RESEAU DE CHALEUR DU NOUVEAU MONS

AVENANT N° 2
à la Délégation de Service Public
conclue sous la forme juridique
d'une concession de travaux et de service public

ENTRE :

La Ville de MONS EN BAROEUL,
Représentée par son Maire, Monsieur Rudy ELEGEEST, domicilié en cette qualité à l'Hôtel de Ville, 27 Avenue Robert Schuman, 59370 MONS EN BAROEUL, dûment autorisé à signer le présent, par délibération n° 13-1 du Conseil Municipal en date du 28 juin 2012

Ci-après dénommée « l'Autorité Concédante »

De première part,

ET :

La Société MONS ENERGIE,
Société en Nom Collectif, au capital de 20.000 €, enregistrée au RCS de LILLE sous le n° B 441 783 362, dont le siège social est 37 avenue du maréchal de Lattre de Tassigny 59350 SAINT ANDRE LEZ LILLE,
Représentée par Madame Anne Du Crest, dûment habilitée à cet effet en qualité de Gérant,

Ci-après dénommée « le Concessionnaire »

De deuxième part

Ci-ensemble « Les Parties »

EXPOSE :

1/ Par contrat de concession ayant pris effet à la date du 1er avril 2002, la Ville de MONS EN BAROEUL a confié à la société MONS ENERGIE le service de production et de distribution public et d'énergie calorifique du quartier du Nouveau Mons, le Concessionnaire s'engageant à prendre en charge les ouvrages correspondants, à les compléter et les moderniser, à établir de nouveaux ouvrages et à exploiter le service public, auquel ces ouvrages servent de supports.

2/ Par un avenant n°1 au contrat de concession il a été décidé :

1/ de mettre à la charge du Concessionnaire la réalisation d'investissements matériels non prévus au contrat initial, consistant à l'implantation d'une chaufferie biomasse et de ses installations annexes et au renouvellement partiel de la centrale de cogénération et d'en arrêter les modalités ;.

2/ de modifier les tarifs et la formule de révision pour tenir compte de la nouvelle mixité énergétique ;

3/ de prolonger d'une durée de 10 exercices le contrat existant pour en fixer le terme au 31 décembre 2035 en raison des investissements demandés au Concessionnaire pour permettre une utilisation majoritaire d'énergies renouvelables ;

4/ de préciser le périmètre des ouvrages d'interconnexion des réseaux de chaleur des Villes de MONS EN BAROEUL et de LILLE ainsi que les modalités de desserte par le réseau de LILLE de consommateurs ressortant du périmètre concédé au Concessionnaire ;

5/ de préciser les modalités de plafonnement du prix de la chaleur achetée au réseau de Lille et leur répercussion au profit des usagers du réseau de la Ville de MONS EN BAROEUL. ;

6/de prévoir les conditions et modalités de résiliation du contrat de concession pour motif d'intérêt général, d'une part, et pour résiliation amiable au-delà de l'échéance du 31 décembre 2025, d'autre part.

3/ Depuis l'environnement législatif et règlementaire a considérablement évolué de sorte qu'une mise au point technique et financière du contrat de concession sur différents aspects s'avère nécessaire, savoir :

a) En ce qui concerne la cogénération et les contrats de vente d'électricité avec obligation d'achat :

Les arrêtés des 9 et 11 octobre 2013 du ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Énergie ont conduit EDF à mettre en place un nouveau contrat d'achat d'électricité dénommé C13 et laissent envisager un intérêt de choisir entre un mode de fonctionnement « dispatchable » et un mode continu de la centrale de cogénération.

Le présent avenant a donc pour objet de définir le nouveau mode de fonctionnement de la centrale de cogénération, le tarif du R1 et la formule de révision du terme R1 dans le cadre du nouveau contrat de vente d'électricité C13.

L'avenant a également pour objet d'anticiper la rénovation de la cogénération au 1er janvier 2016 compte tenu de l'annonce de suppression programmée du tarif EDF C13.

b) En ce qui concerne la TICGN :

Il convient d'intégrer l'impact de la cotisation climat énergie décidé par le Législateur dans le cadre de la loi de finances n° 2013-1278 du 29/12/2013 explicitée par la circulaire du 17 février 2014.
Cette taxe effective au 1er avril 2014 est intégrée à la TICGN. La TICGN est également due par les ménages au 1er avril 2014 alors qu'ils en étaient exonéré jusqu'à cette date.
L'avenant intègre l'impact de cette cotisation dans les tarifs de vente de chaleur.

c) En ce qui concerne l'indice de révision de la biomasse :

Du fait de la création d'un indice officiel pour la biomasse, à savoir l'indice « CEEB », il a été convenu de remplacer la formule initiale de la chaleur biomasse figurant dans l'avenant N°1, par une nouvelle formule intégrant cet indice.

d) En ce qui concerne la disparition des tarifs régulés du gaz :

La disparition des tarifs régulés du gaz servant à la révision des termes Gm et COG entraine l'obligation de revoir les formules de révision en fonction d'indices indépendants du fournisseur d'énergie ou du concessionnaire.

L'objet de l'avenant est donc d'adapter le contrat de concession afin d'intégrer l'impact de la disparition des tarifs dérégulés gaz dans les formules de révisions.

e) En ce qui concerne la fermeture de la banque de données Powernext (bluenext) pour les cotations CO2:

Compte tenu de la fermeture de la banque de données Powernext permettant de suivre l'évolution de la cotation du CO2, il est prévu de suivre cet indice sur la plate-forme commune d'échange européenne gérée par ICE.

Il est précisé que ces différentes modifications techniques et financières du contrat et de certaines annexes n'ont pas pour conséquence d'augmenter les tarifs de vente de la chaleur hors taxes.

Ceci exposé, il a donc été, par conséquent, convenu ce qui suit :

ARTICLE 1ER – RÉNOVATION DE LA COGÉNÉRATION

Compte tenu de l'évolution règlementaire, les parties conviennent d'anticiper la rénovation de la cogénération prévue initialement pendant l'été 2017.

En conséquence de quoi, les stipulations de l'article 2 de l'avenant n°1 sont annulées et remplacées par ce qui suit :

« ARTICLE 2 - OUVRAGES A ÉTABLIR

Les ouvrages à établir consistent :

1/ en une chaufferie biomasse de 10 MW thermiques, ses installations annexes, sur un terrain mis à disposition par l'Autorité Concédante dans les conditions de l'article 3 ci-après ;

2/ au remplacement pour le mois de janvier 2016 par le Concessionnaire d'un des 2 moteurs de cogénération existants par un moteur moins puissant totalisant 3,2 MW électriques et 3,3 MW thermiques. Ce remplacement n'interviendra que si les travaux prévus au 1/ ci-dessus sont réalisés.

La description de ces ouvrages est reprise en annexe 1 au présent avenant dont elle est partie intégrante.

Les nouveaux ouvrages de la concession sont établis conformément aux dispositions des chapitres II, III et V et en suivent le régime. Ils font partie intégrante de la concession et seront remis à l'Autorité Concédante à l'expiration de la concession, conformément aux dispositions de l'article 89 – Remise des installations – du contrat de concession. »

Compte tenu de ce qui précède à l'article 11.6 de l'avenant n°1 il faut lire « *pour la période 2028-2035* » au lieu et place de « *pour la période 2029-2035* ».

ARTICLE 2 – FONCTIONNEMENT DES COGÉNÉRATIONS

Compte tenu des stipulations prévues à l'article précédent et des stipulations du contrat C13, le fonctionnement retenu pour les cogénérations est le suivant :

- Pour l'année 2015 : la cogénération existante fonctionnera à 100% de sa capacité actuelle en janvier, février, et mars, et à 50% de sa capacité actuelle en novembre et décembre. (baisse de puissance à 50% à la date anniversaire du 1er novembre),

- Pour l'année 2016 : la cogénération existante fonctionnera à 50% de sa capacité en janvier, février et décembre, la nouvelle cogénération mise en service fonctionnera à 100% de sa puissance (3 238 kWe et 3 334 kW thermique) en janvier, février et décembre,

- Pour l'année 2017 : la cogénération existante fonctionnera à 50% de sa capacité en janvier, février et mars (fin de contrat au 31-10-2017), la nouvelle cogénération fonctionnera à 100% de sa capacité en janvier, février et décembre,

- De 2018 au 31-12-2027 : la nouvelle cogénération fonctionnera à 100% de sa capacité en janvier, février et décembre.

En dehors de ces périodes de fonctionnement les installations de cogénération sont mises en mode « dispatchable » pendant les périodes hivernales, afin notamment de permettre d'assurer la mixité biomasse telle que déterminée à l'article 5 bis de l'avenant n°1 au contrat de concession.
Le concessionnaire reste libre du fonctionnement de la cogénération dans le respect de ces engagements en termes de taux d'ENR&R garanti. Le prix de la chaleur (R1) reste indépendant du mode de fonctionnement de la cogénération.

ARTICLE 3 - INTÉGRATION DES MODIFICATIONS DE LA TICGN

Compte tenu des évolutions règlementaires, les formules de révisions telles que définies à l'avenant n°1 intègrent les évolutions de la TICGN comme suit :

En application de l'article 32 de la Loi de finances 2014, le montant de la TICGN est fixé, à compter du 1er avril 2014, à 1,27 €/MWhpcs.

Par ailleurs son évolution sur la période 2014-2016 est fixée comme suit :

DÉSIGNATION DES PRODUITS	UNITÉ de perception	TARIF (en euros)		
		1/04/2014	2015	2016
2711-11 et 2711-21 : Gaz naturel destiné à être utilisé comme combustible	MWHpcs	1,27	2,64	4,01

Toutefois, les installations grandes consommatrices d'énergie qui rentrent dans le périmètre de l'EU ETS (quotas CO2) bénéficieront d'un montant unitaire de 1,19 €/MWh. Mons Energie n'est donc pas concernée par cette évolution du coût unitaire de la TICGN.

Par ailleurs, l'exonération de TICGN pour un usage du gaz résidentiel (individuel ou collectif) disparaît au 1er avril 2014. Mons Energies est concernée par disposition.

Les formules de révision de l'avenant 1 ont été déterminées avec une exonération de la TICGN de 80%.

Et afin de prendre en compte les évolutions des exonérations de cette taxe, limitées actuellement aux seuls usages industriels, il a été décidé d'introduire un nouveau paramètre correspondant au pourcentage d'exonération de la taxe dit terme « exo ».

Compte tenu de ces modifications, le terme T / T_0 des formules de révision sera décomposé comme suit :

$$\boxed{\frac{T}{T_0} = \frac{t*(1-exo)}{t_0*(1-exo_0)}}$$

En conséquence de ce qui précède les stipulations de l'article 11 de l'avenant N°1 modifiant les articles 67.1.1 et 67.1.2 du contrat de concession relatives aux paramètres de révision « T » et T_0 » sont remplacés par ce qui suit :

T	est égal à $t * (1 - exo)$
t	est le montant unitaire des taxes TICGN et TIFP applicables aux installations grandes consommatrices d'énergie qui rentrent dans le périmètre de l'EU ETS (quotas CO2)
T_0	est égal à $t_0 * (1 - exo_0)$

t_0	est le montant unitaire des taxes TICGN et TIFP applicables aux installations grandes consommatrices d'énergie qui rentrent dans le périmètre de l'EU ETS (quotas CO2) t_0 = 0,119 c€ht/ kWh PCS (octobre 2014)

Les stipulations de l'article 11 de l'avenant N°1 modifiant les articles 67.1.1 et 67.1.2 du contrat de concession sont complétés par le paramètre de révision suivant :

exo	pourcentage d'exonération de TICGN
exo_0	est égal à 0% (octobre 2014)

ARTICLE 4 - SUBSTITUTION DE L'INDICE « CEEB » DANS LES FORMULES DE RÉVISIONS

Du fait de la création d'un indice officiel pour la biomasse publié par le Centre d'Étude de l'Économie du Bois, dénommé indice « CEEB », il est convenu de remplacer la formule initiale de la chaleur biomasse figurant dans l'avenant N°1, par une nouvelle formule intégrant cet indice.

Ainsi, à l'article 11.2 de l'avenant N°1 modifiant l'article 67.1.2 du contrat de concession la formule paramétrique :

$$\boxed{\frac{Bs}{BS_0} = 0{,}20 * \frac{IE}{IE_0} + 0{,}20 * \frac{Im}{Im_0} + 0{,}20 * \frac{S}{S_0} + 0{,}40 * \frac{TR}{TR_0}}$$

Est annulée et remplacée par la formule paramétrique :

$$\boxed{\frac{Bs}{BS_0} = 0{,}7 * \frac{Ipg}{Ipg_0} + 0{,}3 * \frac{IT}{IT_0}}$$

Dans laquelle :

Ipg est l'indice trimestriel du CEEB Plaquettes forestières granulométrie grossière consultable sur http://www.cibe.fr

Ipg0 = 116,0 en octobre 2014,

IT est l'indice transport du CNR Reg 40t

IT0 = 133,81 en octobre 2014.

ARTICLE 5 - RÉVISIONS DES TARIFS

Afin de prendre en compte la disparition des tarifs gaz régulés type S2S, il a été décidé de prendre en compte une fourniture de gaz PEG Month-Ahead pour la révision de Gm et COG.

Les formules de révisions sont modifiées comme suit :

5.1 L'article 11.2 de l'avenant n°1 au contrat de concession est annulé et remplacé par les stipulations suivantes :

« 11.2 Substitution de l'article 67.1.2 – Après mise en service de la chaufferie biomasse :

La redevance R1 est révisée en appliquant la formule paramétrique suivante :

$$\frac{R1}{R1_0} = 0{,}139\frac{Cog}{Cog_0} + 0{,}391\frac{Rés}{Rés_0} + 0{,}464\frac{Bs}{Bs_0} + 0{,}006\frac{FL}{FL_0}$$

Où :

a) Le terme $\frac{Cog}{Cog_0}$ est établi comme suit :

$$\frac{Cog}{Cog_0} = 3{,}05\left(0{,}2365\frac{Achemin}{Achemin_0} + 0{,}7312\frac{Peg}{Peg_0} + 0{,}0323\frac{Taxes}{Taxes_0}\right) - 2{,}05\frac{Gréf}{Gréf_0}$$

Avec

$$\frac{Pachemin}{Pachemin_0} = a\ \frac{Abnt_{T4}}{Abnt_{T40}} + b\ \frac{TC_{T4}}{TC_{T40}} + c\frac{NTR}{NTR_0}x\frac{TCR}{TCR_0} + d\frac{TCS}{TCS_0} + e\frac{TCL_d}{TCL_{d0}} + f\frac{TVD}{TVD_0} + g\frac{CTAd}{CTAd_0} + h\frac{CTAt}{CTAt_0}$$

$Abnt_{T4}$	Abonnement annuel de l'option tarifaire T4, exprimé en € HT/an *a = 0,0835* *Abnt T4₀= 14 717,16 en octobre 2014*
TCT4	Terme de souscription annuelle de capacité pour l'option tarifaire T4, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *b = 0,3070* *$TCT4_0$ = 191,52 en octobre 2014*
NTR	Niveau de Tarif Régional pour un site raccordé au réseau de distribution de gaz naturel *c = 0,2065* *NTR_0 = 2 en octobre 2014*
TCR	Terme d'acheminement sur le réseau de transport régional pour un site raccordé au réseau de distribution de gaz naturel, exprimé en €/MWh PCS/jour par an. *TCR_0 = 64,42 en octobre 2014*

TCS	terme de capacité de sortie du réseau principal, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *d = 0,1432* *TCS_0 = 89,32 en octobre 2014*
TCL_d	Terme de capacité de livraison au PITD, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *e = 0,0544* *TCL_0 = 33,92 en octobre 2014*
TVD	Terme Variable de Distribution, ou prix proportionnel de l'option tarifaire T4, exprimé en € HT/MWh PCS *f = 0,1052* *TVD_0 = 0,76 en octobre 2014*
CTA_d	Contribution tarifaire d'acheminement pour la part Distribution (collecte CNIEG), publiée au Journal Officiel, exprimé en %. *g = 0,0812* *$CTAd_0$= 20,8% en octobre 2014*
CTA_t	Contribution tarifaire d'acheminement pour la part Transport (collecte CNIEG), publiée au Journal Officiel, exprimé en %. *h = 0,0190* *CTA_{t0}= 4,71% en octobre 2014*

Les termes TCL_d, TCR et TCS sont issus de la publication du tarif ATRT. Les termes $Abnt_{T4}$, TC_{T4} et TVD sont issus de la publication du tarif ATRD. Le terme NTR est lui issu de la publication de la table des PITD (Points d'Interconnexions Transport Distribution) disponible sur le site www.gtg2007.com.

P_{eg} :	Prix PEG révisé de la zone d'équilibrage concernée (Nord). Il s'agit d'une référence de prix (publication Powernext) de la molécule de gaz uniquement. L'indice PEG Nord Month Ahead du mois m est égal à la moyenne arithmétique des valeurs « Powernext Gas Futures Settlement Prices » du contrat « PEG NORD - mois m » telles que publiées sur le site de Powernext pour tous les jours de cotation pour lesquels le mois m est le premier mois coté. *$PPEG_0$ = 22,63 en octobre 2014*

b) Le terme Taxes est établi comme suit :

$$\frac{Taxes}{Taxes_0} = 0{,}8517\frac{T}{T_0} + 0{,}1431\frac{CTSS}{CTSS_0} + 0{,}0052\frac{CSPG}{CSPG_0}$$

T	Le terme T / T_0 sera décomposé comme suit : $\frac{T}{T_0} = \frac{t*(1-exo)}{t_0*(1-exo_0)}$ t = montant unitaire des taxes TICGN et TIFP applicables aux installations grandes consommatrices d'énergie qui rentrent dans le périmètre de l'EU ETS (quotas CO2), *t0 = 0,119 c€ht/ kWh PCS en octobre 2014,* exo = pourcentage d'exonération de TICGN *exo_0 = 0% en octobre 2014*
CTSS	Contribution pour le Tarif Social et de Solidarité, publiée au Journal Officiel, exprimé en €ht/MWhpcs. *$CTSS_0$= 0,20 en octobre 2014*
CSPG	Contribution pour le Service Public Gaz, publiée au Journal Officiel, exprimé en €ht/MWhpcs. *$CSPG_0$= 0,0072 en octobre 2014*

Gref :	Prix gaz de référence du nouveau contrat C13, égal à la somme de : (Pach + Pap + Ppeg EOD + CO2 x 0,185 + TICGN) /0.56/0.9 en €/MWhe, plafonné journalièrement avec une réserve globale annuelle de dépassement du tarif OA (CSPE : 80 €/MWH) par rapport au marché libre de l'électricité. Prix Peg EOD 21,98 Cout acheminement 2,41 Cout Approvisionnement 1,00 CO2 6,1 € HT/Tonne TICGN 1,19 Rendement 0,56 Coef conversion 0,90

	Gazréf$_0$ = 54,977 en octobre 2014.

c) Le terme Bois est établi comme suit :

$$\frac{Bs}{BS_0} = 0,7 * \frac{Ipg}{Ipg_0} + 0,3 * \frac{IT}{IT_0}$$

Ipg	Indice trimestriel du CEEB Plaquettes forestières granulométrie grossière consultable sur http://www.cibe.fr *Ipg$_0$ = 116,0 en octobre 2014,*
IT	Indice transport du CNR Reg 40t *IT$_0$ = 133,81 en octobre 2014.*

d) Le terme Fioul est établi comme suit :

Le terme $\frac{Fl}{Fl_0}$ peut être établi comme suit :

Fl	Indice basé sur les prix "Dimah" (ex-Dhyca) hors TVA du fioul lourd à très basse teneur en soufre (□ 1 %) publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée *Fl$_0$ = 482,39 en octobre 2014.*

e) Le terme Résonor est établi comme suit :

Le terme $\frac{Res}{Res_0}$ peut être établi comme suit :

$$\frac{Res}{Res_0} = 0,605 \frac{R1Rc + R1RCO2}{R1Rc_0 + R1RCO2_0} + 0,395 \frac{R2R}{R2R_0}$$

R1Rc	Redevance de Résonor R1c pour la fourniture de chaleur en €ht/MWh *$R1Rc_0$ = 40,328 €ht/ MWh en octobre 2014,*
R1RCO2	Redevance de Résonor R1CO2 pour la contribution CO2 en €ht/MWh *$R1RCO2_0$ = 1,194 €ht/ MWh en octobre 2014,*
R2R	Redevance de Résonor R2 en €ht/URF *$R2R_0$ = 5,203 €ht/ URF en octobre 2014,*

La redevance R 1 est plafonnée en appliquant la formule paramétrique suivante :

$$\frac{R1}{R1_0} = 0{,}139\frac{Cog}{Cog_0} + 0{,}391(0{,}794\frac{Gm}{Gm_0}) + 0{,}464\frac{Bs}{Bs_0} + 0{,}006\frac{FL}{FL_0}$$

Avec

$$\frac{Gm}{Gm_0} = 0{,}949\left(0{,}2320\frac{Achemin}{Achemin_0} + 0{,}7347\frac{Peg}{Peg_0} + 0{,}0334\frac{Taxes}{Taxes_0}\right) + 0{,}029\frac{S}{S_0} + 0{,}022\frac{CO2}{CO2_0}$$

Avec

$$\frac{Pachemin}{Pachemin_0} = a\ \frac{Abnt_{T4}}{Abnt_{T40}} + b\ \frac{TC_{T4}}{TC_{T40}} + c\frac{NTR}{NTR_0}x\frac{TCR}{TCR_0} + d\frac{TCS}{TCS_0} + e\frac{TCL_d}{TCL_{d0}} + f\frac{TVD}{TVD_0} + g\frac{CTAd}{CTAd_0} + h\frac{CTAt}{CTAt_0}$$

$Abnt_{T4}$	Abonnement annuel de l'option tarifaire T4, exprimé en € HT/an *a = 0,000* *Abnt $T4_0$= 14 717,16 en octobre 2014*
TCT4	Terme de souscription annuelle de capacité pour l'option tarifaire T4, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *b = 0,3459* *$TCT4_0$ = 191,52 en octobre 2014*
NTR	Niveau de Tarif Régional pour un site raccordé au réseau de distribution de gaz naturel *c = 0,2327* *NTR_0 = 2 en octobre 2014*
TCR	Terme d'acheminement sur le réseau de transport régional pour un site

	raccordé au réseau de distribution de gaz naturel, exprimé en €/MWh PCS/jour par an. *TCR_0 = 64,42 en octobre 2014*
TCS	terme de capacité de sortie du réseau principal, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *d = 0,1613* *TCS_0 = 89,32 en octobre 2014*
TCL_d	Terme de capacité de livraison au PITD, exprimé en €/MWh PCS/jour par an *e = 0,0613* *TCL_0 = 33,92 en octobre 2014*
TVD	Terme Variable de Distribution, ou prix proportionnel de l'option tarifaire T4, exprimé en € HT/MWh PCS *f = 0,1053* *TVD_0 = 0,76 en octobre 2014*
CTA_d	Contribution tarifaire d'acheminement pour la part Distribution (collecte CNIEG), publiée au Journal Officiel, exprimé en %. *g = 0,0720* *$CTAd_0$= 20,8% en octobre 2014*
CTA_t	Contribution tarifaire d'acheminement pour la part Transport (collecte CNIEG), publiée au Journal Officiel, exprimé en %. *h = 0,0214* *CTA_{t0}= 4,71% en octobre 2014*

Les termes TCL_d, TCR et TCS sont issus de la publication du tarif ATRT. Les termes $Abnt_{T4}$, TC_{T4} et TVD sont issus de la publication du tarif ATRD. Le terme NTR est lui issu de la publication de la table des PITD (Points d'Interconnexions Transport Distribution) disponible sur le site www.gtg2007.com.

P_{eg} :	Prix PEG révisé de la zone d'équilibrage concernée (Nord). Il s'agit d'une référence de prix (publication Powernext) de la molécule de gaz uniquement. L'indice PEG Nord Month Ahead du mois m est égal à la moyenne arithmétique des valeurs « Powernext Gas Futures Settlement Prices » du contrat « PEG NORD - mois m » telles que publiées sur le site de Powernext pour tous les jours de cotation pour lesquels le mois m est le premier mois coté.

	$PPEG_0$ = 22,63 en octobre 2014

$$\frac{Taxes}{Taxes_0} = 0{,}8517\frac{T}{T_0} + 0{,}1431\frac{CTSS}{CTSS_0} + 0{,}0052\frac{CSPG}{CSPG_0}$$

T	Le terme T / T_0 sera décomposé comme suit : $\frac{T}{T_0} = \frac{t*(1-exo)}{t_0*(1-exo_0)}$ t = montant unitaire des taxes TICGN et TIFP applicables aux installations grandes consommatrices d'énergie qui rentrent dans le périmètre de l'EU ETS (quotas CO2), *t0 = 0,119 c€ht/ kWh PCS en octobre 2014,* exo = pourcentage d'exonération de TICGN *exo_0 = 0% en octobre 2014*
CTSS	Contribution pour le Tarif Social et de Solidarité, publiée au Journal Officiel, exprimé en €ht/MWhpcs. *$CTSS_0$= 0,20 en octobre 2014*
CSPG	Contribution pour le Service Public Gaz, publiée au Journal Officiel, exprimé en €ht/MWhpcs. *$CSPG_0$= 0,0072 en octobre 2014*

S	Indice du coût horaire du travail, tous salariés, dans les "Industries Mécaniques et Électriques", base 100 en décembre 2008, publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée *S_0 = 116,2 en octobre 2014,*
CO2	Cout du CO2 en €ht/Tonne, ICE Futures Europe *$CO2_0$ = 6,1 € HT/Tonne en octobre 2014,*

»

5.2 L'article 11.5 de l'avenant n°1 au contrat de concession est annulé et remplacé par les stipulations suivantes :

« 11.5 Substitution de l'article 67.2.2 – Après mise en service de la chaufferie biomasse :

La redevance R 2 est révisée en appliquant la formule paramétrique suivante :

$$\frac{R2}{R2_0} = \left(0{,}509 + 0{,}246\frac{S}{S_0} + 0{,}086\frac{FSD2}{FSD2_0} + 0{,}088\frac{BT40}{BT40_0} + 0{,}071\frac{EL}{EL_0}\right)$$

S	*Indice du coût horaire du travail, tous salariés, dans les "Industries Mécaniques et Électriques", base 100 en décembre 2008, publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée* *S_0 = 113,7 en octobre 2014,*
Fsd2	*Indice "Frais et services divers 2", base 100 en juillet 2004, calculé à partir du modèle de la D.G.C.C.R.F. et publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée* *$FSD2_0$ = 126,6 en octobre 2014,*
BT40	*Index national de Bâtiment "Chauffage central", base 100 en janvier 1974, publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée ;* *$BT40_0$ = 1 026,8 en octobre 2014,*
EL	*Indice des prix de production de l'industrie pour le marché français "Électricité Moyenne Tension Vert A" de l'I.N.S.E.E. (C P F rév.2 : "351002"), base 100 en 2005, publié dans les cahiers détachés du Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment ou toute autre revue spécialisée.* *EL_0 = 126,5 en octobre 2014,*

»

ARTICLE 6 - SUIVI DE L'INDICE CO2

Afin de suivre les évolutions de l'indice CO2 les parties conviennent de se référer à l'indice publié sur la plate-forme commune d'échange gérée par la société ICE (laquelle prend en compte le marché secondaire des quotas de CO2)

En conséquence, à l'article 9.1 « Gestion des quotas d'émission de CO2 » de l'avenant n°1 au contrat de concession, la phrase :

« Les dépenses et recettes du compte CO2 consistent en a valorisation du solde technique des tonnes de CO2 au cours moyen annuel spot sur l'exercice considéré de la bourse des quotas « Bluenext-EUA » ; »

est remplacée par :

« Les dépenses et recettes du compte CO2 consistent en a valorisation du solde technique des tonnes de CO2 au cours moyen annuel spot sur l'exercice considéré de plate-forme commune d'échange européenne gérée par ICE et consultable à l'adresse suivante : https://www.theice.com/marketdata/reports/82

Pour obtenir les valeurs de l'Indice CO2, il convient d'entrer les informations suivantes dans les cases correspondantes :
Category : Indices ; Market : ICE Futures Europe ; Report : ECX EUA ; puis de sélectionner les dates voulues.»

Le reste de l'article est sans changement.

ARTICLE 7 - COMPTE D'EXPLOITATION PRÉVISIONNEL

Pour tenir compte du présent avenant il est substitué à l'annexe 4 de l'avenant n°1 du contrat de concession un nouveau compte d'exploitation prévisionnel tenant compte des paramètres suivants :

- Actualisation de toutes les composantes financières et prix en date de valeur octobre 2014,
- Facturation abonnés avec les redevances R1 et R2 après mise en service biomasse (application d'un taux de TVA de 20% avant mise en service de la chaufferie, d'où diminution des ventes R1 en hors taxes),
- Intégration de l'évolution de la TICGN dans le terme R1,
- Plafonnement des achats de chaleur à Résonor au coût équivalent de la chaleur produite par le gaz naturel.

ARTICLE 8 – DISPOSITION GÉNÉRALE

Il n'est rien changé aux autres clauses du contrat de concession et à leurs avenants qui demeurent applicables en tout ce qui n'est pas contraire aux stipulations contenues dans le présent avenant.

En cas de contradiction des pièces contractuelles entre elles, les stipulations du présent avenant prévaudront.

ARTICLE 9 – ANNEXE

sont annexées au présent avenant et en font partie intégrante :

- Annexe 1 : Programme des travaux à réaliser par le concessionnaire : Cogénération
- Annexe 2 : Compte d'exploitation prévisionnel

ARTICLE 10 – PRISE D'EFFET

Le présent avenant est exécutoire à la date de sa notification par l'Autorité Concédante au Concessionnaire.

Pour l'Autorité Concédante	Pour le Concessionnaire
Monsieur Rudy ELEGEEST, Maire,	Madame Anne Du Crest,

Annexe 1 : Programme des travaux à réaliser par le Concessionnaire

Cogénération

⇨ Puissance totale de la machine : 3,2 [MW] électrique et 3,3 [MW] thermique

Un des 2 moteurs en place sera remplacé par la nouvelle machine durant l'année 2015 afin d'être opérationnelles pour le 01 janvier 2016 dans le cadre d'un nouveau contrat de vente d'énergie électrique de type C13.

⇨ Fluide caloporteur :

eau à 105 [°C] maxi

⇨ Nature du combustible :

Gaz naturel

⇨ Conformité :

Respect des textes en vigueur

⇨ Caractéristiques dimensionnelles :

Bâtiment cogénération actuel

Annexe 2 : Compte d'Exploitation Prévisionnel

COMPTE d'EXPLOITATION PREVISIONNEL	Date de valeur Octobre 2014	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Rénovation de la cogénération en 01/2016, fonctionnement 3 mois sur 5 et sans reconduction en 01/2028 Plafonnement des achats Résonor suivant gaz Pas de modification de prix de vente de la chaleur aux abonnés						Mise en place de la chaufferie biomasse et adaptation cogénération en avril 2015 - Fonctionnement cogé actuelle 100% en janvier, février et mars - 50% à partir 11-2015	Démarrage nouvelle cogé 01-2016 - Fonctionnement des cogés en janvier, février et décembre	Fonctionnement cogé actuelle 50% en janvier, février et mars - nouvelle cogé en janvier, février et décembre	Fonctionnement nouvelle cogé en janvier, février et décembre jusqu'au 31-12-2027									Fin du nouveau contrat de vente d'électricité cogénérée au 31-12-2027									Fin du contrat 31-12-2035
Besoins abonnés (hors exportation)																										
Consommations abonnés	MWh					65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440	65 440
Puissance	kW					36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809	36 809
Recettes annuelles	Date valeur octobre 2014				68,271 €/MWh	Prix moyens évolu	68,271 €/MWh	0,00%																		
					Adaptation R1	49,942 €/MWh																				
					Adaptation R2	26,254 €/MW																				
R1 bois - €ht (avec intégration réglementation TICDN)	49,942 €/MWh					3 090 564	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270	3 268 270
R2 bois - €ht	26,254 €/MW					966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457	966 457
Recette R2 de la conversion de vente à Résonor	€ht					103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500
Total	€ht					4 160 515	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227	4 338 227
Prix moyen du MWh																										
	€ht					62,00	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71	64,71
	€ttc					66,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27	68,27
Mixite des énergies																										
Cogénération						32,60%	22,67%	22,67%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	10,36%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Importation Résonor (y compris l'été)						35,27%	21,78%	21,78%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	27,49%	35,49%	35,49%	35,49%	35,49%	35,49%	35,49%	35,49%	35,49%
	UNF					109 138	87 268	87 268	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	94 827	105 417	105 417	105 417	105 417	105 417	105 417	105 417	105 417
Prix importation chaleur Résonor avant plafonnement	€/MWh					63,561 €/MWh	71,560 €/MWh	71,560 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	67,216 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh	62,481 €/MWh
Prix plafonné par rapport au prix gaz	€/MWh					52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh	52,508 €/MWh
	plafonnement ?					oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Note : impact plafonnement	€ht					260 221	278 881	278 881	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	269 887	259 948	259 948	259 948	259 948	259 948	259 948	259 948	259 948
Biomasse	29,619 €/MWh					31,72%	35,19%	35,19%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	61,79%	64,15%	64,15%	64,15%	64,15%	64,15%	64,15%	64,15%	64,15%
Gaz naturel (avec intégration réglementation TICGN)	53,100 €/MWh					0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fioul	64,521 €/MWh					0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%	0,38%
Dépenses combustibles (avec pertes réseau et R1CO2 Résonor) hors cogé	€ht					1 907 895	1 887 350	1 887 350	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 222 515	2 556 941	2 556 941	2 556 941	2 556 941	2 556 941	2 556 941	2 556 941	2 556 941
Dépenses gaz naturel pour la cogé	€ht					2 574 905	1 723 384	1 723 384	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	769 225	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventes électricité cogénération	€ht					2 569 561	2 306 202	1 961 717	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	1 150 767	0	0	0	0	0	0	0	0
P2-P3 pour la centrale de cogénération	€ht					335 570	234 081	234 081	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	109 732	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement centrale de cogénération actuelle	€ht					419 337	419 337	349 448	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais financement	€ht					77 535	77 535	64 612	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2-P3 pour la chaufferie + réseau	€ht					628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374	628 374
PRCI	€ht					380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	380 187	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais financement	€ht					172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	172 130	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de siège	€ht					243 421	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084	254 084
Solde avant mise en oeuvre nouveaux moyens de production	€ht					-9 278	957 971	606 296	952 748	952 748	952 748	952 748	952 748	952 748	952 748	952 748	952 748	1 505 065	1 505 065	899 828	899 828	899 828	899 828	899 828	899 828	899 828
Mise en oeuvre des nouveaux moyens de production																										
Investissement en production																										
Puissance unité biomasse	kW				10 000																					
Investissement	€ht				5 200 000																					
Subvention Fond chaleur possible (retenue à 2/3 du max)	€ht				1 514 064																					
Préfinancement des travaux 12 mois et 20% subventions 24 mois sur 20,75 ans	€ht					12 856	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146	17 146
Charge financière (6,48% sur 20,75 ans) - VNA après 20,75 ans 31-12-2036 : 0%	€ht					266 997	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996	355 996
P2 - P3 biomasse	€ht					159 179	276 522	276 522	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	309 590	321 415	321 415	321 415	321 415	321 415	321 415	321 415	321 415
Puissance thermique unité cogénération	kW					3 339																				
Investissement	€ht					2 000 000																				
Préfinancement des travaux durant 6 mois sur 12 ans	€ht						4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	4 774	0	0	0	0	0	0	0	0
Charge financière (6,11% sur 12 ans) - VNA après 12 ans en 2028 : 0%	€ht						234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	234 380	0	0	0	0	0	0	0	0
Solde annuel avant impôts	€ht	0	0	0	0	-448 314	69 153	-292 523	30 862	30 862	30 862	30 862	30 862	30 862	30 862	30 862	30 862	583 179	583 179	206 271	206 271	206 271	206 271	206 271	206 271	206 271
Soit un résultat moyen annuel avant impots sur la période 2015 - 2026 de	**113 908 €ht / an**	**2 393 746 €ht**																								