AVENANT N° 7

AU CONTRAT DE DELEGATION DE SERVICE PUBLIC DU CHAUFFAGE URBAIN DE LA VILLE DE SAINT-DIZIER

DESIGNATION DES PARTIES

Entre les soussignées :

La Ville de Saint-Dizier, représentée par M. Quentin Brière, Maire, habilité par délibération du Conseil Municipal n° XXX en date du XXX ;

ci-après dénommée « **l'Autorité Délégante** »,

d'une part,

ET

ENGIE ENERGIE SERVICES - ENGIE Solutions, société anonyme immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 552 046 955, dont le siège social est sis 1 place des Degrés 92800 Puteaux (France), représentée par M.Christophe Ferry, Directeur des Opérations - Production et Distribution d'Energies Hauts-de-France et Grand Est, dûment habilité aux fins des présentes ;

ci-après dénommée « **le Délégataire** »,

d'autre part,

L'Autorité délégante et **le Délégataire** sont ci-après dénommées individuellement « **Partie** » et collectivement « **Parties** ».

PREAMBULE :

Dans le cadre d'un contrat de Délégation de Service Public, ci-après désigné, le « Contrat de DSP», signé entre les Parties le 17 juin 2013 et arrivant à échéance le 30 juin 2033, l'Autorité Délégante a confié au Délégataire la production et la distribution de chaleur destinée à la couverture des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire des abonnés au réseau de chaleur de Saint-Dizier

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (en anglais Emission Trading Scheme, ou encore European Union Emission Trading Scheme – EU ETS) est un mécanisme de droits d'émissions de dioxyde de carbone (noté « CO2 ») mis en œuvre au sein de l'Union Européenne dans le cadre de la ratification par l'UE du protocole de Kyōto.

Le texte régissant le système du Plan National d'Allocation des Quotas (ci-après désigné « PNAQ ») est le « RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2018/2066 DE LA COMMISSION du 19 décembre 2018 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission ».

Chaque entreprise disposant d'installations de combustions d'une puissance 'combustible fossile' supérieure à 20 MW a l'obligation de compenser (allocations et achats) le CO2 correspondant à ses émissions soumises à quotas de CO2.

C'est le cas pour l'installation classée Chaufferie Vert Bois sise 1 rue Jules Renard 52100 Saint-Dizier.

2021 marque le début de la phase 4 du PNAQ qui s'étendra jusqu'en 2030. A l'instar du passage de la phase 2 [2008-2012] à la phase 3 [2013-2020], la phase 4 comporte son lot de changements. Les modifications les plus notables concernent les critères d'évolution de l'allocation de quotas à titre gratuit en cours de sous-période (2021-2025 et 2026-2030). Les règles relatives à la surveillance, la déclaration et la vérification annuelle des émissions évoluent également.

Compte tenu de la baisse des allocations et de l'augmentation du prix de la tonne de CO2, il est apparu aux Parties qu'un avenant était nécessaire afin de définir les modalités d'achat des quotas de CO2 et de répercution du coût du CO2 aux abonnés (terme $R1_{CO2}$).

D'autre part, la convention tripartite de fourniture de chaleur s'étant achevée le 23 décembre 2020 et les installations de cogénération du Vert-Bois ayant été démantelées en juin 2021, il convient de réviser la mixité prise en compte dans le calcul du terme R1.

Considérant que les Parties sont convenues aujourd'hui de signer le présent avenant N° 7 ci-après «l'Avenant » en application de l'article 78 du contrat de DSP.

CECI ETANT RAPPELE, LES PARTIES SONT CONVENUES DE CE QUI SUIT :

ARTICLE 1 – OBJET

Le présent avenant a pour objet de :

- définir les modalités d'achat des quotas CO2 et de répercution du coût du CO2 aux abonnés (terme $R1_{CO2}$).
- modifier la formule de révision du R1 pour tenir compte de l'arrêt de la centrale de cogénération du Vert-Bois.

ARTICLE 2 – GESTION ET VALORISATION DES QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE

2.1 - Modalités d'acquisition ou de cession de quotas de CO2

Le Délégataire est responsable de la gestion des quotas d'émission de gaz à effet de serre sur la durée du Contrat de DSP.

Le Délégataire a la responsabilité d'assurer une veille réglementaire concernant l'évolution des réglementations relatives aux quotas de CO_2 et de proposer à l'Autorité Délégante une stratégie de valorisation des quotas de CO_2 en vue de respecter ses engagements de conformité au plan d'allocations et d'optimiser les recettes et/ou charges sur la période du Contrat de DSP.

L'Autorité Délégante ne pourra pas s'opposer à une opération d'acquisition proposée par le Délégataire si la non réalisation de cette opération risquait de mettre en péril la restitution des émissions dans les délais réglementaires.

2.2 - Prise en compte des quotas d'émission de gaz à effet de serre dans le prix de la chaleur

Les recettes ou dépenses relatives au CO2 sont répercutées au moyen d'u terme $R1_{CO2}$ qui s'ajoute à la redevance R1 figurant à l'article 66 du Contrat DSP.

Les Parties conviennent d'un terme $R1_{CO2}$ basé sur :

- les émissions prévisionnelles de CO_2 de l'année N
- les allocations gratuites de quotas de CO_2 de l'année N,
- le report éventuel du solde, positif ou négatif, des tonnes de CO2 de l'année N-1,
- les frais de courtage des quotas de CO_2. La redevance $R1_{CO2}$ sera facturée à compter du 1er janvier 2022.

2.3 - Calcul du terme R1CO2 :

Pour chaque abonné, le terme $R1_{CO2}$ en €/MWh est calculé chaque mois comme suit :

$$\mathbf{R1_{CO2(M)} = Prix_{CO2(M)} \times (1+Frais) \times Ratio_{CO2(N)}}$$

Avec :

$Prix_{CO2(M)}$: Prix du CO_2 en €/tonne - EUA Futures Décembre le 1er jour ouvré du mois M+1, source ECX EUA Dec
https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=5474735&span=2

Frais : Frais de courtage et accès au marché des quotas valorisés à hauteur de 3% des transactions réalisées.

$Ratio_{CO2(N)}$: Ratio CO_2 en t/MWh de l'année N. Ce ratio, est calculé chaque année comme suit :

$$Ratio_{CO2(N)} = (T_{CO2_Prév\ (N)} - T_{Alloc\ (N)} + T_{Report\ (N-1)}) / Q_{Chaleur_prév\ (N)}$$

Avec :

$Q_{Chaleur_Prév(N)}$: Nombre prévisionnel de MWh de chaleur consommés par l'ensemble des abonnés, en sous-stations, en année N

$T_{CO2_Prév\ (N)}$: Nombre de tonnes de CO_2 prévisionnelles de l'année N calculé en tenant compte des prévisions de consommations d'énergies fossiles pour une quantité de chaleur prévisionnelle consommée sur le réseau **$Q_{Chaleur_Prév\ (N)}$**

$T_{Alloc\ (N)}$: Nombre de tonnes d'allocations gratuites de CO_2 de l'année N selon l'Arrêté ministériel

$T_{Report\ (N-1)}$: Report du solde positif ou négatif de tonnes de CO_2 de l'année N-1

$$T_{Report\ (N-1)} = T_{CO2\ émises\ (N-1)} - T_{Alloc\ (N-1)} - T_{CO2\ abonnés\ (N-1)}$$

Avec :

$T_{CO2\ émises\ (N-1)}$: Nombre de tonnes de CO_2 émises
Cette quantité de CO_2 est issue du « Rapport d'assurance raisonnable » validé chaque année par un bureau de contrôle.

$T_{Alloc\ (N-1)}$: Nombre de tonnes d'allocations gratuites de CO_2 de l'année N-1 selon l'Arrêté ministériel

$T_{CO2\ abonnés\ (N-1)}$: Le nombre de tonnes de CO2 pris en compte pour facturer le $R1_{CO2}$ à l'ensemble des abonnés l'année N-1, calculé comme suit :

$$T_{CO2\ abonnés\ (N-1)} = Ratio_{CO2(N-1)} \times Q_{Chaleur_vendue\ (N-1)}$$

Avec :

$Ratio_{CO2(N-1)}$: Ratio CO_2 en t/MWh de l'année N-1

$Q_{Chaleur_vendue\ (N-1)}$: Nombre de MWh de chaleur consommés et facturés à l'ensemble des abonnés, en sous-stations, en année N-1

Pour 2021 , il n'y a pas de facturation de R1CO2 et le solde du compte CO2 est établi à 152T, nous considérerons donc que :

$$T_{Report\ (2021)} = -152$$

Au plus tard le 31 janvier de l'année N+1, l'autorité délégante et le délégataire se rencontrerons pour valider ensemble les éléments nécessaires au calcul du ratio CO_2 de l'année N+1. Le délégataire présentera ses bilans CO_2 passés (quantitatif et financier) et sa projection pour l'année N+1. Le délégataire devra attendre l'accord de l'autorité délégante pour engager la facturation aux abonnés du ratio de l'année N+1.

Les parties conviennent que la formule de calcul du $R1_{CO2}$ pourra être réétudiée en fonction de la balance réelle entre recettes $R1_{CO2}$ et dépenses d'achat des quotas de CO2 présentée par le Délégataire.

ARTICLE 3 – REVISION DES PRIX DU R1

La convention tripartite de fourniture de chaleur s'est achevée le 23 décembre 2020 et les installations de cogénération du Vert-Bois ont été démentelées en juin 2021.
Dès lors, conformément aux l'articles 66.1.2 et 78 du Contrat DSP, l'article 66.1.2 du Contrat DSP est modifié comme suit :

66.1.2. Terme R1

Le terme R1 est un élément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie (sauf l'électricité afférente aux usages visés en R2) réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

Pour chaque combustible utilisé, est défini un terme R1 ; il est précisé par un indice complémentaire (b pour la biomasse et g pour le gaz naturelet c pour la chaleur achetée).
Le terme R1 tient compte de la mixité des combustibles telle que définie ci-après :

$$R1 = kGN \times R1GN + kCOGE \times R1COGE + kBOIS \times R1BOIS + R1CO2$$

Avec les coefficients suivants :

Coefficient	*Du 1er juillet 2013 au 01 avril 2015*	*A partir du 1er avril 2015*	*A partir du 1er janvier 2022*
k_{GN}	*42.41 %*	*20.85 %*	*22,62 %*
k_{COGE}	*57.59 %*	*1,77 %*	
k_{BOIS}		*77.38 %*	*77,38 %*

Les coefficients de mixité à partir de 2015 pourront être revus en fonction du régime réel de fonctionnement de la cogénération.

ARTICLE 4 – PRISE D'EFFET

Le présent avenant prendra effet le 1/01/2022.

ARTICLE 5 – DISPOSITIONS INCHANGEES

Les dispositions non modifiées de la Convention restent inchangées et demeurent pleinement applicables.

Fait en deux (2) exemplaires originaux dont un (1) remis à chacune des Parties.
Le **[_____]**

L'Autorité délégante **Le Délégataire**

ANNEXE 1 – Tableau de suivi du compte CO_2 arrêté au 31 décembre 2021

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bilan opérationnel	Solde PNAQ2									
	Allocation	9 416	8 427	1 866	3 267	2 816	1 190	979	776	420
	Emissions	-19 391	-2 167	-3 793	-4 324	-2 483	-2 010	-1 670	-1 419	-2 248
	Solde opérationnel	-9 975	6 260	-1 927	-1 057	333	-820	-691	-643	-1 828
Couverture	Achat/vente/transfert	0	10 500	0	0	0	0	0	0	0
	Solde cumulé	-9 975	6 785	4 858	3 801	4 134	3 314	2 623	1 980	152
	Besoin résiduel	-1 548	0	0	0	0	0	0	0	0

Annexe 2 – Exemple de calcul de R1 CO_2 pour le mois d'Avril 2022

$Prix_{CO2(M)}$ *: Prix du CO_2 en €/tonne - EUA Futures = 95,80 €/tonne (prix pour l'exemple)*

Frais *: 3%*

Avec :

$T_{CO2_Prév\ (2022)}$:	2 000	tonnes
$T_{Alloc\ (2022)}$:	420	tonnes
$T_{Report\ (2021)}$:	-152	tonnes
$Q_{Chaleur_Prév\ (2022)}$:	55 000	MWh

$Ratio_{CO2(2022)}$: Ratio CO_2 en t/MWh de l'année 2022 :

$Ratio_{CO2(2022)} = (T_{CO2_Prév\ (2022)} - T_{Alloc\ (2022)} + T_{Report\ (2021)}) / Q_{Chaleur_prév\ (2022)}$

$Ratio_{CO2(2022)} = (2\ 000 - 420 - 152) / 55\ 000$

$Ratio_{CO2(2022)} = 0{,}0260$ *t/MWh de chaleur*

$R1_{CO2(mai\ 2022)} = Prix_{CO2(M)} \times (1+Frais) \times Ratio_{CO2(N)}$

$R1_{CO2(mai\ 2022)} = 95{,}8$ *€/t x (1+0,03) x 0,0260 t/MWh*

$R1_{CO2(mai\ 2022)} = 2{,}57$ *€HT/MWh*

Soit pour un abonné qui a consommé en avril 2022 une quantité de chaleur de 100 MWh, un montant de $R1_{CO2}$ répercuté de = 100 x 2,83 = 257 €HT