



Offre référence 491319/19576

**CONTRAT UNIQUE REGROUPANT
FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE
ET
ACCES ET UTILISATION DU RESEAU PUBLIC
DE DISTRIBUTION BT>36kVA**

Entre

TRANSPORTS RENE LAPORTE ET FILS SAS,
dont le siège social est situé 3 route de PONTIACQ 64460 PONSON DESSUS,

ci-après dénommé « le Client »,

d'une part,

ci-après dénommée par Gedia ES,

d'autre part,

(*) à compléter

CONDITIONS PARTICULIERES DU CONTRAT UNIQUE**Site concerné :**

- adresse : 37 rue du CASTERA 64170 LABASTIDE MONREJEAU
- référence EDL : 66341
- référence point de mesure : 50066082368085

Date d'entrée en vigueur et durée du contrat :

Date entrée en vigueur : 01/01/2024
 Echéance : 31/12/2025

FOURNITURE

Votre offre : contrat unique BT+c Arenh GES / 1 poste

1 - Prix à la date de signature du contrat :

	du 01/01/2024 au 31/12/2024	du 01/01/2025 au 31/12/2025
frais de gestion (€/mois)	0,00	0,00

	du 01/01/2024 au 31/12/2024	du 01/01/2025 au 31/12/2025
prix (€/MWh)	66,59	62,01

Cette offre est valable jusqu'au 05/07/2023 - 17h00 et peut être actualisée pendant ce délai.
 En cas d'actualisation, la nouvelle offre annule et remplace l'offre initiale.

L'offre choisie par le Client étant indexée sur l'ARENH, le Client reconnaît d'une part avoir pris connaissance du memento « Informations sur les risques financiers relatifs à une offre à prix indexés ARENH », ci-après le Memento, et d'autre part accepter expressément ces risques. Le Fournisseur attire donc l'attention du Client sur les risques financiers inhérents à l'ARENH du fait de l'indexation et de l'écrêtement décrits ci-après.

Clause d'indexation ARENH :

Le(s) prix du Contrat est (sont) indexé(s) sur le prix de l'ARENH.

En cas de modification du prix de l'ARENH par rapport au prix de ce dernier lors de la conclusion du Contrat pour l'année de fourniture N, le prix est indexé de la manière suivante, pour chaque poste p afin de déterminer le Prix final comme suit :

Prix final (poste p, Année N) = prix lors de la conclusion du Contrat (poste p, Année N)
 + (nouveau prix ARENH Année N - prix ARENH lors de la conclusion du Contrat)
 x Coefficient ARENH (poste p, Année N)
 x Modulation du taux ARENH (Année N)

Avec :

- prix lors de la conclusion du Contrat (poste p, Année N) : voir ci-dessus



- nouveau prix ARENH Année N : prix ARENH mis à jour par la CRE pour l'Année N
- prix ARENH lors de la conclusion du Contrat (€/MWh) = 42,00
- Coefficient(s) ARENH :

	du 01/01/2024 au 31/12/2024	du 01/01/2025 au 31/12/2025
coefficient Arenh	1,37	1,37

- Modulation du taux ARENH :

	du 01/01/2024 au 31/12/2024	du 01/01/2025 au 31/12/2025
modulation taux ARENH (%)	70,00	70,00

Le Prix final (poste p, Année N) résultant de la formule ci-dessus et exprimé en €/MWh est arrondi à la 2ème décimale.

Il découle de la présente clause d'indexation ARENH qu'en cas de hausse du prix de l'ARENH, le prix de la fourniture est augmenté en application de la formule figurant ci-dessus.

Clause d'Ecrêtement ARENH :

L' accès régulé à l' Energie Nucléaire Historique (ARENH) défini par la Loi NOME est limité à un volume annuel d' électricité pour l' ensemble des fournisseurs (écrêtement). Dans l' hypothèse où, du fait d' une évolution règlementaire ou d' un dépassement du volume maximal alloué, le Fournisseur Gedia SEML ne disposerait pas du volume ARENH correspondant aux taux d' approvisionnement ARENH spécifié lors de la signature du Contrat, le fournisseur devrait acquérir un complément de volume à prix de marché.

Si la Modulation du taux ARENH est inférieure au Taux de plafonnement pour l'année N, alors les prix du Contrat ne sont pas impactés par la présente clause d'Ecrêtement ARENH.

Si la Modulation du taux ARENH est supérieure au Taux de plafonnement pour l'année N, le Fournisseur calcule l'Ecrêtement à appliquer au(x) site(s) du Client pour l'année N de la manière suivante :

$$\text{Ecrêtement client (Année N)} = \text{Modulation du taux ARENH (Année N)} - \text{Taux de plafonnement (Année N)}$$

La quantité d'énergie manquante est alors approvisionnée par des produits Baseload, à une ou plusieurs date(s) dont le Client est informé préalablement par le Fournisseur (ainsi que le pourcentage de volume associé à chaque date le cas échéant).

Le prix de l'énergie manquante est calculé sur base du prix d'achat des produits Baseload de la période de livraison, majorée :

- des frais de gestion de l'Ecrêtement de 0,1 €/MWh ;
- du coût de la capacité correspondant aux volumes manquants au prix de l'enchère EPEX suivant la date de notification officielle de l'Ecrêtement ou à un prix de gré à gré.

Ainsi, pour chaque poste p, le Prix final pour l'année N est calculé en application de la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{Prix final (poste p, Année N)} &= \text{prix lors de la conclusion du Contrat (poste p, Année N)} \\ &+ \text{Coefficient ARENH (poste p, Année N)} \\ &\times \text{Ecrêtement client (Année N)} \\ &\times (\text{prix rachat énergie et capacité} + \text{frais de gestion} - \text{prix ARENH définitif (Année N)}) \end{aligned}$$

Avec :

- prix lors de la conclusion du Contrat (poste p, Année N) : voir tableau récapitulatif
- prix rachat énergie et capacité : le prix de rachat de l'énergie et de la capacité défini ci-dessus
- frais de gestion : les frais de gestion de l'Ecrêtement définis ci-dessus
- prix ARENH définitif (Année N) : le prix ARENH définitif pour l'année de livraison N.

En cas d'évolution du mécanisme de l'ARENH (ajout/suppression de guichet(s), rejeu des quantités allouées à un guichet ARENH ou autre changement non prévu à la date de signature du Contrat), les Parties conviennent que le Fournisseur pourra adapter les formules ci-dessus afin d'en tenir compte.

Ces prix incluent :

- La fourniture en énergie électrique du site ;
- La responsabilité d'équilibre ;
- La fourniture en énergie verte à 0 % sous forme de garanties d'origine ;

Les Certificats d'Economie d'Energie (CEE) seront facturés en sus. Les coûts induits par la réglementation applicable relative aux certificats d'économie d'énergie (CEE) prévu aux articles L221-1 et suivants du code de l'énergie sont facturés en sus des termes de prix de l'électricité définis aux Conditions Particulières. Ces coûts seront réévalués en fonction des évolutions législatives ou réglementaires modifiant le niveau des obligations de collecte des CEE.

Le montant de cette composante est définie à partir de 2022 selon la formule suivante :

$$PCE(€/MWh) = PCEn * Coefficient P5$$

Où PCEn est la valeur de la composante en €/MWhCUMAC pour l'année n

$$PCE_{2022} = 0,25 * PCE0$$

$$PCE_{2023} = 0,50 * PCE0$$

$$PCE_{2024} = 0,75 * PCE0$$

$$PCE_{2025} = PCE0$$

Avec $PCE0 = 5 \text{ €/MWhCUMAC}$

Coefficient P5 : Coefficient d'obligation fixé par décret par l'état français pour la période 5 (CEE classiques + CEE précaires) = 0,41 kWh cumac par kWh d'énergie finale

les CEE ne seront appliquées qu' aux Clients dont l' activité y est soumise ; l' activité étant déterminée par votre code NAF.

Ces prix n'incluent pas :

- Les éventuelles facturations prévues dans le cadre des clauses d'engagement de consommation ci-dessous ;
- Les charges pour soutirage physique (charges liées à la constitution de la réserve rapide pour garantir la fourniture aux clients du réseau). A la date de rédaction du contrat, le montant de cette redevance est de 0 €/MWh;
- Les obligations de capacité :

Marchés de Capacité :

Les Articles L. 335-1 et suivants du Code de l' Energie et le décret 2012-1405 du 14 décembre 2012, instaurent un mécanisme de capacité au terme duquel les Fournisseurs doivent justifier de leur capacité à satisfaire la consommation de pointe de leur Client. En application de l' article R.335-57 du Code de l' Energie, le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés et celui du règlement financier des responsables de périmètre de certification font notamment intervenir une référence de prix, définie et publiée par la CRE, pour le calcul des écarts de capacité pour l' année de livraison considérée. Le Fournisseur doit acquérir des garanties de capacité auprès d'exploitants (de production ou d'effacement) dont le prix sera facturé au Client, sans marge commerciale, et calculé selon la formule suivante :

$$\text{PrixCapacité_AnnéeN en €/MWh} = \text{CoeffCapacitéC_AnnéeN} \times \text{CoeffSécurité_AnnéeN} \times (a \times \text{Prix_AnnéeN} + b)$$

Avec :

AnnéeN : année calendaire au cours de laquelle intervient la livraison d'électricité

CoeffCapacitéC_AnnéeN : Valeur calculée sur la base des consommations prévisionnelles du/des site(s) objet du contrat en kW/MWh pour l'Année N.

CoeffSécurité_AnnéeN : Paramètre réglementaire calculé puis publié par RTE pour chaque Année N sur approbation du ministre chargé de l'énergie pour l'Année N.

Prix AnnéeN : Prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plates-formes d' échanges organisés précédant l' année de la livraison. (confère délibération N° 2029-040 de la CRE)

a : nombre d'enchères totales / nombre d'enchères restantes

b : - somme des prix des enchères passées / nombre d'enchères restantes (€/kW)

NB: Il s'agit des enchères de capacité de l'Année N.

Les valeurs du coefficient C sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

	du 01/01/2024 au 31/12/2024	du 01/01/2025 au 31/12/2025
coefficient C (kW/MWh)	-0,010	-0,010

Les prix indiqués ci-dessus sont donnés hors taxes.

2 - Engagements de consommation : sans objet.

3 - Modalités de facturation :

Le rythme de facturation de l'énergie électrique fournie est mensuel.

4- Non-exécution et résiliation imputables au Client :

Si la date de prise d' effet n' était pas respectée par le Client, ou en cas de résiliation du Contrat avant sa date d' échéance du fait du Client, le fournisseur pourra facturer au Client une indemnité au maximum égale à :

-> Indemnité = Prix pénalité x Ps max x Nb jours manquants

Avec :

- Prix pénalité (€ /kVA/jour) = 2,88
- Ps max = puissance souscrite d' acheminement maximale en kVA ou kW
- Nb de jours manquants = nombre de jours pendant lesquels le Contrat n' a pu être exécuté du fait d' une prise d' effet retardée / annulée ou d' une résiliation anticipée imputable au Client.

**ACCES ET UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE
DISTRIBUTION****Caractéristiques techniques**

5 - Classe de tension : BT>36kVA

6 - Redevance mensuelle de location des appareils de mesure :

La redevance de location du comptage est définie au paragraphe 2 de l'annexe tarifaire jointe.

7 - Modalités d'accès aux données de comptage : Compteur à index.

8 - Correction pour tension de comptage pour les clients raccordés en HTA : sans objet

9 - Puissances souscrites choisies :

Rang	Périodes tarifaires	Puissances souscrites
1	Heures de Pointe (P) (déc.-janv.-fév.)	0 kVA
2	Heures Pleines d'Hiver (HPH) (de nov. à mars)	168 kVA
3	Heures Creuses d'Hiver (HCH) (de nov. à mars)	168 kVA
4	Heures Pleines d'Eté (HPE) (d'avril à octobre)	168 kVA
5	Heures Creuses d'Eté (HCE) (d'avril à octobre)	168 kVA

Puissance souscrite maximale : 168 kVA

Les puissances définies ci-dessus sont celles connues à la date de signature du présent Contrat.

10 - Date de la dernière modification de puissance souscrite : Information transmise au Client sur simple demande de sa part auprès de son correspondant commercial.

Caractéristiques tarifaires

11 - Formule tarifaire choisie : courtes utilisations (formule tarifaire connue à la date de signature du présent Contrat)

12 - Date de la dernière modification de formule tarifaire : Information transmise au Client sur simple demande de sa part auprès de son correspondant commercial.

13 - Modalités de facturation de l'Accès au réseau : Le prix de l'Accès et de l'Utilisation du Réseau Public de distribution d'Electricité est facturé distinctement, conformément aux textes réglementaires relatifs aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Le détail de cette facturation est précisé en annexe tarifaire relative à la facturation de l'Accès au RPD selon les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité BT>36kVA. Les évolutions de ces tarifs arrêtées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie s'appliquent de plein droit au présent Contrat, dès leur date d'entrée en vigueur, sans qu'il soit besoin de conclure un avenant. Ces prix ne couvrent pas, les prestations réalisables par le GRD et qui seront facturées par Gedia ES au Client conformément au catalogue des prestations du GRD.

En cas d'événement affectant de façon importante et imprévisible les prix des énergies ayant une influence sur la détermination des prix mentionnés ci-dessus, Gedia ES pourra retirer la présente offre de prix avant sa date limite de validité, dans le cas où le Client n'a pas déjà adressé par mail à Gedia ES le présent Contrat signé, sans qu'aucune indemnité ne soit due par Gedia ES. La décision de Gedia ES de retirer l'offre sera notifiée au Client par mail.

Le Client déclare avoir en sa possession et avoir pris connaissance des textes suivants :

- Les Conditions Générales de Vente ;
- Les Conditions Particulières ;
- Les Dispositions ou Règles Générales relatives à l'Accès et à l'utilisation du RPD sous forme de synthèses ;
- L'annexe tarifaire précisant les modalités de facturation de l'Accès au RPD selon les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité BT>36kVA ;
- La synthèse des principales clauses du modèle de cahier des charges de concession applicables au Client.

Ces deux derniers documents sont disponibles sur les sites internet des GRD qui desservent les sites concernés.

Memento : Informations sur les risques financiers relatifs à une offre à prix indexés ARENH

Les fournisseurs alternatifs d'électricité peuvent acheter de l'électricité nucléaire dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF grâce au dispositif ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique). La quantité d'ARENH allouée aux fournisseurs est fixée par l'Etat.

Si la demande globale est supérieure à la quantité totale disponible, la quantité d'ARENH allouée à chaque fournisseur est écrêtée. A titre d'exemple, en 2022, la CRE a reçu un total de demandes de 148,3 TWh d'électricité pour une quantité totale allouée de 100 TWh. Chaque fournisseur n'a donc disposé que de 67% de sa demande.

Chaque fournisseur compense alors le volume d'ARENH écrêté en achetant ce volume d'électricité et la part de capacité manquante à prix de marché après le guichet ARENH.

En ce cas, deux cas de figure peuvent se présenter :

Cas 1 : Si la Modulation du taux ARENH que le Client a choisie lors de la signature du Contrat est supérieure au Taux de plafonnement, le Contrat est impacté par l'Ecrêtement sur la différence entre les deux.

Ainsi, si comme en 2022, le Taux de plafonnement est de 67% (Taux d'Ecrêtement de 33%), si la Modulation du taux ARENH est à 80%, le Client subit l'Ecrêtement sur $80-67 = 13\%$ de son Droit ARENH.

Le prix du Contrat de fourniture est modifié pour tenir compte des achats complémentaires sur le volume écrêté. Lors de ces achats, si les prix de marché sont plus élevés que le prix de l'ARENH à la date de signature du Contrat, le prix final augmente et se répercute sur le montant des factures à venir. Cette augmentation est d'autant plus forte que le différentiel entre la Modulation du taux ARENH et le Taux de plafonnement est important.

Cas 2 : Si la Modulation du taux ARENH que le Client a choisie lors de la signature de son Contrat est inférieure au Taux de plafonnement, alors le Client n'est pas impacté par l'Ecrêtement et le prix du Contrat de fourniture n'est pas modifié.

En synthèse, le prix final du Contrat à prix indexés ARENH peut être fortement impacté notamment par :

- L'évolution du prix ARENH,*
- L'Ecrêtement effectif du dispositif,*
- Le niveau du marché au moment du rachat des quantités écrêtées.*

Fait en double exemplaire original
à Dreux, le 05/07/2023

Nicolas LAPORTE

DocuSigned by:

Nicolas LAPORTE

2CE8F604BBB54F2...