



Délégation de Service Public du réseau de chaleur
et de froid de la Défense

30/10/2024

Note de synthèse d'analyse du rapport technique et financier 2022-2023 du Délégataire ILD



1 RAPPELS DU CONTRAT

La société ILD est délégataire du service public de production et de distribution du réseau de chaleur et de froid de la Défense. Le contrat de DSP, entre ILD (anciennement ENERTHERM) et l'autorité délégante GENERIA, a été **signé le 01/09/2002** pour une durée initiale de 25 ans.

Depuis sa signature, la convention de DSP a fait l'objet de **12 avenants** (+3 futurs avenants en préparation) visant à ajuster divers aspects contractuels et opérationnels. **D'importants investissements**, notamment dans des équipements de production de froid et de chaleur, ont permis de répondre à la demande croissante de raccordement aux réseaux ainsi qu'au **verdissement du réseau (avenant n°10)**.

Au cours de l'exercice, **l'avenant n°12** a été signé (le 13/02/23), il s'agit d'un **avenant structurant** ayant pour objectif de **protéger les abonnés contre la hausse des coûts, à verdir le réseau, et à définir de nouvelles règles de tarification** pour les énergies renouvelables, comme les agro-pellets et la thermofrigopompe.

Depuis la signature de la DSP, **3 conventions d'export** ont été signées dont 2 étant toujours en service (SUC et SEINERGIE).

Les réseaux de chaleur se composent aujourd'hui :

- **Réseau de chaleur : 266 sous-stations** abonnés alimentées en chaleur sur un réseau de distribution de **27 km de long** ;
- **Réseau de chaleur : 129 sous-stations** abonnés alimentées en froid sur un réseau de distribution de **19 km de long** ;

Production de chaleur

- Centrale Alençon, équipée de :
 - 2 chaudières agro-pellet (2 x 22,5 MW) ;
 - 2 chaudières fioul (2 x 45 MW) ;
 - 2 chaudières vapeur basse pression (2 x 7,5 MW), avec 2 échangeurs (2 x 5 MW) ;
 - 1 thermofrigopompe (12 MW chaud) ;
- Centrale Pons, équipée de :
 - 3 chaudières gaz (2*60 MW + 30 MW) ;
 - 1 turbine à gaz avec cogénération (18 MW récupéré +12 MW brûleur post combustion) .

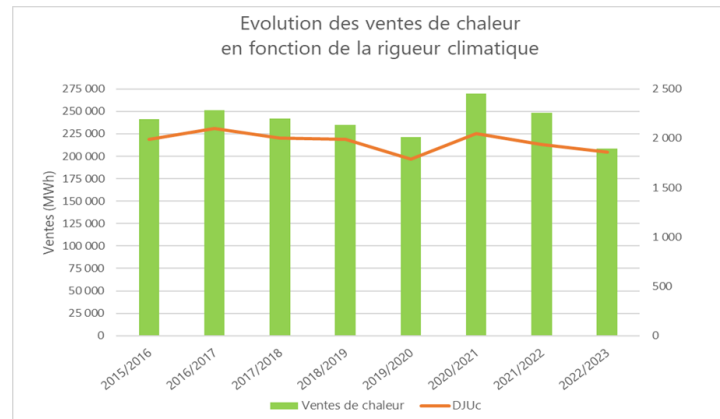
Production de froid

- Centrale Alençon, équipée de :
 - 1 thermofrigopompe (7 MW chaud, centrale Alençon) ;
 - 7 groupes frigorifiques (4 x 18 MW + 3 x 8 MW + 24 MW bacs à glace) ;
- Centrale Carpeaux, équipée de :
 - 6 groupes frigorifiques (6 x 1 MW + 30 MW bacs à glace) ;
- Centrale Valmy, équipée de :
 - 2 groupes frigorifiques (2 x 3 MW).

2 ANALYSE TECHNIQUE

BILAN ENERGETIQUE

Réseau de chaleur



Les **ventes de chaleur s'élèvent à 208 809 MWh**, en **baisse de 16%** par rapport à l'exercice précédent, malgré une rigueur climatique et puissance souscrite stables (-3%) ;

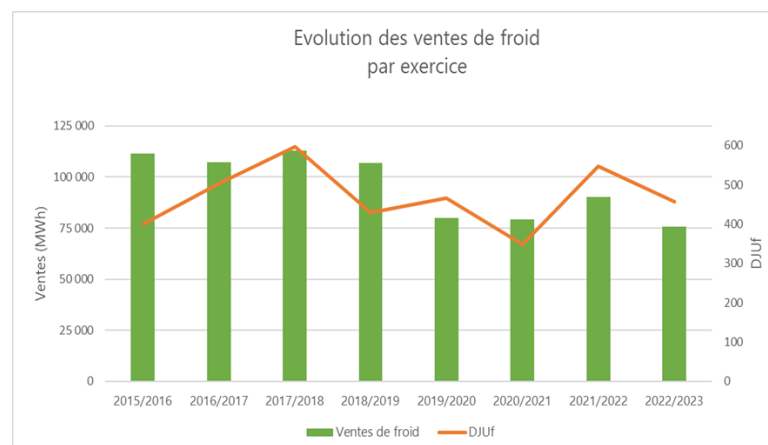
A rigueur climatique équivalente, des **ventes de chaleur en baisse de 13%** par rapport à l'exercice précédent ;

Le rendement de distribution de chaleur de 89%, en baisse par rapport à l'exercice précédent (91%) dû à la baisse des besoins de chaleur (en particulier hors saison de chauffe).

Le **taux EnR&R de 62,9 %** (contre 57,5 % en 2021–2022), en augmentation grâce à l'utilisation plus élevée de la **TFP** et du **biofioul** par rapport à l'exercice précédent. Le pilotage du mix réalisé par le Délégué fera l'objet d'analyse complémentaire afin de juger de sa pertinence au regard du coût des énergies.

À noter, que le réseau a pu bénéficier d'une TVA à taux réduit car le taux EnR&R annuel du réseau a été de 54,2% en 2022 et 52,2% en 2023.

Réseau de froid



Les **ventes de froid s'élevant à 75 624 MWh**, en **baisse de 16%** par rapport à l'exercice précédent, en raison de la faible rigueur climatique et d'une meilleure gestion des abonnées ;

A rigueur climatique équivalente, des **ventes de froid stables** par rapport à l'exercice précédent ;

Le rendement de distribution de froid de 90%, en augmentation de 3% par rapport à l'exercice précédent grâce à la baisse du nombre de fuites sur le réseau ;

La production de froid a été réalisée en **majorité par les groupes froids puis complétée par TFP à hauteur de 41 %** (contre 20% en 2021-2022, suite à ses réparations).

À noter que les centrales **Carpeaux et Valmy** n'ont, de nouveau, **pas été sollicitées** durant cet exercice.

Les **consommations d'eau de Ville** sont **stables** par rapport à l'exercice précédent ;

Les **consommations d'eau de Seine ont diminué de 10%** en lien avec à la baisse de production des groupes froids négatifs et de la TFP (tours aéroréfrigérantes moins sollicitées), due à la diminution des ventes de froid.

EXPLOITATION

Durant cet exercice, **179 réclamations dont 21 étant de la responsabilité d'ILD** (pannes équipement, fuites, problème de fourniture de chaleur...) ont été recensées (réseau de chaud et de froid).

Les **contrôles réglementaires** ont été **réalisés** et **quelques remarques mineures** ont été remontées (conformités électriques, appareil de levage, extincteurs).

Les deux réseaux ont fait l'objet d'un **arrêt technique annuel**.

Les **fuites sont en baisse** par rapport à l'exercice précédent, qualifiées par une **diminution de perte d'eau à hauteur de 77 %**.

TRAVAUX

Les principaux postes de travaux effectués lors de cet exercice sont les suivants :

- Au titre de **travaux neufs**, pour un montant de **16 353 k€** :
 - Agro-pellet (chaudières, broyeur, électricité, traitement des fumées) : 11 999 k€ HT ;
 - Nouveaux raccordements (HEKLA, The Link, Open Source, ZAC des Bergères/Groues) ;
 - Projet EOLE : dévoiement des réseaux/désamiantage ;
 - Dévoiement RD914 : dévoiement des réseaux de froid.
- Au titre de **GER**, pour un montant de **5 511 k€** :
 - Poursuite du remplacement du TGBT de la centrale Alençon ;
 - Renouvellement des tubes du condenseur de la TFP (GF8) ;
 - Remplacement des pompes des chaudières GES1 et GES2 ;
 - Renouvellement des tours aéroréfrigérantes (TAR) ;
 - Renouvellement des réseaux pour le raccordement du bâtiment Open Source.

Le montant prévu au **plan de renouvellement** pour l'exercice 2022/2023 était de **5 000 k€ HT**.

3 ANALYSE FINANCIERE

Synthèse du résultat 2022-2023 : un résultat brut record pour IDEX La Défense

Un résultat brut record de 16,5 M€, correspondant à un taux de résultat brut de 18%.

COMPTE DE RESULTAT - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
+ Produits d'exploitation	89 034	89 194	0%	160
- Charges d'exploitation	77 370	73 160	-5%	-4 210
RESULTAT D'EXPLOITATION	11 664	16 034	37%	4 370
+ Produits financiers	292	1 531	425%	1 239
- Charges financières	483	1 028	113%	545
RESULTAT FINANCIER	-192	503	-363%	695
+ Produits exceptionnels	0	0	-	0
- Charges exceptionnelles	333	0	-100%	-333
RESULTAT EXCEPTIONNEL	-333	0	-100%	333
RESULTAT BRUT	11 139	16 537	48%	5 398
- Participation et intéressement	315	698	122%	383
- Impôt sur les sociétés	1 485	3 851	159%	2 366
RESULTAT NET	9 339	11 987	28%	2 648

Ce résultat est porté par la hausse de 37% du résultat d'exploitation lié :

- À la hausse de 6% du résultat proportionnel (recettes proportionnelles – charges proportionnelles), en particulier alimenté par un effet-prix important sur le froid ;
- À la réduction du déficit du résultat fixe (recettes fixes – charges fixes), conformément à l'objectif de l'avenant 12. Ce point est détaillé ci-dessous.

Un résultat 2022-2023 qui améliore une rentabilité cumulée déjà élevée

Une rentabilité supérieure à celle prévue au CEP de l'avenant 10. Sur les vingt derniers exercices :

- Le résultat brut cumulé est supérieur de 71,9% à celui du CEP (+40 M€) ;
- Le taux de résultat brut moyen est supérieur de près de 3 points à celui du CEP.

Dans ce contexte, les mécanismes de modération du coût du gaz de l'avenant 12 et la réponse « spot » **ont permis de limiter les niveaux de rentabilité au plus fort de la crise énergétique, au bénéfice des usagers (ce point est détaillé ci-dessous).**

Les effets de la mise en œuvre de l'avenant 12 au contrat de concession

Au global (abonnés logements + autres), l'impact du mécanisme de modération du coût du gaz est le suivant : **une baisse de 1,4 M€ de la facture sur l'année civile 2023, ce qui représente une diminution de 7%.** Également, une solution « spot » se traduisant par **une baisse mensuelle de la facture à hauteur de 100 HT par MWh d'octobre 2022 à janvier 2023, pour un total de 3,4 M€ supportés par ILD.**

En outre, **le rééquilibrage de la structure tarifaire R1/R2 a permis une réduction de 44% du déficit R2.** L'appréciation des conséquences structurelles de l'avenant 12 ne peut pas être réalisée sur la base d'un seul exercice.

ELEMENTS PROPORTIONNELS - K€	2021-2022	2022-2023	% n/n-1
Produits proportionnels	67 227	61 947	-8%
Charges proportionnelles	46 594	40 080	-14%
Résultat proportionnel (R1)	20 632	21 867	6%

ELEMENTS FIXES - K€	2021-2022	2022-2023	% n/n-1
Produits fixes	22 259	28 976	30%
Charges fixes	31 752	34 307	8%
Résultat fixe (R2)	-9 493	-5 331	-44%

RESULTAT BRUT - k€	11 139	16 537	48%
--------------------	--------	--------	-----

Concernant le chaud, la **facture globale R1+R2 a diminué de 17% par rapport à n-1**, dans un contexte de baisse de prix du gaz et de mise en œuvre de l'avenant 12.

Concernant le dynamisme des recettes proportionnelles de froid

Des recettes proportionnelles froid en hausse de 61% malgré des ventes inférieures (-16% sur le R1). Un **effet-prix très important**, en application de la formule d'indexation. Exemple sur le R1 (MWh froid) :

- Le tarif moyen est passé de 72 € HT/MWh en 2021/2022 à 162 € HT/MWh en 2022/2023 ;
- Du fait de l'évolution de la **composante énergie de la formule d'indexation** = +155% en l'espace d'un an.

R1 FROID - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R1 Froid	6 542 810	12 240 369
Ventes, en MWh	90 336	75 624
Tarif moyen, en € HT/MWh	72,4	161,9

Concernant les frais de siège

Des frais de siège **en hausse de 42%** par rapport à n-1, soit +0,5 M€. Le calcul est conforme aux dispositions contractuelles :

CHARGES - €	2022-2023
FRAIS DE SIEGE CRF	1 761 955
FRAIS DE SIEGE CALCULES	1 761 955
Dont part fixe	752 118
Valeur de base	500 000
Coefficient de révision (R2C habitations)	1,50
Dont part variable	1 009 837
Assiette (chiffre d'affaires net n-1)	88 582 196
Coefficient	2,00%
Minoration redevance GENERIA 0,86%	761 807

Le mode de calcul contractuel n'a **pas de logique économique** : la part proportionnelle assise sur le CA est très élevée (quasi 60% des frais de siège) et induit un effet d'aubaine dans un contexte de crise.

Concernant l'usage de la cogénération en 2022/2023 et la rentabilité associée

Une incertitude juridique sur l'affectation du résultat de la cogénération 2022/2023 puisqu'elle devait s'arrêter en 2020 (avenant 10), que l'avenant 12 a acté sa fin en avril 2023 et qu'enfin l'avenant 13 a permis d'autoriser son utilisation sur la période allant de novembre 2023 à mars 2024.