de chaque membre (y compris la référence du membre propre au groupement), - des membres pilotes.
Fréquence de mise à disposition	- Dans le cas d'une mise à disposition via l'espace client : fichier disponible à tout moment en cohérence avec le flux de facturation suivant l'émission de chaque facture. - A défaut d'une mise à disposition via l'espace client : à chaque fois que le coordonnateur ou un membre pilote en fait la demande, dans un délai de dix (10) jours ouvrés à compter du jour de la demande.

25.3 Feuillelet récapitulatif annuel

Pour les membres	
Pour chaque période de fourniture d'une durée égale à 12 mois, le titulaire met à disposition du membre un feuillelet récapitulatif comportant le bilan mensuel (pour les points de livraison relève mensuelle ou à une fréquence supérieure) ou annuel (pour les points de livraison à relève semestrielle) des données de consommations et de facturation sur tableur exploitable ou compatible. Le membre doit pouvoir disposer d'une vision selon les regroupements des points de livraison choisi pour la facturation (sous-totaux).	
Mise à disposition :	Via l'espace client ou à défaut par courriel
Contenu du fichier a minima :	- La période : - en mois pour les points de livraison relève mensuelle ou à une fréquence supérieure) ; - annuelle pour les points de livraison à relève semestrielle). - Bilan des consommations (énergie consommée, les puissances atteintes, les dépassements de puissance souscrite ou de capacité journalière souscrite). - Bilan des montants facturées par composante. - Le libellé d'identification du regroupement des factures.
Fréquence de mise à disposition	- A minima une fois par an au mois de décembre de l'année de livraison (envoi ou mise à disposition systématique). - Sur demande ponctuelle d'un membre dans un délai de dix (10) jours ouvrés à compter du jour de la demande du membre.
Pour le coordonnateur et les membres pilotes	
Sans objet.	

25.4 Suivi des demandes et des réclamations des membres

Pour le coordonnateur et les membres pilotes	
Le titulaire du marché subséquent met à disposition du coordonnateur et des membres pilotes un outil de supervision des demandes et des réclamations de chaque membre. Cet outil de suivi pourra être disponible sur l'espace client prévu à l'article 17 et/ou sous la forme d'un fichier numérique (tableur exploitable). Cet outil de supervision permet notamment d'identifier le suivi et la prise en charge de chaque demande formulée par les membres telle que prévu à l'article 21.2.	
Mise à disposition :	Via l'espace client selon modalités article 17 ou par courriel par l'intermédiaire d'un fichier partagé avec le comité de pilotage du groupement.
Contenu du fichier a minima :	Le suivi des demandes de membres contient : • les informations d'identification des membres (y compris la référence du membre propre au groupement) et des membres pilotes, • les informations d'identification des points de livraison concernés (libellé du site, adresse...), • la nature et le motif de chaque demande ou réclamation, • les informations de prise en charge des demandes et notamment les délais de traitement associés à chaque demande.
Fréquence d'envoi :	A défaut de disposer d'un outil de suivi disponible en permanence sur l'espace client : • A minima au 15 janvier et au 30 juillet de chaque année de livraison. • Sur demande ponctuelle du coordonnateur ou d'un membre pilote.

26 SOLUTION DE TRACABILITE DES FLUX ET DONNEES DE PRODUCTIONS ISSUES DU CADER (LOT 6)

Le titulaire s'engage à mettre à disposition du coordonnateur et des membres concernés une solution de traçabilité des flux (soutirages / injections issues du CADER) permettant de justifier de la démarche de « boucle directe de l'électricité » mise en place.

Le titulaire doit garantir :

- une mise en œuvre de la solution auprès du coordonnateur et des membres concernés au plus tard avant la fin du 1^{er} mois de production associé au marché subséquent (avant le 31 janvier 2026 dans le cas du 1^{er} marché subséquent) ;
- un accès permanent à cette solution, sauf intervention technique nécessaire anticipée par le titulaire ou sauf cause externe en dehors du champ de responsabilité du titulaire.

Par ailleurs si, au stade du marché subséquent, le coordonnateur fait le choix d'une répercussion de la différence de valeur de l'électricité produite en application des dispositions de l'article 6.3.2.2, le titulaire du marché subséquent met à disposition du coordonnateur un fichier des données de production et de facturation associée (sous format tableur exploitable) reprenant l'ensemble des données à l'origine de la facturation des montants $V_p(j)$ définis à l'article 6.3.2.2.3 (montants de répercussion aux membres concernés des productions d'électricité du ou des sites d'injection affectés au marché subséquent).

27 MODALITES DE CLOTURE DU MARCHÉ SUBSEQUENT

Au cours des mois qui précèdent et qui suivent l'échéance d'exécution des prestations de fourniture (le dernier jour ouvré de chaque mois entre novembre 2028 et juin 2029 inclus), le titulaire du marché subséquent s'engage à mettre à disposition du coordonnateur :

- Un état des demandes techniques en cours de traitement par le titulaire et/ou le GRD concerné et notamment :
 - Les demandes de changement de fournisseur,
 - Les demandes de mise en service,
 - Les demandes de résiliation à l'initiative ou du membre ou titulaire,
 - Les demandes de changement de formule, d'option tarifaire ou de puissance souscrite,
 - Les demandes d'intervention pour impayé ou manquement contractuel (suspension, réduction de puissance) et de rétablissement ou restauration de puissance.
- Un état des conditions de facturation et notamment :
 - Les retards de paiement et les impayés
 - Un bilan de l'émission des factures de clôture du marché subséquent pour chaque membre du groupement,
- Un état des réclamations en cours de traitement par le titulaire et/ou le GRD concerné,
- Un état des éventuels points de blocage (vis-à-vis des membres ou des GRD).
- Un état des éventuels points de livraison pour lesquels le rattachement au périmètre du futur titulaire s'exécute postérieurement à l'échéance d'exécution des prestations de fourniture du marché subséquent concerné.

Le titulaire du marché subséquent pourra être sollicité par le coordonnateur pour participer à certaines réunions de mise en œuvre des marchés avec le titulaire entrant et/ou les GRD concernés afin d'optimiser la clôture du marché subséquent et la procédure de changement de fournisseur