



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : NOMINATION DES REPRESENTANTS AU COMITE REGIONAL DE L'ENERGIE DE NORMANDIE

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIERE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
37.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
38.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
39.	EPCI	LAGALLE	Philippe
40.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme

41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
42.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
43.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
44.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
45.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
46.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
47.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
48.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
49.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
50.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
51.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
52.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
54.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
55.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
56.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
57.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
58.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
59.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
60.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
61.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
62.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
63.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
64.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
65.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
66.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
68.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
69.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
70.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
71.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
72.	EPCI	SAINT LO	Patrick
73.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
74.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
75.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
76.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
77.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHAVUET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCCHIO	Jean-Pierre



2023-04-CS-DB-1

26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
38.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
39.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
41.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
42.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
43.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
44.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
45.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
46.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
47.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
48.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
49.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
50.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
52.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
53.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
54.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
55.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
56.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
58.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
59.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
60.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
61.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
62.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
63.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
64.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
65.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
66.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
67.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
68.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
69.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
70.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	77	2	79

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, l'avis favorable du Bureau Syndical en date du 22 septembre 2023.

CONSIDERANT que la loi « Climat et résilience » du 22 août 2021 prévoit la création d'un Comité Régional de l'Énergie (CRE) dans chaque région située sur le territoire métropolitain et que le décret n°2023-35 du 27 janvier 2023 en précise la composition et les modalités de fonctionnement.

CONSIDERANT que le comité régional de l'énergie est une instance chargée de favoriser la concertation sur les questions relatives à l'énergie au sein de la région (en particulier la concertation avec les collectivités territoriales).

CONSIDERANT que chaque comité est, en particulier, chargé de faire une proposition, pour sa région, concernant les objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables établis par décret pour le territoire métropolitain continental.

CONSIDERANT que le comité régional de l'énergie peut également débattre et formuler des avis sur tous les sujets relatifs à l'énergie ayant un impact sur la région.

CONSIDERANT que, sous la co-présidence du président du Conseil régional et du préfet de région, le CRE, composé des 5 collèges suivants, est limité à 45 membres :

- Collège n° 1 : représentants de l'Etat et de ses établissements publics ;
- Collège n° 2 : représentants de la Région ;
- Collège n° 3 : représentants des Départements, des communes, des établissements publics de coopération intercommunale, des syndicats mixtes et des autorités organisatrices de la distribution publique d'énergie ;
- Collège n° 4 : représentants des entreprises et de l'activité économique du secteur de l'énergie comprenant des représentants de producteurs, des représentants des personnels des entreprises du secteur de l'énergie, de consommateurs, de gestionnaires des réseaux publics de distribution, et des gestionnaires des réseaux publics de transport d'énergie ;
- Collège n° 5 : représentants d'organisations de la société civile actives dans le domaine de l'énergie et du climat et d'associations agréées pour la protection de l'environnement, d'associations de consommateurs particuliers et de personnalités qualifiées.

CONSIDERANT que les membres du comité sont désignés par arrêté conjoint du Préfet de région et du Président de la Région pour une durée de 6 ans, renouvelable.

CONSIDERANT que le CRE sera amené à se réunir une à deux fois par an.

Faisant suite au courrier en date du 13 juillet 2023, du Préfet de la région Normandie et du Président de la Région Normandie, il est proposé au Comité Syndical de désigner Madame la Présidente pour représenter le SDEC ÉNERGIE au sein du collège n° 3 du CRE de Normandie et de désigner Monsieur Marc LECERF, 5^{ème} Vice-Président en charge de la Transition Energétique, en tant que représentant suppléant.



2023-04-CS-DB-1

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **DECIDE** de désigner Madame la Présidente pour représenter le SDEC ÉNERGIE au sein du collège n°3 du Comité Régional de l'Énergie de Normandie ;
- **DECIDE** de désigner Monsieur Marc LECERF, 5^{ème} Vice-Président en charge de la Transition Énergétique, en tant que représentant suppléant, au sein de ce même collège ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,

Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

AR Préfectoral
le 17/10/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS001H1-DE

17 OCT. 2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS002H1-DE

2023-04-CS-DB-2



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : FINANCEMENT DES PARTICIPATIONS DES MEMBRES AUX TRAVAUX PAR FONDS DE CONCOURS

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIERE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
37.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
38.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
39.	EPCI	LAGALLE	Philippe
40.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme

41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
42.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
43.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
44.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
45.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
46.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
47.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
48.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
49.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
50.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
51.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
52.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
54.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
55.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
56.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
57.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
58.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
59.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
60.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
61.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
62.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
63.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
64.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
65.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
66.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
68.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
69.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
70.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
71.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
72.	EPCI	SAINT LO	Patrick
73.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
74.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
75.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
76.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
77.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLÉES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre



2023-04-CS-DB-2

23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCCHIO	Jean-Pierre
25.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
38.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
39.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
41.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
42.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
43.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
44.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
45.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
46.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
47.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
48.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
49.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
50.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
52.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
53.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
54.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
55.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
56.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
58.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
59.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
60.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
61.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
62.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
63.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
64.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
65.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
66.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
67.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
68.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
69.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
70.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	77	2	79

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions des délibérations du Comité Syndical en date des 18 décembre 2014 et du 17 décembre 2015 validant le principe de financement de la part à charge des collectivités par recours au mécanisme du fonds de concours, pour toutes les collectivités qui le souhaitent,

VU, les dispositions de la délibération du Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, l'avis favorable de la Commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques » réunie les 5 septembre 2023 et 3 octobre 2023,

VU, l'avis favorable du Bureau Syndical en date du 22 septembre 2023.

CONSIDERANT que la mise en œuvre du fonds de concours réclame, des collectivités concernées et du SDEC ENERGIE, une délibération concordante pour chacun des dossiers pour lesquels ce financement est sollicité.

CONSIDERANT les demandes présentées au Comité Syndical pour 57 nouveaux projets :

- Montant total des travaux HT : 3 775 768.30 €
- Montant global de la participation communale : 1 907 975.53 €
 - Montant des fonds de concours : 1 890 190.53 €
 - Montant du solde de fonctionnement : 17 785.00 €

La liste de ces dossiers a été transmise aux représentants du Comité Syndical - annexe B de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **APPROUVE** la liste des 57 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours pour un montant total de participation des adhérents de 1 890 190.53 ;
- **DIT** que les fonds de concours seront imputés en recette d'investissement au chapitre 13 du budget principal ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

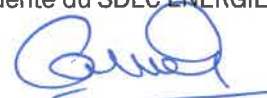
Le secrétaire de Séance,



Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE



Catherine GOURNEY-LECONTE

AR Préfectoral
le 17/10/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS002H1-DE

CGL – DB/2023 -



2023-04-CS-DB-2

Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

SDEC ENERGIE		DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS Du Comité Syndical du 12 Octobre 2023					
N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
16AME0061	AUDRIEU	RUE DE VAUBADON - RUE DE LA GARE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	201 136,92	100 568,46	100 568,46	
21EXT0251	AUTHIE	BT LE BOUILLON – 030-05 - AMENEE BT - LOT. SAINT LOUET IV	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	16 815,42	3 363,08	3 363,08	
23EPI0263	BAYEUX	EXTENSION ECLAIRAGE D'UN PARKING	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	32 150,37	22 619,76	22 619,76	
23EPI0302		RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE PUBLIC PLACE DE GAULLE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	91 506,36	73 496,29	68 629,77	4 866,52
23SIL0021		MISE EN CONFORMITE DU CARREFOUR10 VETUSTE	SIGNALISATION LUMINEUSE	10 639,15	8 511,32	7 979,36	531,96
23SIL0029		COMPLÈMENT MISE EN CONFORMITÉ CARREFOUR 10	SIGNALISATION LUMINEUSE	3 552,13	2 841,70	2 664,10	177,60
23EPI0420	BRETTEVILLE-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT DES CANDELABRES 31-037/039/041/043	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 125,85	12 100,68	11 344,39	756,29
23EPI0080	CHENEDOLLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/006/007/008/013 ET 014	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 817,42	2 408,71	2 408,71	
23EPI0160	COLLEVILLE-MONTGOMERY	PROGRAMME R30 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 534,66	9 920,80	9 920,80	
23EPI0161		PROGRAMME R30 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 845,12	1 107,07	1 107,07	
23EPI0162		PROGRAMME R30 2026	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	534,06	320,44	320,44	
23EPI0163		PROGRAMME R30 2027	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 537,60	922,56	922,56	
20AME0165	COULOMBS	RUE DES VERTS PRES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	59 285,78	29 642,89	29 642,89	
14AME0161	CROCY	RD 63 - RUE DE SAINT HILAIRE ET ROUTE DE BEAUMAIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	172 475,98	46 472,93	46 472,93	
21AME0093	CULLY	RUE DE QUEBEC ET RUE SAINT MARTIN PARTIE HAUTE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	113 746,41	59 459,99	59 459,99	
23EPI0688	DIVES-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 06-072/073 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 071,76	2 457,41	2 303,82	153,59
22AME0070	DUCY-SAINTE-MARGUERITE	ROUTE DE LOUCELLES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	64 434,86	32 217,43	32 217,43	
21EPI0604	ÉPRON	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU DOJO HOMOLOGABLE NIVEAU REGIONAL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 158,38	15 326,70	15 326,70	
23EPI0692		DISPOSITIF "J'ALLUME MA RUE": MISE EN PLACE DE CONTROLEURS SUR L'ENSEMBLE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	9 694,58	4 847,29	4 847,29	
21EPI0837	FALAISE	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU GYMNASSE GUILLAUME LE CONQUERANT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	43 811,33	43 811,33	32 858,50	10 952,83
22EPI0227	FOURNEVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE POUR LOTISSEMENT COMMUNAL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 009,95	14 006,96	14 006,96	
21EPI0507	GARCELLES-SECQUEVILLE	RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DE LA ZA DE LORQUICHON	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	37 005,74	25 904,02	25 904,02	
22EPI0104		EXTENSION ECLAIRAGE RUE DESSERTÉ ECOLE - CRECHE - VESTIAIRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	30 846,70	21 592,69	21 592,69	
23EPI0364	GRAINVILLE-SUR-ODON	PHASE 3 - REAMENAGEMENT DU CENTRE BOURG SANS TERRASSEMENT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	53 284,28	37 299,00	37 299,00	
23EPI0479		RENOUVELLEMENT LUMINAIRES PROGRAMME R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 758,88	8 167,33	8 167,33	
22EXT0149	GRANDCAMP-MAISY	BT SYNERGIE 312-35 RENFORCEMENT EXTENSION BT LOT.PRIVE RES. ADAM	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	23 127,60	2 197,69	2 197,69	
23EPI0645		RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	114 193,98	45 677,59	45 677,59	
23EPI0281	HERMANVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE PLUS DE 30 ANS (105 FOYERS)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	37 339,44	18 669,72	18 669,72	
23EPI0506		RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE MOINS DE 30 ANS (19 FOYERS)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	13 805,13	10 353,85	10 353,85	
22EPI0327	HOULGATE	EXTENSION DE RESAU SUR RD 513	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	134 734,16	94 313,91	94 313,91	
23EPI0142		CREATION D'UNE ARMOIRE POUR ECLAIRAGE DE LA DIGUE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 916,86	3 081,28	2 937,65	143,64
23EPI0809	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 25 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	40 394,27	30 295,70	30 295,70	
23SIL0016		RENOUVELLEMENT DU POTEAU ET DU REPETITEUR DE FEUX B2 ACCIDENTES	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 516,91	1 137,68	1 137,68	
21AME0094	LANGRUNE-SUR-MER	RUE HARIVEL ET ALLEE DES ROSIERS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	89 637,91	53 354,45	53 354,45	
23EPI0448	LION-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 423,77	10 211,87	10 211,87	
18AME0180	LISIEUX	BOULEVARD HERBET FOURNET TRANCHE 1	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	524 868,62	281 230,79	281 230,79	
17AME0037	LIVAROT	RD4A - ROUTE D'ORBEC	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	203 545,73	79 333,62	79 333,62	
21AME0170	LUC-SUR-MER	RUE TOLMER	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	53 571,02	24 282,03	24 282,03	
23EPI0144		EXTENSION ECLAIRAGE PARKING LE CLOS SAINT QUENTIN	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	11 270,76	8 453,07	8 453,07	
21AME0091	MARTRAGNY	RUE DE VAUSSIEUX, RUE DES SOURCES ET RUE DU LAVOIR	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	193 594,50	96 797,25	96 797,25	
23EXT0019	MATHIEU	BT BREHOLES	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	15 954,15	10 021,10	10 021,10	
22AME0005	MERY-CORBON	RD138A - RUE DE L'ANCIENNE GARE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	241 467,16	24 312,91	24 312,91	
22EPI0814	MOULT-CHICHEBOVILLE	TRAVAUX LIES AU PROGRAMME R30 - TRANCHE 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	12 322,95	6 161,47	6 161,47	
22AME0067	PLACY	LES MOULINS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	68 966,14	19 147,85	19 147,85	
19AME0117	RANVILLE	RUE DES CHEMINOTS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	112 568,20	56 284,10	56 284,10	
21EPI0485	SAINTE-AIGNAN-DE-CRAMESNIL	RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE L'ARMOIRE 06 AVANT RENOVATION DE LA	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	12 235,03	8 564,52	8 564,52	
23EPI0588	SAINTE-JULIEN-DE-MAILLOC	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/003/004/005 DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 718,10	687,24	687,24	
22AME0001	SAINTE-MARTIN-DES-BESACES	RUE DE LA SOULEUVRE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	207 509,21	42 457,74	42 457,74	
23EPI0715	SAINTE-PIERRE-CANIVET	EXTENSION 1 LAMPADAIRE LE CLOS DE CANTEPIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 648,85	2 554,19	2 554,19	

23EPI0646	SAINTE-VIGOR-LE-GRAND	EXTENSION ECLAIRAGE AMENAGEMENT GIRATOIRE JEAN MOULIN	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	54 208,67	40 933,85	40 933,85	
23EPI0591	TORDOUET	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-007 ET 01-009 DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	754,78	301,91	301,91	
23EPI0660	TOURVILLE-EN-AUGE	MISE EN PLACE D'UN CANDELABRE SOLAIRE POUR PASSAGE PIETON RD579	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 804,51	2 663,16	2 663,16	
23EPI0535	TROUVILLE SUR MER	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 05-003 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 541,36	1 233,09	1 156,02	77,06
23EPI0697		RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 16-005 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 503,02	1 202,42	1 127,27	75,16
23SIL0028		RENOUVELLEMENT DU MODULE DE FEUX TRICOLERE 222 ACCIDENTE	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 007,04	805,63	755,28	50,35
23EPI0109	VERSON	EXTENSION RUE DE LA CROIX BEAUJARD	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	39 787,92	29 840,94	29 840,94	
21AME0077	VILLERS-SUR-MER	RUES SICARD, DES ACACIAS, WICKEMHAN, COMMERCE ET CIVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	488 050,86	322 026,07	322 026,07	
TOTAL				3 775 768,30	1 907 975,53	1 890 190,53	17 785,00

17 OCT. 2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS003H1-DE

2023-04-CS-DB-3



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : PASSAGE DE LA COMMUNE DE MAY-SUR-ORNE EN CATEGORIE B2 - REVERSEMENT DE LA TICFE

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
37.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
38.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
39.	EPCI	LAGALLE	Philippe
40.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme

41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
42.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
43.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
44.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
45.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
46.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
47.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
48.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
49.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
50.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
51.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
52.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
54.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
55.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
56.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
57.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
58.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
59.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
60.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
61.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
62.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
63.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
64.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
65.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
66.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
68.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
69.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
70.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
71.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
72.	EPCI	SAINT LO	Patrick
73.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
74.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
75.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
76.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
77.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre



2023-04-CS-DB-3

23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCIO	Jean-Pierre
25.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
38.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
39.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
41.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
42.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
43.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
44.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
45.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
46.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
47.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
48.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
49.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
50.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
52.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
53.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
54.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
55.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
56.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
58.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
59.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
60.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
61.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
62.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
63.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
64.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
65.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
66.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
67.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
68.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
69.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
70.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	77	2	79

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, l'article L.5212-24, relatif aux modalités de perception de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE),

VU, les statuts modifiés du SDEC ÉNERGIE approuvés par arrêté préfectoral en date du 27 décembre 2016, reconnaissant pleinement le syndicat en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente,

VU, la délibération du conseil municipal de May-sur-Orne en date du 30 mai 2022, autorisant le SDEC ÉNERGIE à percevoir et à conserver la totalité du produit de la TCCFE,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, la délibération du Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative à l'adoption du budget primitif 2023,

VU, l'avis favorable de la Commission « Administration général, Finances, Cartographie et Usages Numériques », réunie le 5 septembre 2023,

VU, l'avis favorable du Bureau Syndical en date du 22 septembre 2023.

CONSIDERANT que le SDEC ÉNERGIE répartit ses communes membres en trois catégories distinctes, selon les règles d'éligibilité aux aides à l'électrification rurale (FACÉ) et le niveau de perception, par le syndicat, de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE).

CONSIDERANT que les communes éligibles aux aides du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ) doivent remplir deux conditions cumulatives : avoir moins de 2 000 habitants et être situées hors du périmètre d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants. Lorsque les communes répondent aux deux conditions, elles sont déclarées en régime rural, les autres communes relevant du régime urbain.

Les trois catégories de communes ainsi définies sont les suivantes :

- Les communes « A » sont les communes urbaines du Calvados qui perçoivent directement la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité ;
- Les communes « B » sont les communes urbaines du Calvados, pour lesquelles, le SDEC ÉNERGIE perçoit la TCCFE ; communes qui se répartissent en deux sous catégories :
 - Les communes B1, bénéficiant d'un reversement de la TCCFE de 50%.
 - Les communes B2, ne bénéficiant d'aucun reversement de la TCCFE par le SDEC ÉNERGIE.
- Les communes « C », dites rurales, pour lesquelles le SDEC ÉNERGIE perçoit la TCCFE sans reversement à la commune.

CONSIDERANT que le Code Général des Collectivités Territoriales stipule que lorsqu'il existe un syndicat intercommunal, exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution



2023-04-CS-DB-3

publique, la taxe communale sur la consommation finale d'électricité est perçue par le syndicat en lieu et place de l'ensemble des communes :

- dont la population est inférieure ou égale à 2 000 habitants ;
- ou dans lesquelles la taxe est perçue par le syndicat au 31 décembre 2010 ;

CONSIDERANT que les données INSEE produites en début d'année font état du dépassement du seuil de 2 000 habitants pour la commune de May-sur-Orne, à compter du 1^{er} janvier 2022.

CONSIDERANT que la commune de May-sur-Orne est classée en commune urbaine de plus de 2 000 habitants, et, à ce titre, est considérée comme une commune de catégorie B2, au regard des aides et contributions actées chaque année par le Comité syndical.

Madame la Présidente propose au Comité Syndical de classer la commune de May-sur-Orne en catégorie « B2 » et de percevoir et conserver la totalité de la TCCFE sur la commune, à compter du 1^{er} janvier 2023.

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **DECIDE** de classer la commune de May-sur-Orne en catégorie « B2 » ;
- **ACCEPTE** de percevoir directement la totalité de la TCCFE sur la commune de May-sur-Orne, à compter du 1^{er} janvier 2023 ;
- **ACCEPTE** de conserver la totalité de la TCCFE sur la commune de May-sur-Orne, à compter du 1^{er} janvier 2023 ;
- **DIT** que la recette de fonctionnement sera imputée à l'article 73141 du budget principal ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,

Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

AR Préfectoral
le 17/10/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS003H1-DE



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : BUDGET PRINCIPAL 2023 - DECISION MODIFICATIVE N°1

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIERE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
37.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
38.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
39.	EPCI	LAGALLE	Philippe
40.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe

42.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
43.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
44.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
45.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
46.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
47.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
48.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
49.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
50.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
51.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
52.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
54.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
55.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
56.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
57.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
58.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
59.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
60.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
61.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
62.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
63.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
64.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
65.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
66.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
68.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
69.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
70.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
71.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
72.	EPCI	SAINT LO	Patrick
73.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
74.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
75.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
76.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
77.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCIO	Jean-Pierre



2023-04-CS-DB-4

25.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
38.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
39.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
41.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
42.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
43.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
44.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
45.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
46.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
47.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
48.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
49.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
50.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
52.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
53.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
54.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
55.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
56.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
58.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
59.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
60.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
61.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
62.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
63.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
64.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
65.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
66.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
67.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
68.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
69.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
70.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	77	2	79

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, la délibération du Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative à l'approbation du budget primitif 2023,

VU, l'avis favorable de la Commission « Administration générale, Finances, Cartographie et Usages Numérique », réunie le 3 octobre 2023.

CONSIDERANT que dans le cadre du marché d'achat d'électricité pour le compte des adhérents du groupement d'achats, le SDEC ÉNERGIE a demandé au fournisseur d'électricité – TotalEnergies – de valoriser les droits ARENH.

En 2023, le montant des gains ARENH est de 12.5 M€, dont l'essentiel sera reversé aux adhérents du groupement d'achats d'électricité.

CONSIDERANT que lors de la préparation budgétaire, le SDEC ÉNERGIE a inscrit les crédits budgétaires au budget primitif 2023 comme suit :

- Recette de fonctionnement – perception des gains ARENH – Chapitre 76 – Article 7688
- Dépense de fonctionnement – reversement des gains ARENH – Chapitre 014 – Article 7397

CONSIDERANT que, le SDEC ÉNERGIE procède au changement d'imputations comptables de la perception et du reversement des gains ARENH sur demande de la Paierie Départementale du Calvados.

Cette décision modificative n° 1 modifie les imputations comptables comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Recette	76	7688	12 499 900 €	-12 499 900 €	0 €
Fonctionnement	Recette	75	75888	225 000 €	+12 499 900 €	12 724 900 €
Fonctionnement	Dépense	014	7398	12 500 000 €	-12 500 000 €	0 €
Fonctionnement	Dépense	65	65888	0 €	+12 500 000 €	12 500 000 €

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **VALIDE** la décision modificative n° 1 du Budget primitif principal 2023, telle que présentée ci-dessus ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.



2023-04-CS-DB-4

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,

Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

AR Préfectoral
le 17/10/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20231012-23DL04CS004H1-DE



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : RAPPORT DE MISSION DE CONTROLE 2022, DONNEES 2021 - GRDF

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt spécifique à la compétence Gaz :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
28.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
29.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
30.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIERE	Hervé
31.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
32.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
33.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
34.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
35.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
36.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
37.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
38.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
39.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
40.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
41.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert

42.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
43.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
44.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
45.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
46.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
47.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
48.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
49.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
50.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
51.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
52.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
53.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
54.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
55.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
56.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
58.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
59.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
60.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
61.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
62.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
63.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
64.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
65.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
66.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
67.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
68.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
69.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
70.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
71.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
20.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
21.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
22.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
23.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCIO	Jean-Pierre
24.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
25.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
26.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
27.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
28.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
29.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
30.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David



2023-04-CS-DB-5

31.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
32.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
33.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
34.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
35.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
36.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
37.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
38.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
39.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
41.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
42.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
43.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
44.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
45.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
46.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
47.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
48.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
49.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
50.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
51.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
52.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
53.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
54.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
55.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
56.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
57.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
58.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
59.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
60.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
61.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
62.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
63.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
64.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
65.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
66.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
67.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
68.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ	REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	141	71	2	73

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),

VU, les conventions de concession liant le SDEC ENERGIE et GRDF en date du 15 décembre 1997, du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006, du 26 octobre 2007 et du 26 décembre 2017,

VU, les comptes rendus d'activités et les données complémentaires communiqués par le concessionnaire à compter du 1^{er} juin 2022,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, le rapport annuel de contrôle des concessions et sa synthèse,

VU, l'avis favorable de la Commission « Concessions Electricité et Gaz » en date du 3 octobre 2023,

CONSIDERANT les conclusions de ce rapport :

I- Partie usagers

Points forts

- Forte progression du taux d'équipement en compteurs Gazpar (91%).
- Les indicateurs relatifs à la relève des compteurs sont bons.
- Les taux de réalisation des prestations hors raccordement dans les délais sont bons.
- Les délais de livraison des branchements réalisés sont bons.
- Le taux de traitement des réclamations des fournisseurs progresse.

Points à surveiller

- Suivi du nombre et de la valorisation des prestations récurrentes.

Points en attente

- Poursuite de la baisse du nombre de réclamations.
- Amélioration du taux de traitement des réclamations des usagers.

II- Partie travaux

Points forts

- Augmentation du linéaire de canalisations et des investissements immobilisés.
- Augmentation des dépenses dédiées à la maintenance préventive et curative et de la part des dépenses de maintenance préventive.
- Le nombre de compteurs dépassant le délai de vérification a baissé.
- GRDF indique avoir réalisé entièrement les gammes de maintenance des robinets de réseau, des ouvrages de protections cathodiques, des postes de détente réseau, et des ouvrages de branchements collectifs. Il précise que ces contrôles réalisés n'ont abouti à aucune action de maintenance inhabituelle.

Points à surveiller

- Surveiller le volume de densification de la concession 2006 qui n'enregistre aucune mise en concession de réseau depuis plusieurs années et celui de la concession 2017 qui n'en a pas enregistré en 2021.
- Surveiller le volume des études de rentabilité établies par le Concessionnaire.



2023-04-CS-DB-5

Points en attente

- Le linéaire de réseau renouvelé est limité, le Concédant souhaite que le Concessionnaire renouvelle les linéaires de réseaux basse pression et communique les études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'âge des ouvrages.

Points faibles ou en attente récurrente

- Le Concédant attend des indicateurs de réalisation et de résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés.
- Non-transmission d'un certain nombre de données en 2021 : détail des montants par poste de maintenance curative et préventive, depuis la mission de contrôle 2018.

III- Partie ouvrages

Points forts

- Âge moyen des canalisations de réseau (29 ans).
- Baisse de la proportion de branchements dits « fictifs ».

Points à surveiller

- Surveiller le volume des ouvrages dépassant leur durée de vie technique.
- Poursuivre la résorption du taux d'incohérence entre les bases technique (SIG) et comptable (MANDARIN) sur les prochaines missions de contrôle.
- Surveiller le linéaire d'acier sans protection (en augmentation en 2021).

Points en attente

- Communiquer des identifiants uniques permettant d'identifier un même ouvrage dans les différentes sources de données communiquées (bases technique, comptable, cartographique).

Points faibles ou en attente récurrente

- Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs », des classes de sensibilité des robinets de réseau actifs.

IV- Partie qualité et sécurité

Points forts

- Aucun incident "gaz" avec victime(s) n'est à déplorer en 2021, comme en 2020.
- Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et assez stables, à l'exception de ceux relatifs aux branchements et aux canalisations basse pression.
- Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse pour les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes.

Points à surveiller

- Le nombre d'incidents majeurs.
- Le délai d'interruption du flux gazeux pour le département du Calvados qui a augmenté en 2021 (69 minutes).
- Le taux de fuites dues à des dommages aux ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT augmente.

Points en attente

- Agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (44% des causes).
- Agir pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (77% des sièges).

- Réduire le stock de canalisations en basse pression incidentogènes.
- La communication du délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE.

Points faibles ou en attente récurrente

- Le taux d'incidents sur canalisations BP est 5 fois supérieur à celui sur canalisations MPB et le taux de fuites des canalisations BP est 12 fois supérieur.

V- Partie comptabilité et finances

Points forts

- Redressement des dépenses d'investissement.

Points à surveiller

- L'évolution de valeur brute/usagers qui est en progression continue depuis 2015 : l'accroissement de la valeur d'actif brute est nettement plus rapide que le nombre d'usagers desservis.
- L'évolution des recettes liées aux raccordements.

Points en attente

- La localisation de l'ensemble des ouvrages d'interface usagers qui devrait créer une unicité des données communiquées.
- Comme l'exercice précédent, le Concédant souligne que l'impact du changement de régime juridique des ouvrages d'interface sur le périmètre des concessions n'a pas été transmis et ne peut être reconstitué.
- Clarification de la portée de valeur nette réévaluée.

Points faibles ou en attente récurrente

- La présentation des origines de financement doit être corrigée.
- Le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci.
- Les nombreuses limites à l'information transmise au titre des amortissements au Concédant doivent être levées.
- L'information relative à la provision pour renouvellement doit être complétée.
- L'information relative au droit du Concédant doit être clarifiée et complétée.
- L'information financière reste lacunaire.

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **PREND ACTE** de la production des comptes-rendus annuels d'activités ;
- **PREND ACTE** du rapport annuel de contrôle de la concession, joint en annexe ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,



Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE



Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **1 7 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **1 7 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.



Mission de contrôle 2022

Rapport GRDF

Données 2021

Préambule

Le SDEC ÉNERGIE, en sa qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution de Gaz (AODG), au nom et pour le compte de ses membres qui lui ont confié cette compétence, **a concédé à GRDF la distribution de gaz naturel sur le territoire d'une partie d'entre elles.**

Cinq conventions de concession lient le SDEC ÉNERGIE (autrement dénommé l'Autorité concédante ou le Concédant) et GRDF (autrement dénommé le Concessionnaire) :

- **La convention de concession dite « historique »** (autrement dénommée convention de concession syndicale), **en date du 15 décembre 1997**, ainsi que les conventions de concession des communes dont les conventions n'ont pas été, à la date de début de la présente mission de contrôle, intégrées dans la convention syndicale et qui ressortent toutes **du monopole de la distribution de gaz naturel dont dispose GRDF sur une partie du territoire national.**
Il s'agit des conventions de concession communales des communes de Douvres-la-Délivrande, et de Vire Normandie commune nouvelle, pour le périmètre des communes déléguées de Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry et Vire.
- Des **conventions en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006 et du 26 octobre 2007** qui sont des conventions de concession pour lesquelles les usagers bénéficient du tarif péréqué d'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel, car **conclues avant le 30 juin 2008,**
- De la convention de concession en date du **26 décembre 2017** qui fait l'objet d'un tarif non péréqué.

Synthèse	Concession historique 1997	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017
Date d'entrée en vigueur	15/12/1997	22/09/2005	02/06/2006	26/10/2007	26/12/2017
Durée	30 ans				
Terme	15/12/2027	22/09/2035	22/06/2036	26/10/2037	26/12/2047
Mission principale du Concessionnaire	Distribution de Gaz naturel				

Ces conventions ont été conclues dans des contextes particuliers :

1. Celui du réseau de distribution de gaz naturel « historique », **sous monopole de GRDF**, qui comprend les communes lui ayant délégué un contrat de concession jusqu'en 2003 et dont les usagers bénéficient d'un tarif d'accès au réseau public de distribution de gaz, péréqué.
2. Celui des réseaux de distribution de gaz naturel en « DSP » (Délégation de service public) pour lesquels GRDF **a répondu à un appel d'offre avant le 30 juin 2008** et dont les usagers bénéficient du tarif d'accès au réseau public de distribution de gaz péréqué, faute de cadre juridique fixé entre la loi du 7 décembre 2006 et l'arrêté du 15 juin 2008 qui fixe les principes généraux d'élaboration des tarifs des DSP mises en concurrence.
3. Celui des réseaux en « DSP » **pour lesquels GRDF a répondu à un appel d'offres après le 30 juin 2008**, pour lesquels les usagers ne bénéficient pas du tarif d'accès au réseau public de distribution de gaz, péréqué.

Au titre de ces conventions de concession, le SDEC ÉNERGIE a concédé **les missions suivantes** à GRDF :

- La **maîtrise d'ouvrage** des réseaux de distribution de gaz naturel comprenant l'établissement, le financement des réseaux et des postes de distribution publique et de livraison,
- le **raccordement** des consommateurs finals,
- l'accès aux réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires,
- la **conduite, l'exploitation, la maintenance et le renouvellement** des ouvrages,
- le **comptage du gaz acheminé** pour tous les utilisateurs du réseau,
- la définition et la mise en œuvre des **politiques d'investissement et de développement** des réseaux

- de distribution,
- l'établissement de relations contractuelles avec les autres opérateurs de réseaux de gaz naturel.

Conformément aux dispositions combinées de l'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) et aux dispositions des différents cahiers des charges relatives au contrôle exercé par l'Autorité concédante, le Concedant contrôle le bon accomplissement des missions confiées à GRDF.

Ce contrôle prend la forme d'une mission annuelle qui a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- À la qualité du service aux usagers => évolution du nombre d'usagers par catégories, du volume distribué, des réclamations, des taux de satisfaction...
- Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => évolution par nature, en quantité et en valeur, des travaux réalisés et de la maintenance...
- À l'inventaire technique des ouvrages => évolution du patrimoine : nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge...
- À la qualité de fourniture et la sécurité => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz...
- À l'analyse comptable et financière => évolution des valeurs comptables et l'analyse des comptes d'exploitation

Le présent rapport concerne la mission de contrôle menée en 2022 ayant pour objet de contrôler l'activité du Concessionnaire en 2021.

Ce rapport a pour objet de présenter les conclusions de cette mission en 5 parties :

1. Les usagers,
2. Les travaux,
3. Les ouvrages,
4. La qualité de fourniture et la sécurité,
5. L'analyse comptable et financière,

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :



Les points forts



Les points en attente ou à surveiller



Les points non conformes ou en attente d'évolution depuis plusieurs exercices

Le périmètre de la mission de contrôle 2022 - Données 2021

La mission de contrôle 2022 a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur les communes suivantes.

1. Pour ce qui concerne la convention de concession dite « historique »¹ :

Les communes d'Amfreville, Argences, Authie, Bayeux, Benerville-sur-Mer, Bernières-sur-Mer, Beuvillers, Biéville-Beuville, Blainville-sur-Orne, Blonville-sur-Mer, Bonneville-sur-Touques, Bougy, Bourguébus, Bretteville-sur-Odon, Cabourg, Caen, Cagny, Cairon, Cambes-en-Plaine, Canapville, Carpiquet, Colleville-Montgomery, Colombelles, Cormelles-le-Royal, Courseulles-sur-Mer, Cresserons, Cuverville, Démouville, Dives-sur-Mer, , Douvres-la-Délivrande, Épron, Équemauville, Esquay-Notre-Dame, Éterville, Évrecy, Falaise, Feuguerolles-Bully, Fleury-sur-Orne, Fontaine-Étoupefour, Fontenay-le-Marmion, Frénoville, Gavrus, Giberville, Glos, Gonneville-sur-Honfleur, Gonneville-sur-Mer, Graye-sur-Mer, Grentheville, Hermanville-sur-Mer, Hérouville-Saint-Clair, Hérouvillette, Honfleur, Iffs, La Rivière-Saint-Sauveur, Lion-sur-Mer, Louvigny, Luc-sur-Mer, Mathieu, May-sur-Orne, Merville-Franceville-Plage, Monceaux-en-Bessin, Mondeville, Mouen, Osmanville, Ouistreham, Périers-sur-le-Dan, Ranville, Rosel, Saint-André-sur-Orne, Saint-Arnoult, Saint-Aubin-sur-Mer, Saint-Contest, Saint-Gatien-des-Bois, Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, Saint-Martin-aux-Chartrains, Saint-Martin-de-Fontenay, Saint-Martin-des-Entrées, Saint-Vigor-le-Grand, Sannerville, Soliers, Tourgéville, Tourville-sur-Odon, Troarn, Trouville-sur-Mer, Varaville, Vaucelles, Verson, Villers-Bocage, Villers-sur-Mer, Villerville, Villy-Bocage, Vimont, et pour les communes nouvelles énumérées ci-dessous, la mission de contrôle a porté sur communes préexistantes à la fusion de communes suivantes :

Libellés des communes nouvelles	Libellés des communes préexistantes à la fusion de communes
Castine-en-Plaine	Hubert-Folie
Condé-en-Normandie	Condé-sur-Noireau
Creully sur Seulles	Creully
Isigny-sur-Mer	Isigny-sur-Mer
Les Monts d'Aunay	Aunay-sur-Odon
Livarot-Pays-d'Auge	Livarot
Mézidon Vallée d'Auge	Mézidon-Canon
Moult-Chicheboville	Moult
Pont-l'Évêque	Coudray-Rabut
	Pont-l'Évêque
Ponts sur Seulles	Lantheuil
Rots	Rots
Saint-Pierre-en-Auge	Hiéville
	L'Oudon
	Saint-Pierre-sur-Dives
Vire Normandie	Vire
	Roullours
	Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont
	Vaudry

¹ Et les conventions de concession des communes dont les conventions n'ont pas été, à la date du début de la présente mission de contrôle, intégrées dans la convention syndicale.

2. Pour ce qui concerne les conventions de concession en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006 et du 26 octobre 2007, la mission de contrôle a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur les communes suivantes :

Conventions	Communes
Convention du 22 septembre 2005	- Avenay - Bénouville - Escoville - Saint-Aubin-d'Arquenay - Pour la commune nouvelle de Thue et Mue, la commune préexistante à la fusion de Bretteville-l'Orgueilleuse
Convention du 2 juin 2006	Maltot
Convention du 26 octobre 2007	- Le Mesnil-Bacley - Saint-Manvieu-Norrey

3. Pour ce qui concerne la convention de concession en date du 26 décembre 2017, la mission de contrôle a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur la Commune de Baron sur Odon.

Les faits marquants 2021/2022

1. En 2021, **deux conventions conclues entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF** ont autorisé le rattachement d'ouvrages de raccordement de deux installations de biométhane au réseau de la concession historique. Ces ouvrages ont été réalisés sur le territoire des communes de Saint Pierre du Bu, La Hoguette, et Ablon. Le Concessionnaire a dans ce cadre réalisé 7 km de canalisations (conventions en date du 24 février 2021 et 6 octobre 2021).
2. Le 6 juillet 2021, le SDEC ÉNERGIE a rendu **deux avis dans le cadre de l'élaboration des zonages de raccordement biométhane** d'Isigny-sur-Mer – Carentan et de Vire – Flers et **a émis un avis dans le cadre de la révision du zonage de raccordement biométhane de Deauville. Ces trois zonages ont été approuvés par la CRE** (Commission de Régulation de l'Énergie) par délibération en date du 28 octobre 2021.
3. En juillet 2021, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et des régies) a proposé un modèle d'avenant visant à intégrer **les compteurs dans le champ des ouvrages concédés**. L'avenant prévoit en outre l'envoi par GRDF d'un inventaire des dispositifs de comptage concernés par ce transfert dans un délai qui est à définir au niveau local et qui court à compter de la signature de l'avenant.
4. Le 9 juillet 2021, la FNCCR a mis à disposition de ses membres un projet de **charte biométhane**.
5. Le 6 octobre 2021, le Concédant et le Concessionnaire ont signé **une convention de partenariat** ayant pour objectif de favoriser le développement du biométhane et l'injection de gaz vert dans le réseau de gaz, de mettre en valeur les usages du gaz notamment dans la mobilité durable, dans un contexte de verdissement du réseau de gaz et d'œuvrer pour un réseau de gaz accessible, de qualité et sécurisé. Un programme de travail commun pour trois années a été établi afin de contribuer à atteindre ces objectifs.
6. Un **avenant n° 19 à la concession historique** a été conclu le 22 décembre 2021 afin d'élargir le périmètre de la convention de concession dite « historique » afin d'intégrer les communes d'Amfreville, Dives-sur-Mer et Isigny-sur-Mer, commune nouvelle, pour le périmètre de sa commune déléguée, Isigny-sur-Mer.

7. **Sur le plan national**, on relève au terme de l'année 2021 que 152 nouveaux sites injectent du biométhane dans l'ensemble des réseaux de gaz. Au total, cela représente **365 sites en fonctionnement pour une capacité de production de 6,4 TWh par an**. Pour accueillir ces nouvelles capacités d'injection, 287 zonages de raccordement ont été validés pour 528 M€ d'investissements de renforcement des réseaux. (Données GRDF).
8. Par sa délibération du **29 avril 2021**, la CRE s'est prononcée sur **l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD)** au 1^{er} juillet 2021 (en application de la trajectoire de l'ATRD6 délibérée début 2020), cette évolution se traduit par une hausse annuelle moyenne de 0,7 % des grilles tarifaires.
9. Après son augmentation du 1^{er} octobre 2021 de +12,6 % TTC, le **Gouvernement a décrété le gel du tarif réglementé de vente du gaz naturel**, sur la période du 1^{er} novembre au 30 juin 2022 (« bouclier tarifaire gaz », gel dont le terme a depuis été repoussé) ; **pour rappel, contrairement à l'électricité, la commercialisation du gaz aux tarifs réglementés n'est pas partie intégrante de la concession de service public**.
10. La publication des arrêtés du 4 mars 2021 et du 6 décembre 2021 est venue **renforcer le règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations** et fixer des échéances pour le renouvellement de certains types de canalisations (notamment, progressivement d'ici 2050, celles en fonte ductile exploitées en basse pression).
11. Durant toute l'année 2021 et jusqu'en juin 2022, la FNCCR, assistée de plusieurs Autorités concédantes dont le SDEC ÉNERGIE, France urbaine et GRDF ont poursuivi les négociations visant à adopter un nouveau modèle de contrat de concession pour la distribution publique de gaz.
12. Le début de l'année 2022 a été marqué par le **transfert de la compétence de distribution de gaz naturel de la commune nouvelle de Vire Normandie et de la commune de Douvres-la-Délivrande**. Ces transferts de compétence ont entraîné la substitution du SDEC ÉNERGIE auxdites communes dans le cadre des conventions de concession de distribution de gaz naturel les liant à GRDF.

Les données de synthèse relatives à la distribution de gaz sur le territoire de ces deux communes au terme de l'année 2020 étaient les suivantes :

Communes	Communes préexistantes à la fusion de la commune nouvelle	Type de desserte gaz naturel
Vire-Normandie	Vire	GRDF - Convention historique
	Roullours	GRDF - Convention historique
	Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont	GRDF - Convention historique
	Vaudry	GRDF - Convention historique
	Coulonces	Commune historique non alimentée
	Maisoncelles-la-Jourdan	Commune historique non alimentée
	Truttemer-le-Grand	Commune historique non alimentée
	Truttemer-le-Petit	Commune historique non alimentée
Douvres-la-Délivrande		GRDF convention historique

Données de synthèse	Vire Normandie					Douvres-la-Délivrande
	Vire	Roullours	Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont	Vaudry	Total	
Date d'entrée en vigueur	11/10/2000	09/02/1999	25/05/1999	12/02/1997		12/03/1997
Durée	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans		30 ans
Terme	11/10/2030	09/02/2029	25/05/2029	12/02/2027		12/03/2027
Nombre d'usagers	3 306	16	25	242	3 589	1 156
Quantité acheminée	171 GWh	426 MWh	424 MWh	5 394 MWh	177 GWh	26 GWh

La mission de contrôle 2022 (données 2021) a donc été étendue afin de contrôler la bonne exécution des missions du Concessionnaire au titre de ces 5 conventions communales. Ces conventions appartenant au périmètre historique, elles étaient appelées à intégrer le contrat historique du SDEC ÉNERGIE, ce qui a été réalisé par l'avenant n°20 (voir ci-après). En conséquence, les données techniques et financières 2021 relatives au contrôle de l'activité du Concessionnaire sur le périmètre de ces communes ont été agrégées à celles de la convention de concession en date du 15 décembre 1997, au titre de la mission de contrôle 2022.

Cette agrégation explique en partie les évolutions de ces données entre 2020 et 2021.

Dans le cadre de la présente mission de contrôle, sont donc indiquées les données 2021 (intégrant les données chiffrées de ces communes) et des données dites « 2021 périmètres 2020 » ou « à iso périmètre », permettant de mesurer l'évolution des données 2021 sans extension du périmètre géographique du contrat historique.

13. Au 1^{er} janvier 2022, est entrée en vigueur la nouvelle "Réglementation Environnementale 2020" ou "RE 2020". L'un des objectifs de la réglementation environnementale RE2020 est de réduire l'impact carbone des projets neufs (construction ou extension). Le gaz naturel est une énergie fossile non renouvelable ayant un impact direct sur le réchauffement climatique (émissions importantes de CO₂). En conséquence, le recours à cette énergie est désormais strictement encadré. C'est le nouveau coefficient réglementaire Ic énergie qui informera de la possibilité ou non de prévoir du gaz sur un projet.

En maison individuelle, les émissions de carbone liées à l'énergie (chauffage et eau chaude sanitaire) devront être inférieures à 4 kg CO₂ / m² / an dès l'entrée en vigueur de la RE 2020. Il n'est pas prévu de progressivité de ce seuil réglementaire. Il y aura une dérogation transitoire à 7 kg Co₂ / m² / an pour les maisons individuelles indépendantes ou accolées, qui vérifient simultanément les deux conditions suivantes :

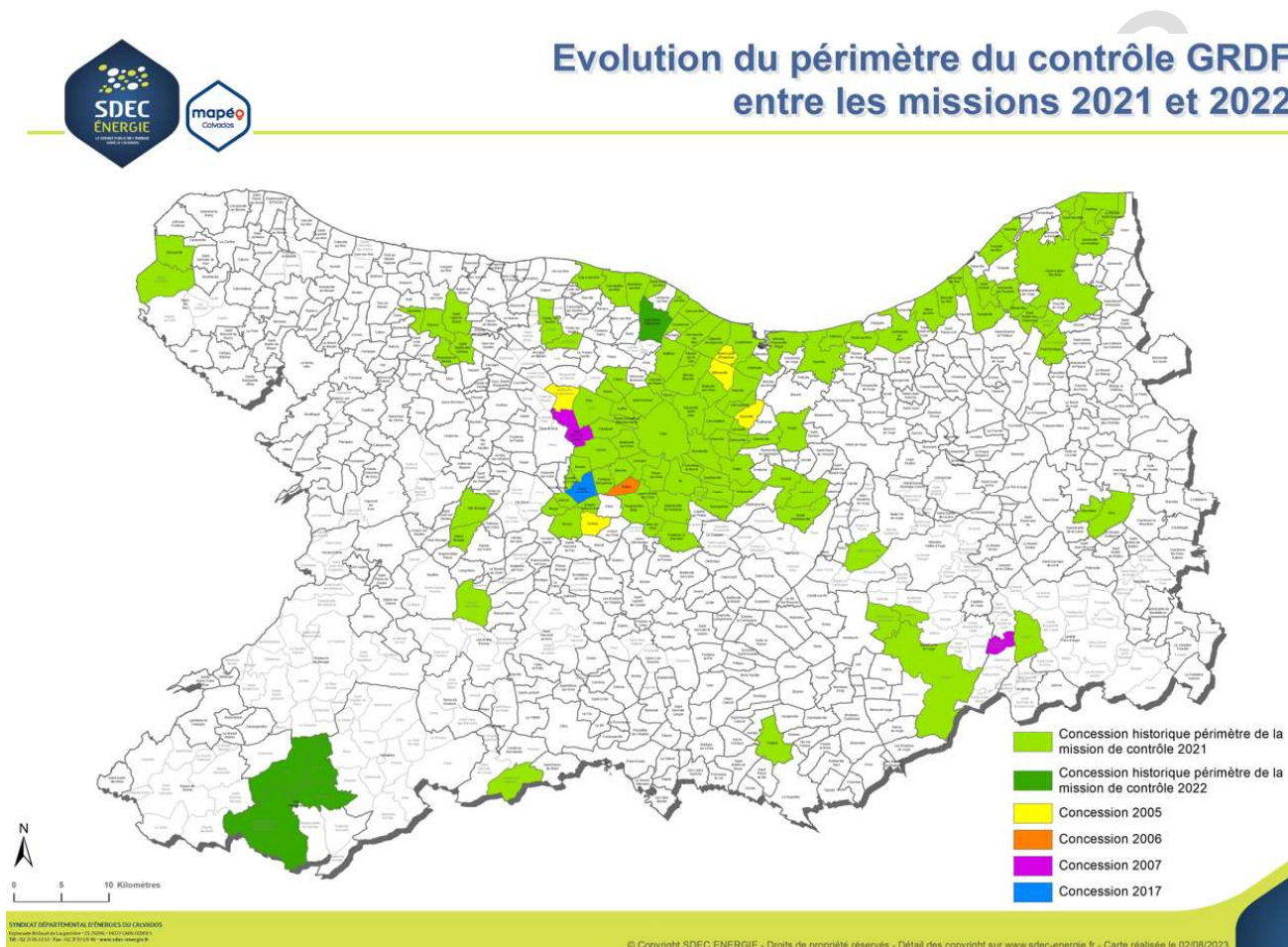
- le permis d'aménager est accordé avant le 31/12/2021
- et le permis de construire est déposé avant le 31/12/2023 dans les zones aménagées et desservies en gaz

Pour les bâtiments de logements collectifs, contrairement à la maison individuelle, l'exigence sur le Ic énergie sera progressive (paliers réglementaires). Dans les premières années de la RE 2020 (2022 > 2025), les projets en solution gaz traditionnelle chauffage et eau chaude sanitaire (individuel ou collectif) pourront toujours être mis en place sous condition d'avoir une bonne performance du bâti (et donc peu de consommation d'énergie).

À partir de 2025, l'hybridation devrait apparaître (classiquement : chauffage, gaz et eau chaude sanitaire thermodynamique). Ensuite, après 2030, le gaz devrait être utilisé uniquement en appoint de solutions thermodynamiques. L'avantage du gaz reste qu'il peut être stocké

facilement et qu'il peut fournir une puissance importante rapidement.

14. L'année 2022 a aussi été marquée par la conclusion le 22 décembre 2022, d'un avenant n°20 à la convention de concession syndicale afin d'intégrer dans son périmètre les communes de Douvres-la-Délivrande et Vire Normandie commune nouvelle, pour le périmètre des communes déléguées de Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry et Vire et les communes de Bellengreville, Houlgate, Lisieux, OUILLY-le-Vicomte. Les transferts de compétences des communes de Bellengreville, Houlgate, Lisieux, OUILLY-le-Vicomte étant intervenus postérieurement au début de la mission de contrôle 2022, les données relatives à ces communes ne sont pas intégrées au présent rapport relatif à l'activité du Concessionnaire en 2021.



On comptabilise, au titre de la mission de contrôle 2022 – Données 2021 :

Pour le périmètre historique => **105** communes,
Pour la concession de 2005 => **5** communes,
Pour la concession de 2006 => **1** commune,
Pour la concession 2007 => **2** communes,
Pour la concession 2017 => **1** commune.
=> **Soit un total de 114 communes**

Le déroulement de la mission de contrôle

Selon un processus identique à celui des années précédentes, la mission de contrôle 2022 s'est déroulée comme suit :

Le 20 décembre 2021, le SDEC ÉNERGIE a communiqué à GRDF la liste de données relatives à son activité en 2021 à fournir au plus tard 1^{er} juin de l'année 2022.

Le 1^{er} juin 2022, le Concessionnaire a communiqué les Comptes rendus d'activité 2021 correspondant aux différentes conventions de concession et les fichiers associés. Le syndicat a reçu communication de 18 fichiers construits en région, de 61 fichiers téléchargeables sur la plateforme de données de GRDF.

Les agents de GRDF ont présenté l'activité de l'année 2021 lors d'une réunion organisée **le 2 juin 2022**.

Dans le courant du mois de juin 2022, les agents de contrôle ont analysé les fichiers reçus afin de déterminer s'il manquait des données par rapport à la liste adressée en décembre 2021 et ont communiqué à GRDF le bilan des données reçues le 9 juin 2022.

Durant l'été 2022, les agents de contrôle ont analysé les fichiers communiqués.

Le 26 aout 2022, le SDEC ÉNERGIE a adressé une liste de questions à la suite de l'analyse des données communiquées par le Concessionnaire.

Le 30 septembre 2022, le Concessionnaire a communiqué une partie des réponses attendues.

Un audit s'est tenu les 10, 11 et 12 octobre 2022 dans les locaux du Concessionnaire. Certaines réponses non communiquées précédemment ont été apportées en séance, notamment pour les données comptables.

Le Concédant a communiqué ses questions complémentaires à la suite de cette semaine d'échanges les 10 octobre.

Le Concessionnaire a apporté des réponses à ces questions le 15 décembre 2022.

La distribution de gaz naturel

L'activité de distribution de gaz naturel est une mission de service public qui fait l'objet d'une législation et d'une organisation particulières reposant sur les principes suivants :

- Les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) détenant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution de gaz sont propriétaires des réseaux de distribution.
- La gestion de ces réseaux est obligatoirement concédée, dans les zones de desserte historique, à un opérateur désigné par la loi : GRDF sur la plupart du territoire.
- Hors des zones de desserte historique de GRDF, les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) peuvent choisir l'opérateur qui sera chargé de mener à bien cette mission de service public au terme d'une procédure de mise en concurrence.
- Le tarif d'acheminement du gaz (ATRD) qui constitue une part de la facture de gaz des usagers, est déterminé par les pouvoirs publics (Commission de régulation de l'énergie et ministère chargé de l'énergie) et rémunère le Concessionnaire.
- Les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) sont chargés en qualité d'Autorité concédante de négocier, de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement de cette mission par les Concessionnaires.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les usagers du gaz naturel peuvent choisir librement leur fournisseur. Ils peuvent faire le choix entre deux types de contrat de fourniture :

- La fourniture des tarifs réglementés de gaz naturel qui sont fixés par les pouvoirs publics,
- la fourniture des offres de marché dont les prix sont fixés par contrat.

Cependant, il est à noter que la loi du 8 novembre 2019 met fin aux tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2023.

Cette suppression déjà effective depuis plusieurs années pour les plus gros clients professionnels a été planifiée en deux étapes :

- Depuis au 1^{er} décembre 2020, les consommateurs finals non domestiques ayant une consommation annuelle de référence inférieure à 30 MWh ne peuvent plus en bénéficier.
- Au 1^{er} juillet 2023, pour les consommateurs finals domestiques ayant une consommation annuelle de référence inférieure à 30 MWh, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 MWh par an et les syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble.

Lorsqu'il souscrit un abonnement de gaz naturel, un usager quelle que soit l'offre qu'il choisit, rétribue deux éléments :

- La fourniture de gaz. Cette somme rémunère le fournisseur.
- Les frais liés à l'acheminement du gaz naturel jusqu'à son domicile. Cette part rémunère le transporteur et le distributeur de gaz et qui est dans le cas présent, GRDF.

Cette rémunération est dénommée tarif ATRD pour tarif D'Accès des Tiers au Réseau de Distribution de gaz naturel pour le réseau de distribution. Le tarif de l'ATRD est fixé pour 4 ans et évolue au 1^{er} juillet de chaque année selon des règles prédéfinies par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le montant du tarif varie en fonction des volumes annuels consommés par les usagers. 4 options tarifaires ont ainsi été prédéfinies.

Voici les différentes options tarifaires proposées pour le gaz ainsi que les niveaux de consommation associés :

- L'option tarifaire T1 est destinée aux usagers qui consomment moins de 6 000 kWh par an pour des usages tels que la cuisson et l'eau chaude.
- L'option tarifaire T2 est destinée aux usagers consommant entre 6 000 et 300 000 kWh de gaz naturel par an. Dans ce cas la consommation de l'utilisateur est essentiellement destinée à se chauffer individuellement ou pour du petit habitat collectif.
- L'option tarifaire T3 est destinée aux usagers consommant plus de 300 000 kWh de gaz naturel et moins de 5 millions de kWh de gaz naturel par an. Dans ce cas, la consommation de l'utilisateur est essentiellement destinée à chauffer de l'habitat collectif plus important.
- L'option T4 est proposée aux usagers consommant plus de 5 000 000 de kWh de gaz naturel par an et s'adresse principalement aux industriels.

Projet-2023-10-03

TABLE DES MATIÈRES

I - LES USAGERS	13
1. Évolution du nombre d'usagers.....	13
2. Les volumes acheminés en GWh	15
3. La localisation des usagers et des volumes acheminés.....	17
4. Les usagers et les volumes acheminés par secteur d'activité.....	18
5. La décomposition d'une facture de gaz naturel.....	22
6. Les recettes d'acheminement perçues par GRDF	24
7. Le déploiement des compteurs communicants : Le compteur Gazpar	26
8. L'activité de comptage : la relève des compteurs.....	28
9. Nombre de prestations, autres que celles relatives à l'activité de comptage, réalisées par GRDF	30
10. Les prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD	31
11. Le respect des délais (hors raccordements)	32
12. Le respect des délais de livraison des branchements.....	33
13. Les réclamations	35
14. Le développement du biogaz.....	36
15. Bilan partie usagers	37
II - LES TRAVAUX.....	38
1. Linéaire de réseau mis en concession en km	38
2. Linéaire de réseau immobilisé en k€.....	39
3. Nombre de branchements mis en concession.....	39
4. Suivi des études de rentabilité (B/I) et des conventions de contributions financières.....	40
5. Dépenses de maintenance préventive et curative en k€ pour l'ensemble des concessions.....	41
6. Maintenance préventive des canalisations et des robinets.....	42
7. Maintenance préventive des protections cathodiques et postes de détente	43
8. Maintenance préventive des ouvrages collectifs et des compteurs.....	43
9. Bilan de la partie travaux.....	45
III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION.....	46
1. Quelques précisions terminologiques.....	46
2. Un seul patrimoine - trois descriptions.....	46
3. Taux d'incohérence des canalisations.....	47
4. Le stock des ouvrages concédés.....	48
5. Évolution des linéaires, composition et pressions	49
6. L'âge moyen des canalisations	50
7. Les branchements.....	51
8. Les compteurs	53
9. Les autres ouvrages	53
10. Bilan de la partie ouvrages	55
IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....	56
1. Signalements et incidents	56
2. Les conséquences des incidents pour les usagers.....	57
3. Natures, sièges et causes des incidents	58
4. Les taux d'incidents et de fuites sur les canalisations	59
5. Le taux de dommages aux ouvrages.....	61
6. Bilan de la partie qualité - sécurité	62
V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES.....	63
1. Quelques éléments de compréhension préalable	63
2. La valeur brute des ouvrages utiles aux concessions	63
3. La valeur brute des biens concédés par nature de bien	65
4. La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Gazpar en comptabilité.....	68
5. L'évolution de la valeur brute des ouvrages concédés.....	69
6. La valeur brute des biens mutualisés	72
7. Les dépenses d'investissement	72
8. Les remises gratuites et origines de financement des ouvrages.....	75
9. Les valeurs comptables	77
10. La pratique des amortissements.....	81

11.	Les limites de l'information transmise au titre des amortissements	83
12.	Les provisions pour renouvellement	84
13.	Le droit du Concédant.....	84
14.	La valeur nette réévaluée	85
15.	Les comptes de régulation.....	86
16.	Les limites de l'information financière communiquée.....	87
17.	La redevance R1.....	93
18.	Bilan partie comptabilité et finances	94

Projet-2023-10-03

I - LES USAGERS

1. Évolution du nombre d'usagers

Sur l'ensemble des concessions, on dénombre 113 179 usagers². On note une augmentation du nombre d'usagers de 5.9 %. Cette évolution est principalement liée à l'élargissement du périmètre de la concession historique.



À périmètre constant, le nombre d'usagers augmente de 1,4%. Cette augmentation est similaire à celle constatée en 2020.



Comme les exercices précédents, 99% des usagers appartiennent à la concession historique (concession 1997).



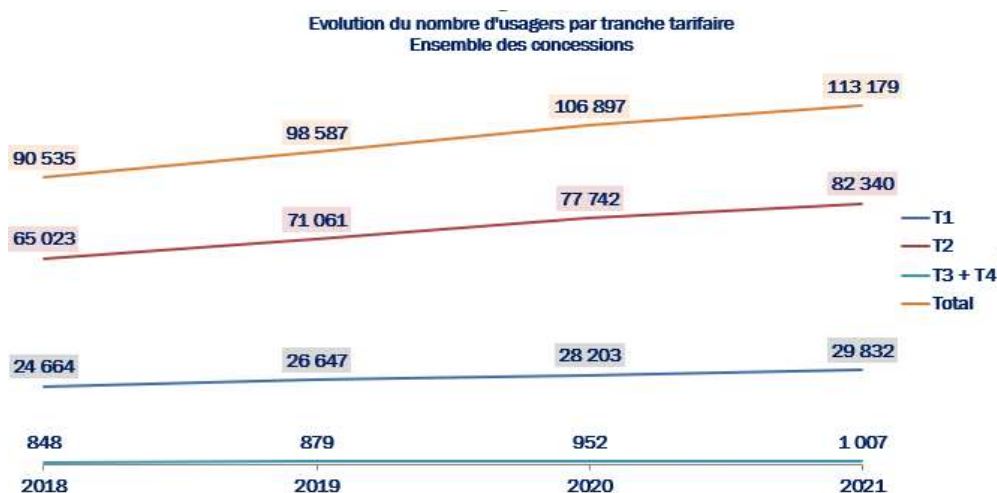
À la maille de chaque concession, l'évolution du nombre d'usagers est variable :

- Pour la concession historique, + 6% (105 853 us - us 112 082) => à périmètre constant 107 328, +1,4%,
- Pour la concession 2005, + 5% (810 us -850 us),
- Pour la concession 2006, le nombre d'usagers augmente très légèrement (105 us en 2021, +1 us),
- Pour la concession 2007, + 2% (96 us -98 us),
- Pour la concession 2017 ; + 29% (34 us - 44 us).

² Les usagers comptabilisés sont depuis 2017, les personnes physiques ou morales raccordées au réseau de distribution de gaz qui disposent d'un Point de Comptage et d'Estimation (PCE) actif c'est-à-dire rattaché à un contrat de fourniture de gaz et ayant consommé dans l'année. Le nombre d'usagers de la concession est publié chaque année dans les Comptes Rendus Annuel d'Activité (CRAC).

Pour toutes les concessions, le nombre d'utilisateurs de chaque option tarifaire augmente :

- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T1 augmente de 5.8% pour atteindre 29 832 us,
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T2 progresse de 5.9% pour atteindre 82 340 us,
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T3 progresse de 5.2% pour atteindre 970 us,
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T4 progresse de 23.3% pour atteindre 37 us.



Cette évolution est principalement liée à l'élargissement du périmètre de la mission de contrôle, car à périmètre constant, ces augmentations sont moindres :

- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T1 progresse de 2.6%
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T2 progresse de seulement 1%,
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T3 progresse de seulement 0.1%,
- Le nombre d'utilisateurs de l'option tarifaire T4 progresse de seulement 10 %.

**Part du nombre d'utilisateurs en pourcentage par option tarifaire
Ensemble des concessions**

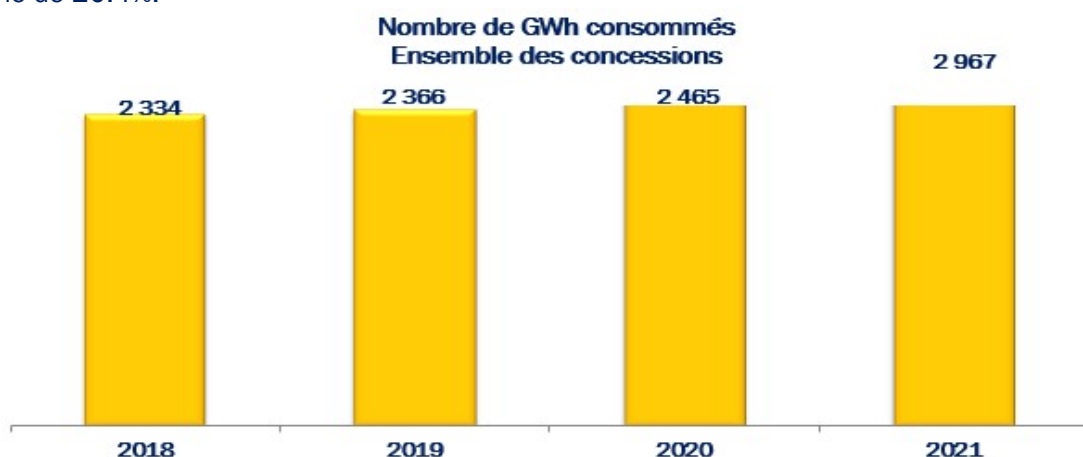
72.8% des utilisateurs des concessions sont des utilisateurs appartenant à la tranche tarifaire T2, tandis que 26.4 % sont des utilisateurs de la tranche T1.

Les utilisateurs de la tranche T3 et T4 ne représentent que 0.9 % des utilisateurs des concessions.



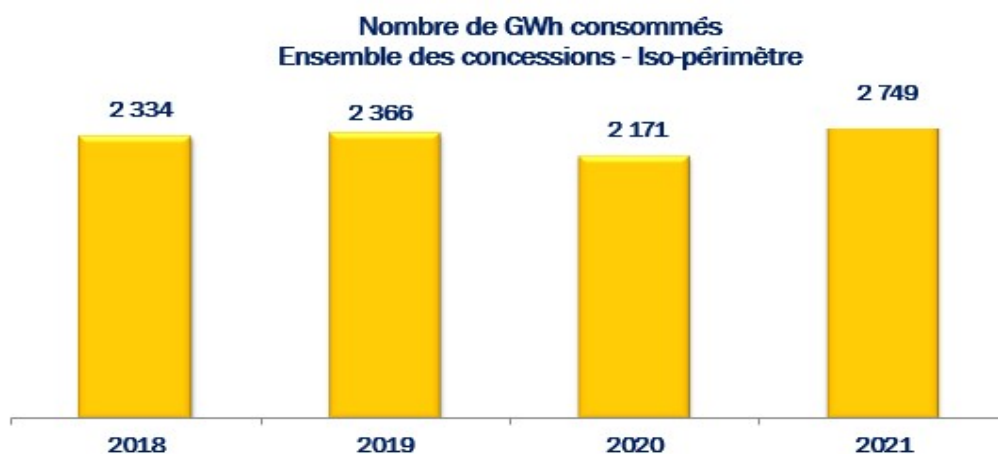
2. Les volumes acheminés en GWh³

Sur l'ensemble des concessions, 2 967 GWh ont été consommés. On note une augmentation du volume acheminé de 20.4%.



Cette évolution est liée :

- Pour partie à l'élargissement du périmètre de la concession historique. À périmètre constant, le volume consommé aurait augmenté de seulement 11.2 %.
- Pour partie à un climat plus froid en 2021 (température moyenne de -1,4 °C par rapport à 2020 qui a été une année exceptionnellement chaude). Le rapport annuel de GRTgaz relève qu'en 2021, la consommation de gaz en France des distributions publiques a augmenté de 13% : ce pourcentage est comparable à celui constaté à la maille de l'ensemble des concessions du SDEC ÉNERGIE, à périmètre constant.



Comme les exercices précédents, 99% du volume consommé appartient à la concession historique (concession 1997).

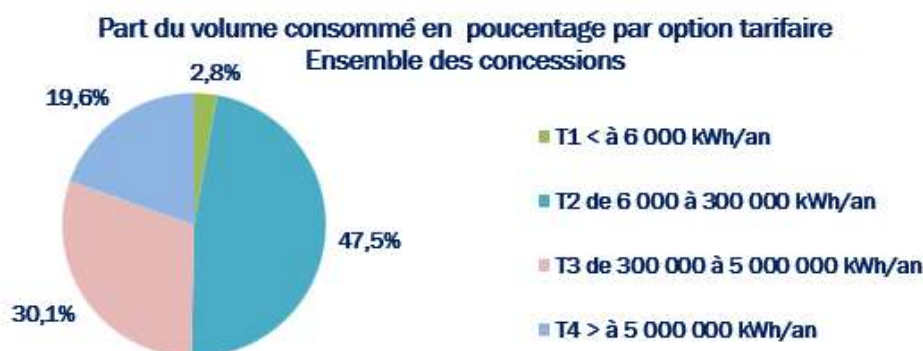


³ 1 GWh = 1 000 000 kwh

À la maille de chaque concession, la variation du volume acheminé est contrastée :

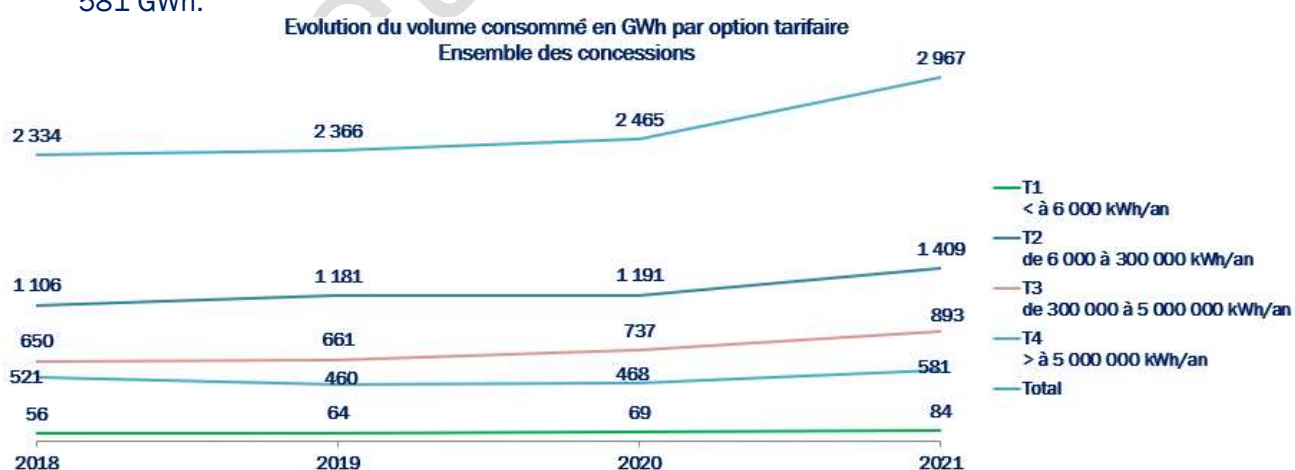
- Pour la concession historique, + 20.5% (2 445 GWh -2 945 GWh) => à périmètre constant, + 11.5% (2 151 GWh en 2020 -2 727 GWh en 2021),
- Pour la concession 2005, + 10,7% (16.34 GWh en 2020 - 18.09 GWh en 2021),
- Pour la concession 2006, + 15.5 % (1,38 GWh en 2020 -1,59 GWh en 2021),
- Pour la concession 2007, + 13.3 % (1,24 GWh en 2020 - 1,4 GWh en 2021),
- Pour la concession 2017 ; + 37 % (0,47 GWh en 2020 - 0,64 GWh en 2021).

En 2021, 47.5% du volume consommé sur l'ensemble des concessions est un volume consommé par les usagers de l'option tarifaire T2, tandis que 30.1% du volume consommé sur l'ensemble des concessions est consommé par les usagers de l'option tarifaire T3. Les usagers de l'option tarifaire T4 représentent 19.6% du volume consommé. Les usagers de l'option tarifaire T1 ne représentent que 2,8% du volume consommé. Ces données sont stables par rapport à celles constatées en 2020.



En 2021 et pour l'ensemble des concessions, le volume consommé par les usagers augmente pour toutes les tranches tarifaires :

- Le volume consommé par les usagers de l'option tarifaire T1 augmente de 21.8% pour atteindre 84 GWh,
- Le volume consommé par les usagers de l'option tarifaire T2 progresse de 18.3% pour atteindre 1 409 GWh,
- Le volume consommé par les usagers de l'option tarifaire T3 progresse de 21.3% pour atteindre 893 GWh,
- Le volume consommé par les usagers de l'option tarifaire T4 progresse de 24 % pour atteindre 581 GWh.

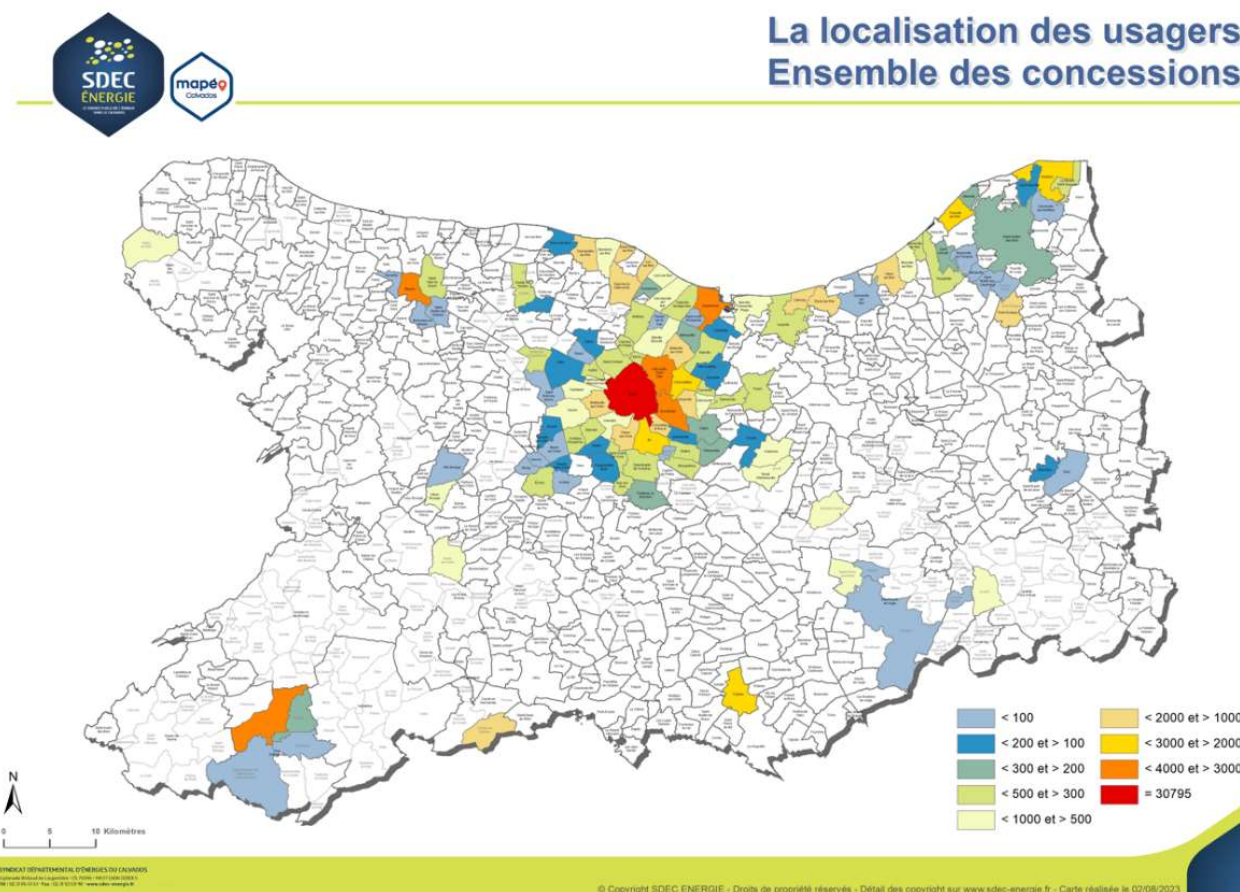
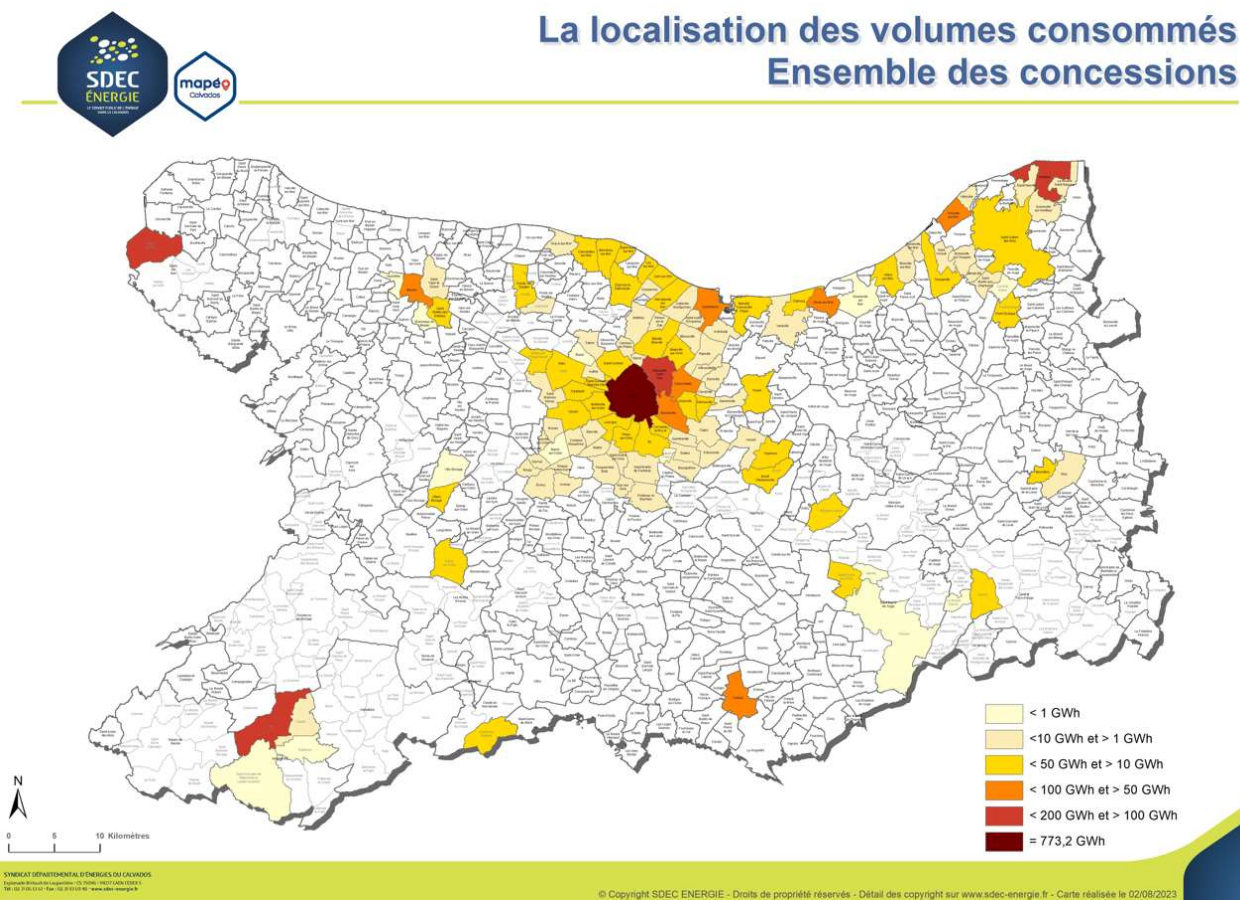


Ces évolutions sont liées pour partie à l'élargissement du périmètre de la mission de contrôle. À périmètre constant la progression des volumes distribués est moindre :

- Pour l'option tarifaire T1, le volume distribué progresse de 17.9%,
- Pour l'option tarifaire T2, le volume distribué progresse de 11.9%,
- Pour l'option tarifaire T3, le volume distribué progresse de 15.2%,
- Pour l'option tarifaire T4, le volume distribué progresse de 3.8 %.

3. La localisation des usagers et des volumes acheminés

Le nombre d'usagers et les volumes consommés se concentrent sur l'agglomération de Caen.



4. Les usagers et les volumes acheminés par secteur d'activité

L'article 179 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit des dispositions au sein du Code de l'énergie visant à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel mettent à la disposition des personnes publiques et du public certaines des données qu'ils collectent.

Ces dispositions sont codifiées aux articles D. 111-52 et suivants du Code de l'énergie. Elles imposent au Concessionnaire de transmettre, le nombre d'usagers et le volume consommé par catégorie et secteur d'activité.

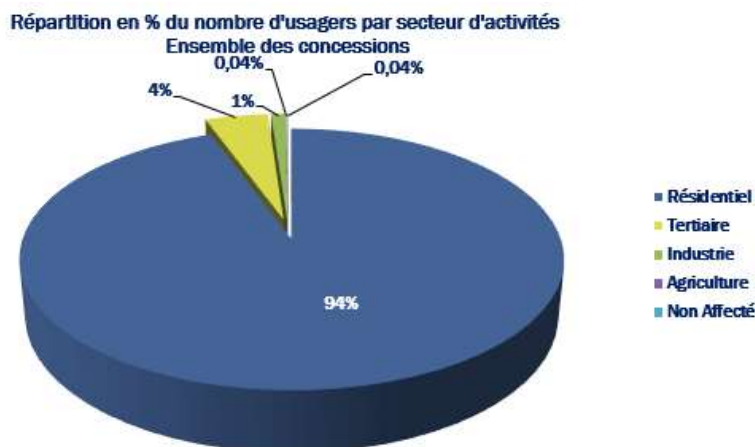
Il est à noter que le volume consommé n'est pas égal au volume consommé à la maille concessive déclaré par ailleurs, car la ventilation par commune, par option tarifaire et par secteur d'activité impose la secrétisation des données de consommations résidentielles annuelles lorsque le nombre d'usagers est ≤ 10 et les consommations \leq à 200 MWh.

Les usagers par tranche tarifaire sont classés par catégorie : Résidentiel, Petits professionnels, Entreprises puis par secteur Résidentiel, Tertiaire, Industrie Agricole, Non affecté.

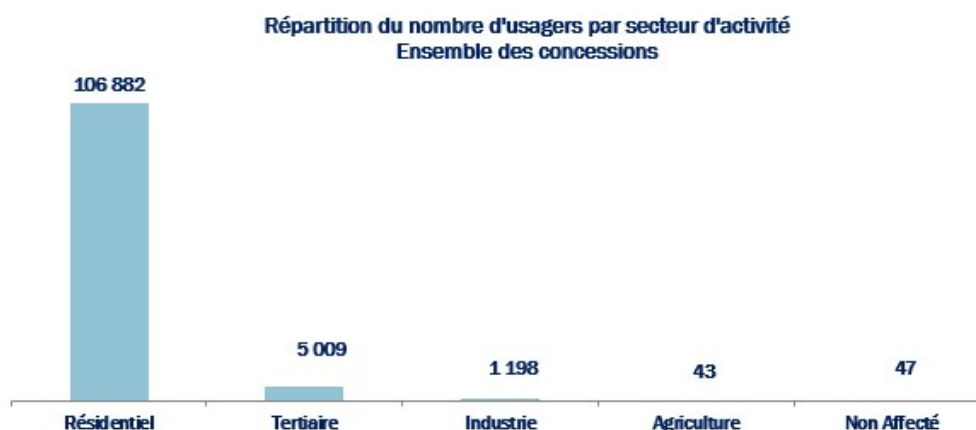
Le tableau ci-dessous indique les modalités de cette répartition.

Répartition des usagers par option tarifaire	Catégorie	Secteur
T1 ou T2 auxquels ne sont associés ni un code NAF ni un numéro SIRET	Résidentiels	Résidentiel
T1 ou T2 auxquels sont associés un code NAF ou un numéro SIRET	Petits professionnels	Tertiaire industrie agricole non affecté
T3 ou T4	Entreprises	Résidentiel (certains points de livraison ne relevant pas des tarifs d'acheminement T1 ou T2 ont été classés par GRDF dans le secteur résidentiel sur la base des informations dont il dispose. Ces points de livraison peuvent correspondre à des chaufferies collectives d'immeubles, mais aussi à des réseaux de chaleur par exemple) Tertiaire, industrie agricole non affecté

En 2021, 94% des usagers de l'ensemble des concessions sont des usagers résidentiels c'est-à-dire quasi exclusivement des usagers appartenant aux tranches tarifaires T1 ou T2 et auxquels ne sont associés ni de code NAF ni de SIRET : C'est deux points cent de moins qu'en 2020.



106 882 usagers sont des usagers résidentiels, 5 009 usagers sont des usagers du secteur tertiaire, 1 198 sont des usagers appartenant au secteur de l'industrie, 43 usagers sont des usagers appartenant au secteur agricole.

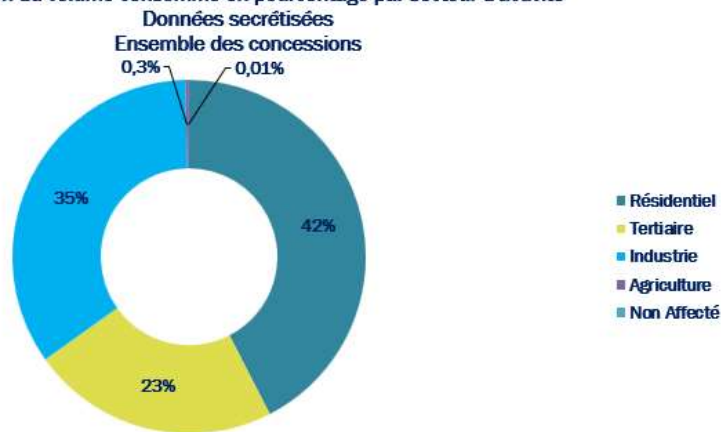


En 2021, il est à noter une forte progression du nombre d'usagers appartenant au secteur de l'industrie (+92%).

Cette évolution est liée à une modification des modalités de répartition des usagers entre les différents secteurs d'activité : elle concerne la prise en compte des usagers et de leurs consommations correspondantes au code NAF « Production et distribution de vapeur et d'air conditionné », comptabilisés jusqu'en 2020 dans le secteur résidentiel puis à compter de 2021 dans le secteur de l'industrie.

Cette modification a été initiée à la demande des représentants du ministère de la Transition écologique. Il s'agit entre autres de basculer les usagers et les consommations des chaufferies desservant différents types de clients finals (dont des bailleurs, des immeubles, de réseau de chaleur, mais aussi des clients tertiaires voir industriels et du service à l'énergie).

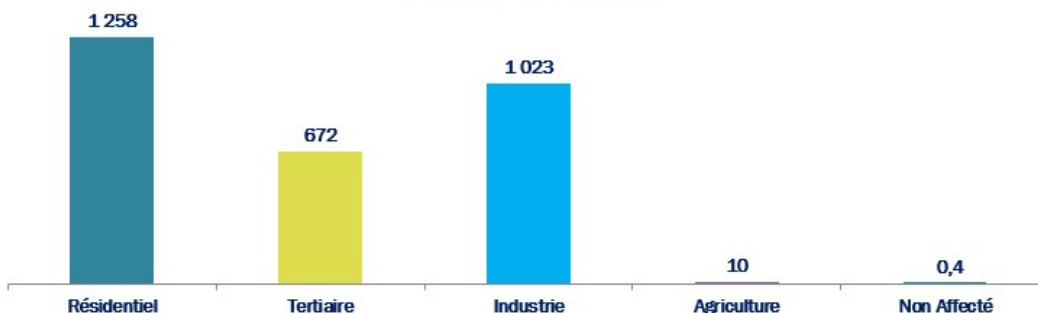
Répartition du volume consommé en pourcentage par secteur d'activité



En 2021, sur l'ensemble des concessions, le secteur résidentiel absorbe 42% du volume consommé, le secteur de l'industrie, 35% du volume consommé, le secteur tertiaire, 23%, le secteur agricole absorbe 0.3% du volume distribué.

Répartition du volume consommé (GWh) par secteur d'activité

Données secrétisées
Ensemble des concessions



La part de chaque secteur a fortement évolué par rapport à 2020 :

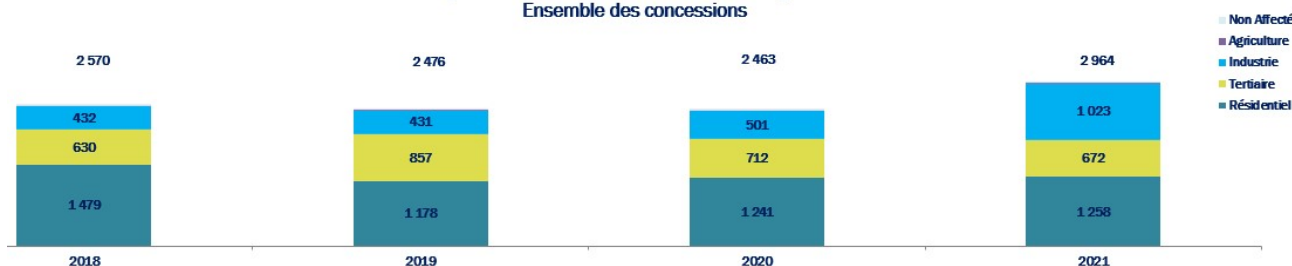
La part du secteur résidentiel dans le total du volume distribué réduit de 8 points,

La part du secteur de l'industrie progresse de 15 points,

La part du secteur tertiaire réduit de 6 points.

Evolution de la répartition du volume consommé en GWh par secteur d'activités

Ensemble des concessions



Ces évolutions sont liées au principal sans qu'il soit possible de les dissocier précisément :

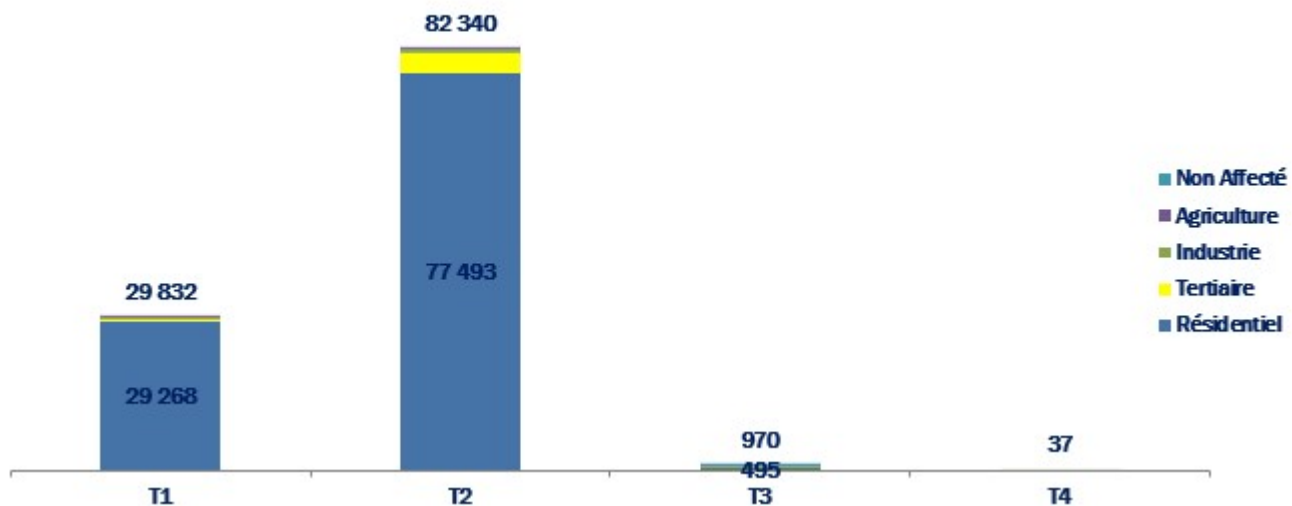
À la sortie des volumes consommés par les usagers disposant du code NAF « Production et distribution de vapeur et d'air conditionné » du secteur résidentiel et leur entrée dans le secteur de l'industrie.

À une meilleure connaissance des codes NAF des petits professionnels et des entreprises, le décret du 4 mars 2020 imposant aux fournisseurs d'énergie de transmettre à GRDF le code NAF de tous leurs clients professionnels.

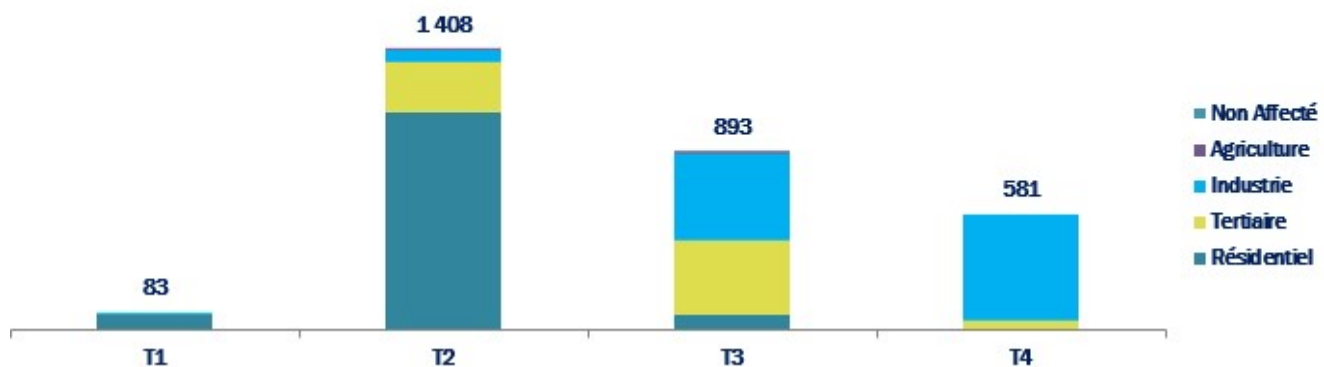
À l'évolution du périmètre de la mission de contrôle.

La répartition par option tarifaire et par secteur d'activité des usagers et des volumes consommés :

Répartition du nombre d'usagers par tranche tarifaire et par secteur d'activité
Ensemble des concessions



Répartition du volume consommé par option tarifaire et par secteur d'activité en GWh
Données secrétisées
Ensemble des concessions



5. La décomposition d'une facture de gaz naturel⁴

À titre liminaire, nous rappellerons que contrairement à l'électricité, la commercialisation du gaz aux tarifs réglementés n'est pas partie intégrante de la concession de service public de distribution de gaz. Les informations ci-dessous sont communiquées afin de parfaire l'information du lecteur.

Depuis l'ouverture totale à la concurrence du marché de fourniture du gaz naturel le 1^{er} juillet 2007, les clients peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie.

Conséquence de l'ouverture des marchés, les fournisseurs non historiques, dits « alternatifs », sont entrés sur le marché et les usagers des réseaux de distribution de gaz naturels peuvent choisir entre deux types d'offres :

- les offres de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.
- Les tarifs réglementés de vente, dont la fin est programmée au 1^{er} juillet 2023. Depuis le 8 décembre 2019, les consommateurs ne peuvent plus souscrire de nouveaux contrats aux tarifs réglementés.

Le prix du gaz naturel facturé à l'utilisateur qu'il s'agisse d'une offre aux tarifs réglementés ou d'une offre de marché, intègre :

Les coûts d'accès aux réseaux dont les tarifs sont fixés par la CRE. Il s'agit de :

- L'ATRD pour tarif D'Accès des Tiers au Réseau de Distribution de gaz naturel pour les réseaux de distribution.
- Et de l'ATRT pour le tarif d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport pour les réseaux de transport.

Des coûts variables selon le fournisseur : coûts d'approvisionnement en gaz naturel, coûts d'utilisation de stockage, coûts commerciaux (qui comprennent les coûts de gestion de la clientèle, les coûts des certificats d'économie d'énergie ainsi qu'une marge commerciale raisonnable). C'est l'optimisation de ces coûts qui permet au fournisseur de différencier le prix de son offre.

Le prix de détail du gaz naturel intègre aussi trois taxes et contributions qui s'appliquent de la même manière sur la facture des clients aux tarifs réglementés et aux offres de marché :

- La contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Elle finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des secteurs régulés relevant du régime des IEG, industries électriques et gazières. Fixée par arrêté ministériel, elle est supportée par tous les fournisseurs. L'assiette de la CTA peut varier selon les fournisseurs en fonction de leurs stratégies d'approvisionnement.
- La taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN). Elle est acquittée depuis le 1^{er} avril 2014 par tous les consommateurs de gaz naturel (les consommateurs de biométhane et certains usages industriels en sont toutefois exonérés) et s'élève à 8,45 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2018.
- La TVA, qui s'applique à hauteur de : 5,5 % sur l'abonnement (y compris la CTA), 20 % sur la part proportionnelle (y compris la TICGN).

En 2021, la crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel proposés par ENGIE à partir du 1^{er} novembre 2021, par l'application du décret du 23 octobre 2021, et ce jusqu'au 30 juin 2022. L'article 181 de la loi de finances pour 2022 a entériné ces dispositions et dispose que la période de gel est prolongeable par voie de décret jusqu'au 31 décembre 2022.

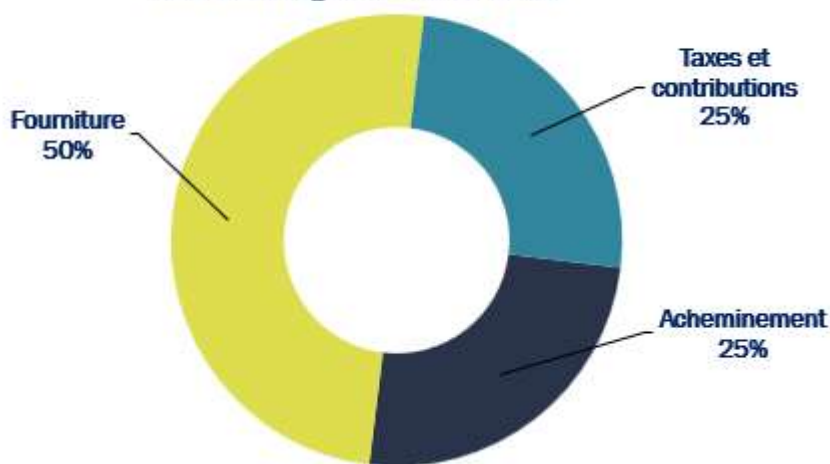
Cette crise modifie fortement le poids des composants de la facture de gaz naturel aux tarifs réglementés de vente pour un client moyen :

- La fourniture pèse 50% de la facture en 2021 contre 33% de la facture en 2020, soit une progression de 17 points,

⁴ Aux tarifs réglementés de vente

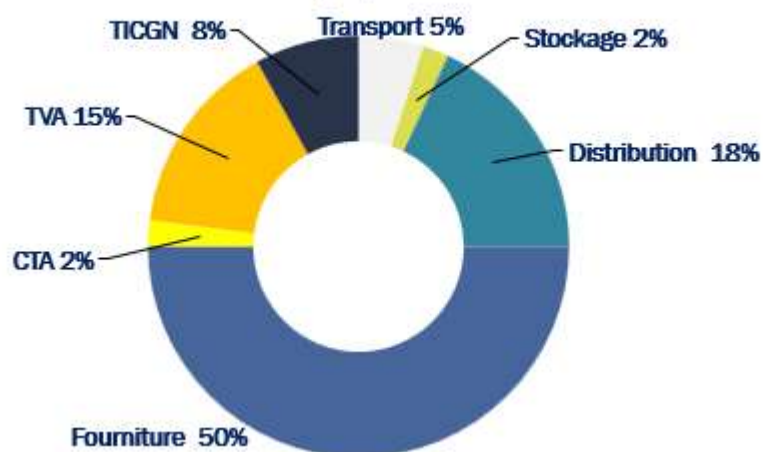
- l'acheminement représente 25% de la facture en 2021 contre 38% de la facture en 2020, soit une baisse de 13 points,
- les taxes et contributions représentent 25% de la facture en baisse de 4 points par rapport à 2020.

Décomposition d'une facture gaz d'un usager aux tarifs réglementés de vente



Données CRE

Décomposition détaillée d'une facture d'un usager aux tarifs réglementés de vente par poste de coûts



Données CRE

6. Les recettes d'acheminement perçues par GRDF

Données générales

Afin de mener à bien ses missions, GRDF hormis le cas particulier des délégations de service public acquises récemment après mise en concurrence (concession 2017), est rémunérée par l'ATRD (tarif D'Accès des Tiers au Réseau de Distribution de gaz naturel pour les réseaux de distribution).

L'ATRD est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie pour une durée d'environ 4 ans. Deux délibérations de la CRE viennent encadrer la grille tarifaire de l'ATD6 en 2021 :

- La délibération du 23 janvier 2020 a fixé la grille tarifaire applicable du 1er juillet 2020 au 30 juin 2021.
- La délibération du 29 avril 2021 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire au 1er juillet 2021.

Le tarif d'acheminement comprend plusieurs options tarifaires (T1 T2 T3 T4) comportant une part fixe pour l'abonnement et une partie calculée en fonction de la quantité de gaz acheminée et, le cas échéant, des capacités journalières souscrites.

Pour la CRE, l'évolution tarifaire moyenne au 1^{er} juillet 2020 s'est établie à environ - 0,3 %/an, et s'est traduite en conséquence à une quasi-stabilité tarifaire. Au 1^{er} juillet 2021, l'évolution annuelle moyenne de l'ATRD a atteint + 0,70 %.

Pour les délégations de service public mises en concurrence depuis le 30 juin 2008, le gestionnaire est rémunéré en utilisant l'ATRD multiplié par un coefficient. Ce mécanisme est utilisé par la concession 2017. Le coefficient utilisé est actualisé au 1^{er} juillet de chaque année. Pour ce qui concerne l'exercice étudié, les évolutions ont été les suivantes :

	Texte réglementaire établissant le tarif	Coefficient multiplicateur			Évolution 2020/2021
		2019	2020	2021	
Concession 2017	Délibération de la CRE du 22 mars 2018	1,697	1,7337	1,7259	- 0,45%

La rémunération de GRDF sur le périmètre de l'ensemble des concessions au titre de l'ATRD.

La rémunération de GRDF au titre de l'ATRD pour l'exercice 2021 sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE s'élève à 34 891 k€.



Elle progresse de 14.7% par rapport à l'exercice antérieur. Cette augmentation s'explique principalement par l'élargissement du périmètre de contrôle qui entraîne une augmentation mécanique du nombre d'utilisateurs et des volumes distribués.

À périmètre constant, la rémunération de GRDF au titre de l'ATRD pour l'exercice 2021 s'élève à 33 063 k€ en progression de 8.7% par rapport à l'exercice précédent.

L'augmentation constatée à périmètre constant s'explique par :

- L'augmentation naturelle du nombre d'utilisateurs (1.4%),
- L'augmentation des volumes distribués liée au climat plus rigoureux en 2021 (11,5% en 2021),

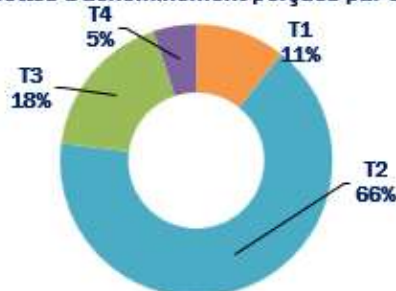
- L'augmentation moyenne de l'ATRD 6 au 1er juillet 2021 (+ 0.70%).

Par concession, ces recettes d'acheminement s'élèvent à :

- 34 583 k€ pour la Concession historique, en progression de 14.8 % par rapport à 2020,
- 236 k€ pour la concession 2005, en progression de 7.3 % par rapport à 2020,
- 28 k€ pour la concession 2006, en progression de 8.7 % par rapport à 2020,
- 25 k€ pour la concession 2007, en progression de 7.6 % par rapport à 2020,
- 19 k€ pour la concession 2017, en progression de 35.8 % par rapport à 2020.

L'option tarifaire T2 représente 66% du montant des recettes d'acheminement, l'option T3 représente 18% du montant des recettes d'acheminement, l'option T1 représente 11 % du total et l'option tarifaire T4 représente 5% du montant des recettes d'acheminement.

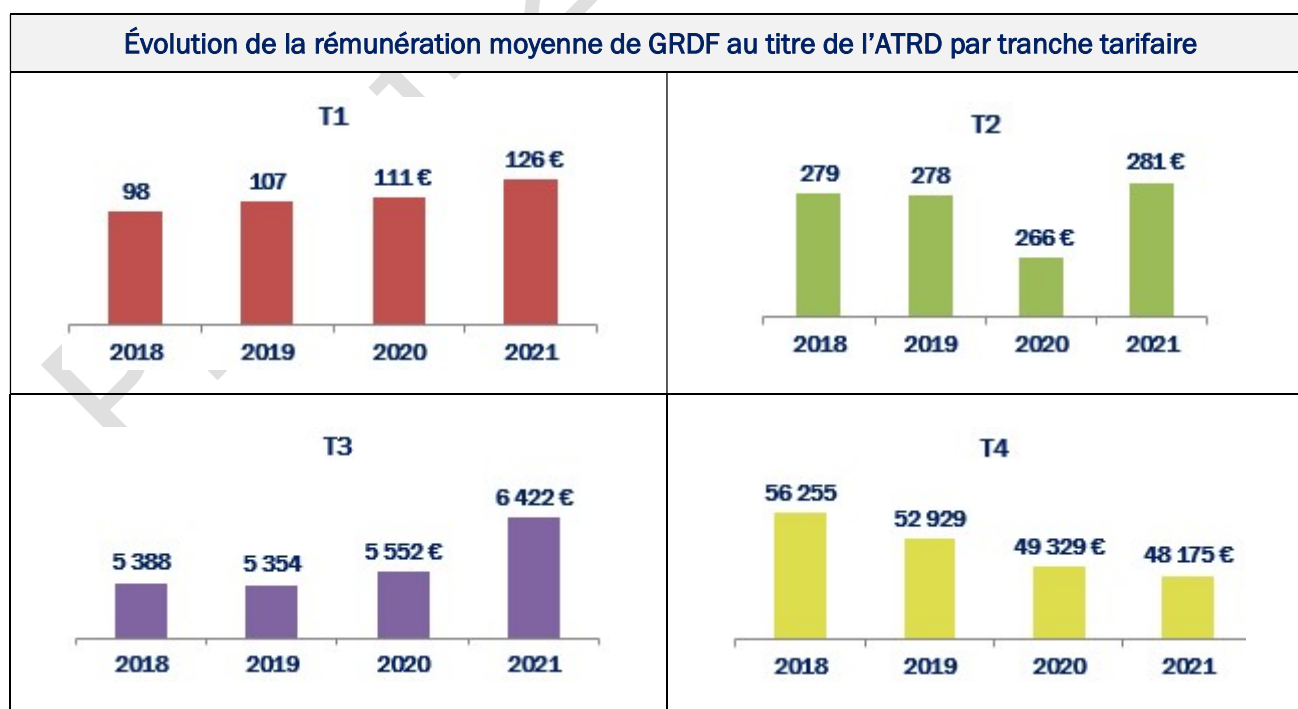
Part de chaque tranche tarifaire dans le montant des recettes d'acheminement perçues par GRDF



Ramenée au nombre d'utilisateurs en 2021, GRDF a perçu en moyenne :

- Pour un utilisateur de l'option T1, 126€.
- Pour un utilisateur de l'option T2, 281€.
- Pour un utilisateur de l'option T3, 6 422€.
- Pour un utilisateur de l'option T4, 48 175 €.

Quelle que soit l'option tarifaire de l'utilisateur, GRDF a perçu en moyenne par utilisateur de la concession, 308 € sur la période de contrôle au titre du tarif d'acheminement.



7. Le déploiement des compteurs communicants : Le compteur Gazpar

Sur les concessions le déploiement du compteur Gazpar se termine : le nombre de compteurs posés est de 110 396 en 2021 soit une hausse de 8%.

Le nombre de compteurs communicants est de 105 080 en augmentation de 20%.

Le taux de refus de pose est minime, en 2021 il s'établit à 0.22% soit 252 refus.

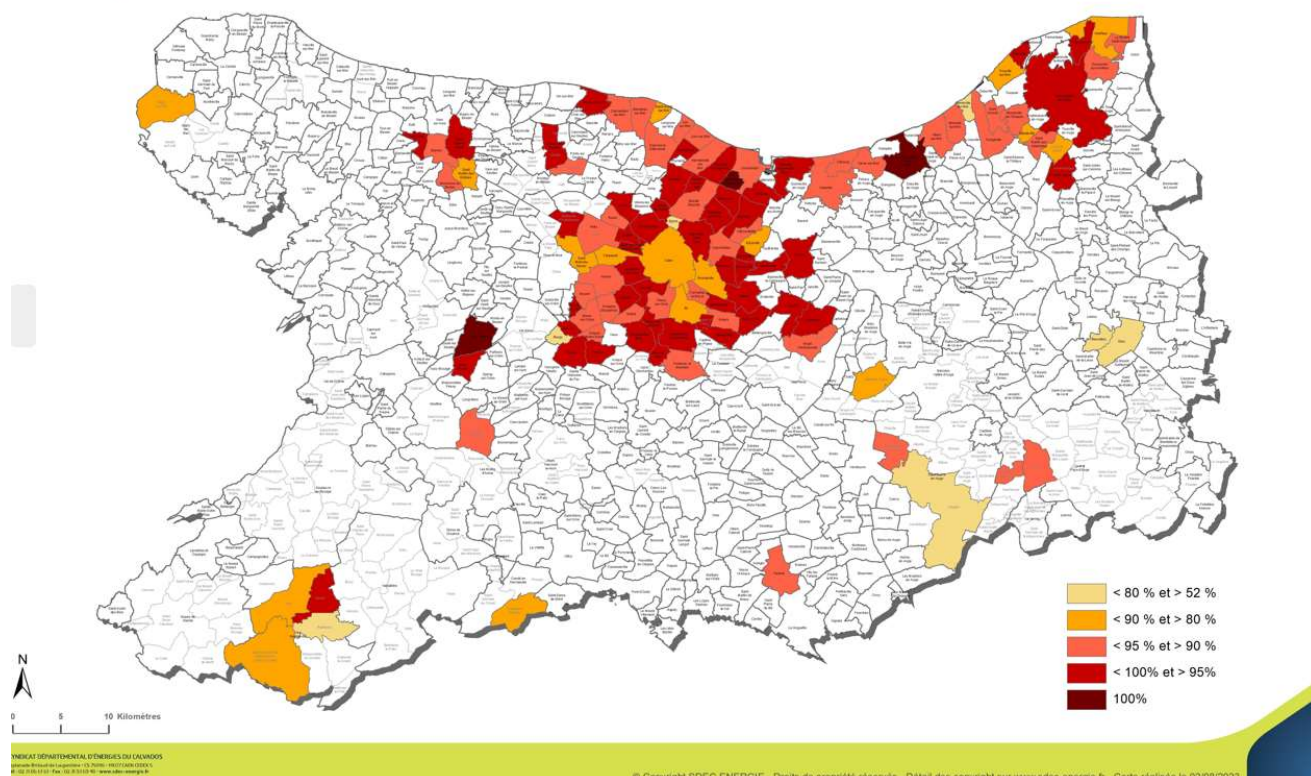


À la maille des concessions, le taux d'équipement en compteurs Gazpar est au terme de l'année 2021 de 91%, il progresse de 11 points par rapport à 2020.

Indicateurs de déploiement du compteur communicant Gazpar	2018	2019	2020	2021	Évolution en %	Évolution en nombre
Nombre de compteurs Gazpar posés	NC	65 244	101 885	110 396	8%	8 511
Nombre de compteurs Gazpar actifs (équipés)	NC	63 754	99 144	106 123	7%	6 979
Nombre de compteurs télérelevés (communicants)	NC	55 400	87 893	105 080	20%	17 187
Nombre de refus de pose confirmés	NC	193	235	252	7%	17
Taux de refus de pose	NC	0,19%	0,22%	0,22%	2%	
Nombre de compteurs actifs (au 31/12/2021)	NC	NC	108 738	115 095		



Taux d'équipement du compteur GAZPAR par commune



Les bénéfices attendus du comptage évolué en gaz naturel sont les suivants :

- l'amélioration de la fiabilité et de la fréquence du relevé des consommations,
- la mise à disposition des consommateurs des informations exactes sur leurs consommations de gaz,
- l'opportunité de développer de nouveaux services de maîtrise de la demande d'énergie.

Il est à noter que la CRE dans le cadre du déploiement du compteur Gazpar a décidé la mise en place d'une régulation incitative afin de maîtriser les coûts d'investissement et de respecter le calendrier de déploiement. Cette régulation a aussi pour objet de garantir le niveau de performance attendu du système de comptage Gazpar au travers de 7 indicateurs de qualité de service spécifiques au projet Gazpar qui donnent lieu à des incitations financières et de 8 indicateurs de suivi.⁵

⁵ Voir délibération de la CRE du 17 juillet 2014, complétée par la délibération du 21 décembre 2017 et modifiée par la délibération du 28 juillet 2021.

8. L'activité de comptage : la relève des compteurs⁶

Le Concessionnaire est chargé d'exercer les activités de comptage de l'énergie livrée et de l'énergie injectée dans le réseau de distribution de gaz naturel. Il est chargé par ailleurs d'exercer la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement de l'ensemble des dispositifs de comptage des utilisateurs raccordés à son réseau conformément à l'article L.432-8 du Code de l'énergie.

Cette activité est couverte par le tarif d'acheminement (ATRD), donc non facturée spécifiquement à l'utilisateur. La relève a pour objet de déterminer les quantités de gaz naturel livrées aux clients. Elle peut être ponctuelle ou périodique. Les volumes mesurés par les compteurs sont convertis en énergie par application d'un coefficient thermique.

Les relevés périodiques ont lieu⁷ :

- Chaque jour, pour les clients avec l'option tarifaire T4 ou TP,
- chaque mois, pour les clients avec l'option tarifaire T3,
- chaque jour, pour les clients équipés d'un compteur communicant avec l'option tarifaire T1 ou T2.
- chaque semestre, pour les clients non-télérelevés avec l'option tarifaire T1 ou T2

Lorsque GRDF ne peut pas accéder au compteur pour le relevé périodique, les quantités livrées sont déterminées à partir d'un index autorelevé par le client ou d'une estimation sur la base d'un historique de consommation. De même, l'index utilisé lors de certains événements contractuels peut être un index autorelevé ou un index calculé sur la base du dernier index connu et d'un historique de consommation.

Enfin, dans le cas d'un dysfonctionnement du comptage, les quantités livrées sont déterminées au moyen d'une estimation.


Plusieurs indicateurs sont utilisés afin de mesurer la qualité de la relève.

Ils ont été modifiés notablement afin de tenir compte du déploiement des compteurs communicants, car :

- D'une part, le relevé à pied diminue progressivement, laissant place à un télérelevé quotidien,
- et d'autre part, il faut s'assurer de la performance de la chaîne de communication globale de traitement des index issus des compteurs Gazpar.

Pour ce qui concerne spécifiquement la relève des compteurs Gazpar, le taux de relevés sur index réel télérelevé permet de mesurer le nombre de relevés sur index réel versus le nombre total de relevés, c'est-à-dire y compris les relevés sur index estimé.

Cet indicateur est un des indicateurs mis en place par la CRE⁸ dans le cadre de la régulation incitative du projet Gazpar. L'objectif à atteindre à la maille nationale est a minima de 98%. La CRE indique sur ce point que sur l'année 2021, la performance de GRDF s'agissant de la mesure et de la publication des index cycliques utiles à la facturation est bonne. En effet, le taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants est de 98,5 % (contre 97,5 % en 2020) avec une amélioration continue sur l'année 2021 pour atteindre une performance de 98,9 % sur le dernier trimestre 2021.

 **À la maille des concessions, cet indicateur est satisfaisant et atteint 97,9% en retrait cependant par rapport à 2020.** Le nombre plus important de relevés pris en compte dans le calcul de cet indicateur pourrait expliquer ce léger recul. Interrogé sur cette dégradation, GRDF a précisé que des incidents dans le cadre du programme informatique national EPOd pourraient expliquer cet état de fait. Le résultat atteint à la maille locale est moindre que celui observé à la maille nationale, et très légèrement inférieur à l'objectif minimum à atteindre.

⁶ Article L224-11 du code de la consommation : « Le fournisseur ... de gaz naturel facture, au moins une fois par an, **en fonction de l'énergie consommée**. Aucune consommation ...de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude. »

⁷ Données communiquées par le Concessionnaire (Guide de lecture du CRAC p°3).

⁸ Cet indicateur est dénommé dans ce cadre : « Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants ».

Indicateur relatif aux compteurs communicants	2018	2019	2020	2021
Taux de relevés sur index réel télérelevé	98,9%	99,2%	99,8%	97,9%
Nombre de relevés sur index réel	6 654	65 300	837 047	1 144 554
Nombre de relevés	6 726	65 816	838 281	1 168 724

Pour ce qui concerne la relève des compteurs des usagers T1 et T2 non communicants, le taux de relevés corrigés des compteurs permet de mesurer le nombre de relevés corrigés par GRDF, ces corrections de relevés interviennent à la suite de contrôles des consommations relevés à pied, à des corrections sur des index estimés ou à des contestations d'index issus des réclamations clients ou des demandes fournisseurs.



Ce taux minime est bon, et cela même s'il progresse légèrement en 2021 pour s'établir à 0,8%. Cet état de fait est lié à la très forte diminution du nombre de compteurs non communicants pris en compte dans ce calcul s'accompagnant d'une réduction moins importante du nombre d'index rectifiés.

Le taux de non-relève des compteurs non communicants n'a pas été communiqué par le Concessionnaire en 2021. Cet état de fait est lié à la forte diminution du nombre de ces compteurs. Cet état de fait n'appelle pas de remarque des agents de contrôle.

Indicateur relatif aux compteurs non communicants	2018	2019	2020	2021
Taux de relevés corrigés	0,2%	0,2%	0,5%	0,8%
Nombre de relevés corrigés	295	281	303	195
Nombre de compteurs non communicants	163 394	118 431	65 488	24 026

Pour ce qui concerne la relève de l'ensemble des compteurs actifs⁹ communicants ou non, le taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année permet de mesurer la part de compteurs dont l'index a pu être lu au moins une dans l'année permettant ainsi aux fournisseurs d'établir au moins une facture sur la base de l'énergie consommée (Article L224-11 du code de la consommation).



Ce taux est bon et progresse en 2021. On notera que le nombre de compteurs relevés et le nombre de relevés sur index réel restent très inférieurs à ceux constatés en 2018 et 2019. **Cette situation reste inexpliquée au terme de la mission de contrôle.**

Indicateur relatif aux compteurs actifs (Communicants ou non)	2018	2019	2020	2021
Taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année	97,4%	97,6%	98%	99,2%
Nombre de relevés sur index réel	165 699	179 897	101 355	108 638
Nombre de compteurs relevés	170 120	184 247	103 399	109 487

Le tableau ci-dessous indique le nombre de compteurs actifs et inactifs en fonction de leurs spécificités en 2021. Il est à noter qu'il existe un écart minime entre le nombre de compteurs relevés au titre du taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année.

Nombre de compteurs actifs et inactifs		Nombre
Nombre de compteurs actifs (domestique et industriel)		110 493
Nombre de compteurs inactifs (domestique et industriel)		5 577
Les compteurs domestiques	Nombre de compteurs actifs	109 485
	Nombre de compteurs inactifs	5 577
Les compteurs industriels	Nombre de compteurs actifs	1 008
	Nombre de compteurs inactifs	0

⁹ Un compteur est dit actif lorsqu'il est rattaché à un PCE actif c'est-à-dire rattaché à un contrat de fourniture de gaz.

9. Nombre de prestations, autres que celles relatives à l'activité de comptage, réalisées par GRDF

Outre l'activité de comptage, GRDF réalise d'autres prestations à la demande des usagers, des fournisseurs, des producteurs de biométhane et pour les autres gestionnaires de Réseaux de Distribution.

Ces prestations sont soit couvertes par le tarif d'acheminement (comme le comptage, ces prestations sont dénommées « Prestations de base »), soit payantes.

Dans ce dernier cas, il peut s'agir soit de prestations dites « à l'acte » ou ponctuelles soit de prestations récurrentes, dont l'exécution s'échelonne dans le temps, et qui sont facturées périodiquement.

La liste de ces prestations et leurs tarifs sont regroupés au sein d'un document dénommé le catalogue des prestations annexes de GRDF.

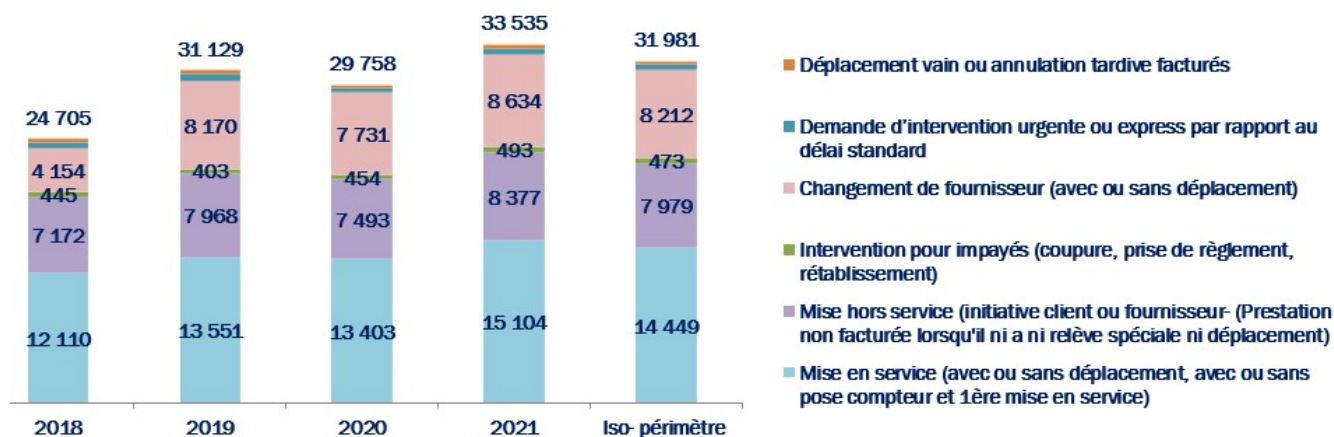
Le Catalogue des prestations de GRDF est élaboré conformément aux principes qui ont été définis par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en application des articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'Énergie. Il est publié sur le site internet de GRDF : www.grdf.fr. Les prix et plus largement les prestations évoluent au 1^{er} juillet de chaque année.

Le tableau ci-dessous indique les modalités de financement des principales prestations évoquées ci-après :

Nature des prestations	Prestations onéreuses pour l'utilisateur demandeur	Prestations financées par l'ATRD
Mise en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1 ^{ère} mise en service)	X	
Mise hors service (initiative client ou fournisseur)		X
Intervention pour impayés (coupure, prise de règlement, rétablissement)	X	
Changement de fournisseur (avec ou sans déplacement)	X	X
Demande d'intervention urgente ou express par rapport au délai standard	X	
Déplacement vain ou annulation tardive facturés	X	

Sur l'ensemble des concessions, le volume de ces prestations (facturées ou non) progresse de 13% (33 535 en 2021 pour 29 758 en 2019). À périmètre constant, cet accroissement n'est que de 7 %.

Ensemble des concessions: Nombre de prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs, ou couvertes par l'ATRD, regroupées par typologie



Ensemble des concessions : Nombre de prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs ou couvertes par l'ATRD, regroupées par typologie	2018	2019	2020	2021	Iso périmètre
Mise en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1 ^{ère} mise en service)	12 110	13 551	13 403	15 104	14 449
<i>Dont 1^{ère} Mise en service</i>	1 262	1 321	1 435	1 750	
Mise hors service (initiative client ou fournisseur)	7 172	7 968	7 493	8 377	7 979
Intervention pour impayés (coupure, prise de règlement, rétablissement)	445	403	454	493	473
Changement de fournisseur (avec ou sans déplacement)	4 154	8 170	7 731	8 634	8 212
Demande d'intervention urgente ou express par rapport au délai standard	523	662	436	566	545
Déplacement vain ou annulation tardive facturés	301	375	241	361	323
Somme	24 705	31 129	29 758	33 535	31 981

Les mises en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1^{ère} mise en service) représentent 45% des prestations réalisées, viennent ensuite les changements de fournisseur (avec ou sans déplacement) qui représentent 25% des prestations réalisées et les mises hors service (initiative client ou fournisseur: Prestation non facturée lorsqu'il n'y a ni relève spéciale ni déplacement) qui représentent 25% des prestations réalisées.

À iso périmètre, le nombre de prestations réalisées est un peu plus important que celui de l'année 2020, année fortement impactée par la pandémie.

10. Les prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD

En 2021, GRDF a facturé 64 286 prestations, ce résultat est en progression de **217 %** par rapport au même indicateur en 2020. À périmètre constant, le résultat progresse de **201%** par rapport à 2020.

Interrogé sur le point, GRDF a indiqué que cette augmentation s'explique par la prise en compte en 2021 de prestations récurrentes qui ont été omises les années précédentes.



Cette situation interdit une analyse des mouvements constatés entre 2021 et les exercices précédents. Le Concedant sera attentif au titre de l'exercice 2022 à l'évolution du nombre des prestations réalisées par le Concessionnaire.

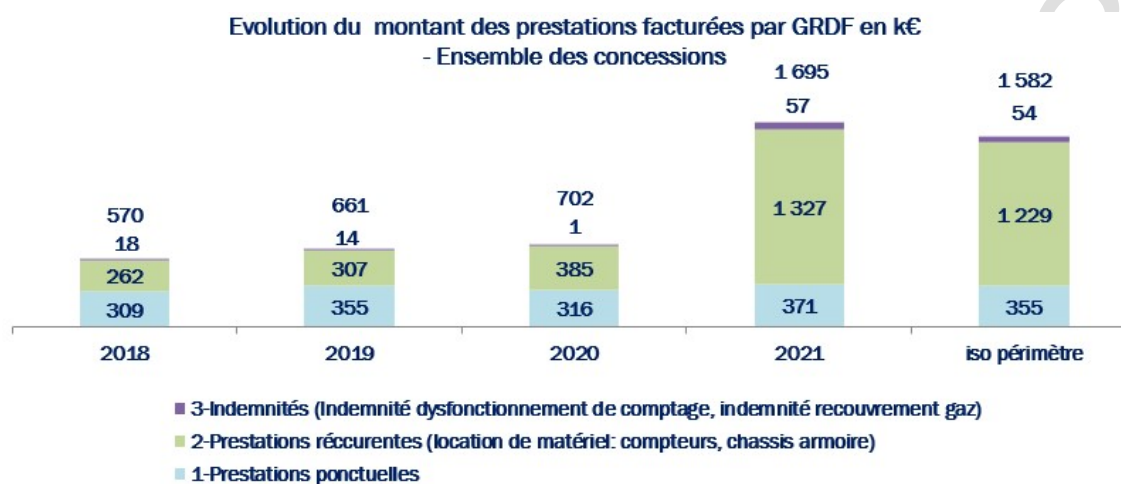


Ensemble des concessions : les prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs en nombre par nature	2018	2019	2020	2021
Prestations ponctuelles	15 121	16 755	15 574	17 970
<i>Dont mise en service</i>	12 219	13 740	13 355	15 176
<i>Dont coupures pour impayés</i>	318	287	356	379
<i>Dont Indemnités pour rendez-vous non tenus</i>	94	121	33	0
<i>Dont autres</i>	2 490	2 607	1 830	2 415

Ensemble des concessions : les prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs en nombre par nature	2018	2019	2020	2021
Prestations récurrentes (location de matériel : compteurs, châssis armoire)	3 336	3 947	4 710	46 259
Indemnités (Indemnité dysfonctionnement de comptage, indemnité recouvrement gaz)	18	14	1	57
Somme	18 475	20 716	20 285	64 286

En valeur, les prestations facturées progressent de 141 %, passant de 702 k€ à 1 695 k€. À périmètre constant, les recettes perçues au titre des prestations facturées progressent aussi fortement (1 582 k€, +139%).

Ces dernières hausses s'expliquent par une forte progression des prestations récurrentes en nombre.

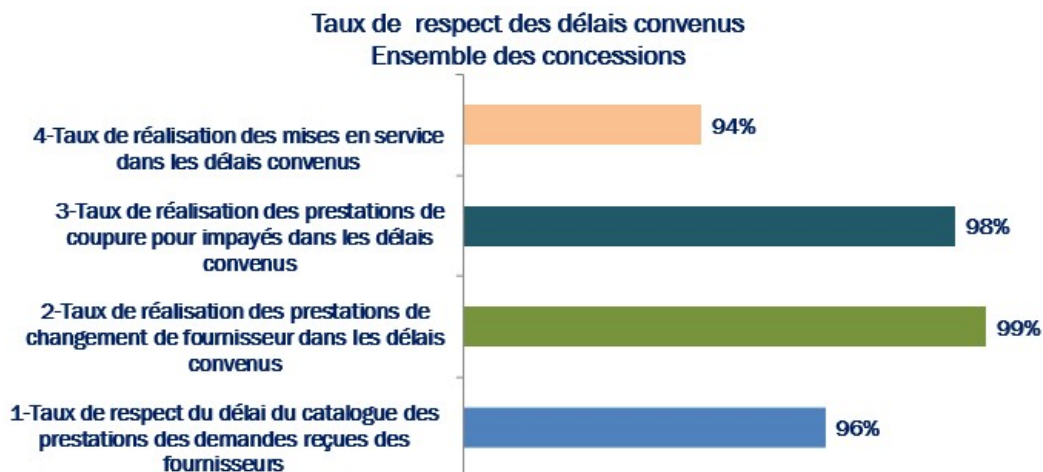


Ensemble des concessions : les prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs - recettes perçues par le Concessionnaire en k€	2018	2019	2020	2021
Prestations ponctuelles	309	355	316	371
<i>Dont mise en service</i>	194	222	218	252
<i>Dont coupures pour impayés</i>	14	13	17	18
<i>Dont Indemnités pour rendez-vous non tenus</i>	3,0	4,2	1,2	0,0
<i>Dont autres</i>	97,5	115,6	79,6	100,8
Prestations récurrentes (location de matériel : compteurs, châssis armoire)	262	307	385	1 327
Indemnités (Indemnité dysfonctionnement de comptage, indemnité recouvrement gaz)	-0,68	-0,34	-0,01	-2,40
Somme	570	661	702	1 695

11. Le respect des délais (hors raccordements)



Les taux de réalisation des prestations hors raccordement dans les délais sont bons malgré une très légère décroissance en 2021.

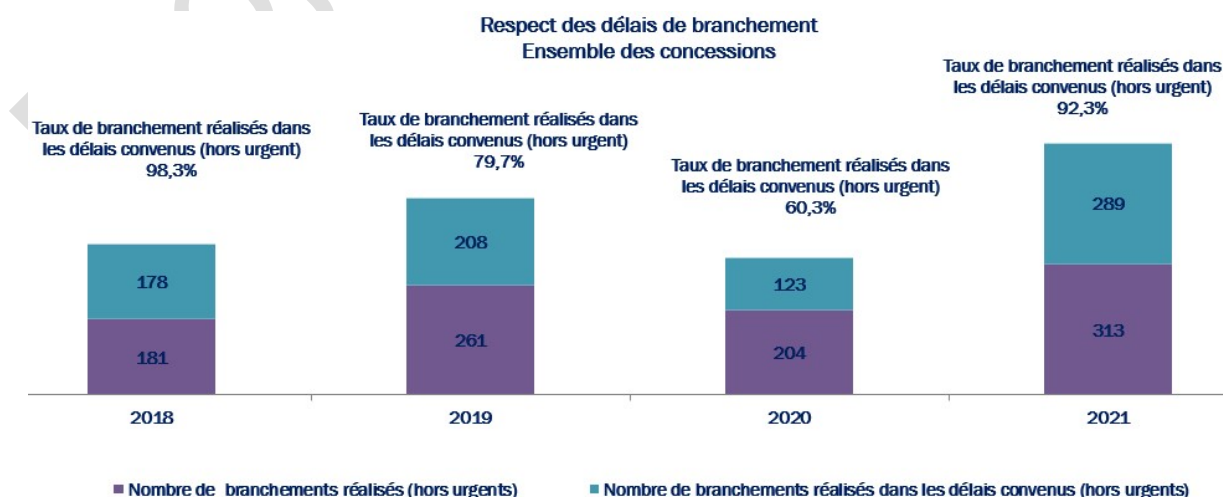


Taux de réalisation des prestations dans les délais standards (Ou délai supérieur si l'utilisateur le souhaite)	2018	2019	2020	2021
Changement de fournisseur	98,6%	97,4%	100,0%	98,9%
Coupure pour impayés	98,1%	99,8%	99,7%	98,4%
Mise en service	94,2%	94,5%	95,0%	94,1%
Mise hors service	95,2%	97,4%	97,4%	97,3%
Taux moyen de réalisation des prestations	95,8%	97,0%	97,8%	96,2%

Délais de réalisation standards des prestations - Catalogue des prestations	
Changement de fournisseur	Au plus tard dans les 4 jours à partir de la demande d'un fournisseur
Coupure pour impayés	Dix jours ouvrés
Mise en service	Cinq jours ouvrés
Mise hors service	Cinq jours ouvrés lorsque la prestation est sollicitée par un usager et dix jours ouvrés lorsque la prestation est sollicitée par un fournisseur

12. Le respect des délais de livraison des branchements

À la maille de l'ensemble des concessions, le taux de branchements réalisés dans les délais convenus (hors branchements urgents) revient à un très bon niveau en 2021 après un effondrement en 2020 lié à la pandémie.



Ce taux est de 92.3% en 2021, alors qu'il était de 60.3% en 2020, de 79.9% en 2019 et de 98.34% en

2018.

Les délais de réalisation des prestations restent maîtrisés alors que l'activité de raccordement s'est fortement renforcée : + 101 raccords réalisés par rapport à 2020 (322 raccords), le nombre de raccords réalisés est même supérieur à celui de 2019 (281 raccords).

Le taux de raccordement hors extension dans les délais convenus à la maille de l'ensemble des concessions est très supérieur à celui atteint par GRDF à la maille nationale (87.20%) et à l'objectif annuel fixé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (89%).

Respect des délais de livraison des branchements	2018	2019	2020	2021
Nombre de branchements réalisés	181	281	221	322
Nombre de branchements urgents réalisés	0	20	17	9
Nombre de branchements réalisés (hors urgents)	181	261	204	313
Nombre de branchements réalisés dans les délais convenus (hors urgents)	178	208	123	289
Taux de branchement réalisés dans les délais convenus (hors urgent)	98,3%	79,7%	60,3%	92,3%

Délais de livraison des branchements : Les branchements sont livrés à la date convenue avec l'utilisateur. Ci-dessous sont présentés les délais minimums. Ces délais courent à compter de la date de réalisation de l'ensemble des conditions cumulatives stipulées dans l'offre de raccordement.			
	Branchement sans extension de réseau sans traversée de voie publique	Branchement sans extension de réseau avec traversée de voie publique	Branchement avec extension de réseau
Branchement de débit compris entre 6 et 10 Nm ³ /h	10 jours ouvrés	15 jours ouvrés	2 mois
Branchement de débit > 10 Nm ³ /h	1 mois		


Les conditions évoquées ci-dessus sont les suivantes :

- Obtention des autorisations administratives : par exemple, autorisation ou accord des autorités administratives pour la réalisation des travaux, titre attestant d'une servitude de passage sur terrain privé, accord des copropriétaires le cas échéant, etc.
- Réalisation préalable par le Client des travaux à sa charge.
- Acceptation par le Client, de l'offre de raccordement.
- Paiement effectif par le Client de l'acompte prévu dans l'offre de raccordement.

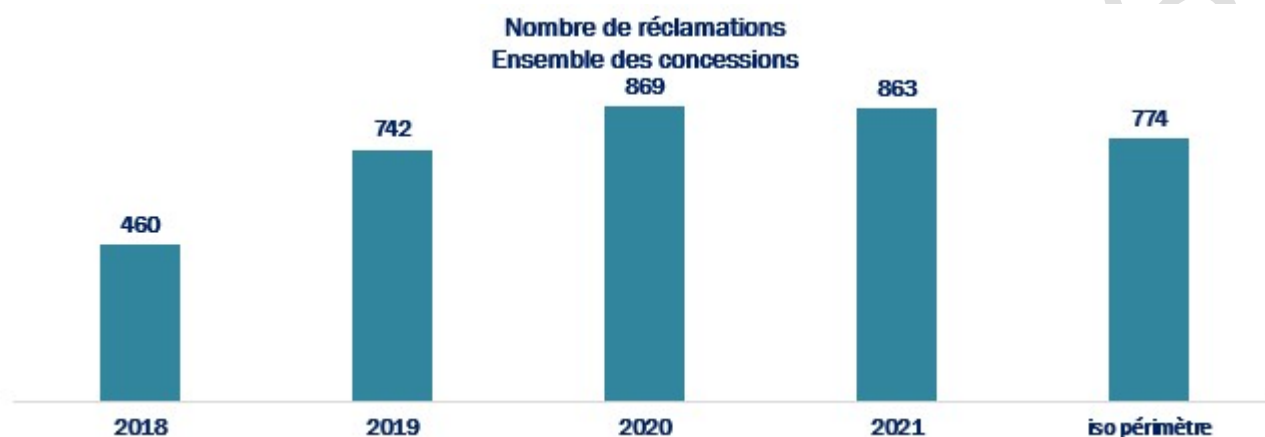
13. Les réclamations

Pour l'ensemble des concessions, on dénombre 863 réclamations en 2021. Le nombre de réclamations diminue de 0.7 % en 2021. Cette baisse intègre l'évolution du périmètre de la mission de contrôle.

À iso périmètre, on dénombre en 2021, 774 réclamations, soit une baisse de 11 % par rapport au nombre de réclamations comptabilisées en 2020 (869 réclamations).

 Après trois exercices consécutifs de progression, cette décroissance est satisfaisante. Ce mouvement doit se confirmer lors des prochains exercices.

On observe à la maille nationale un mouvement inverse avec une augmentation du nombre de réclamations présentées pour les fournisseurs et les clients.



Ramené au nombre d'utilisateurs, moins de 1% des utilisateurs ont présenté une réclamation (0.76%).



Les réclamations portent au principal :

- sur la contestation des données de comptage (ces réclamations représentent 51% de l'ensemble des réclamations),
- sur la réalisation des prestations annexes, ces réclamations représentent 21% de l'ensemble des réclamations,
- sur l'accueil client, pour la première fois, ces réclamations représentent 19% de l'ensemble des réclamations,
- les réclamations relatives au déploiement du compteur Gazpar ne représentent plus que 3% de ces réclamations, cette baisse est la résultante de la fin du déploiement du compteur communicant.

Ces réclamations sont en grande majorité (89% - 764) des réclamations courantes. 74 réclamations sont

en instance d'appel, et 25 réclamations font l'objet d'une médiation.

Les réclamations sont émises principalement par les fournisseurs d'énergie pour le compte des usagers (71%). 21 % des réclamations émanent des usagers. Seulement 8% des réclamations sont émises par les fournisseurs pour leur propre compte.

Les réclamations sont transmises par plusieurs canaux de transmission. Il est à noter que 79% sont transmises via le portail des fournisseurs d'énergie, 7 % sont transmises via le téléphone, 9% en utilisant le formulaire du site GRDF.fr, 5% sont transmises par courrier et autres canaux.

La durée moyenne de traitement des réclamations en jours est stable, elle est d'en moyenne 11.3 jours.



À la maille de l'ensemble des concessions, 95.3 % des réclamations courantes présentées par les fournisseurs sont traitées en moins de 15 jours (95 % en 2020).



94.7 % des réclamations présentées par les usagers sont traitées en moins de 30 jours : ce taux est moindre que celui de l'exercice précédent (96.3 % en 2020). Le Concédant souhaite que cet indicateur s'améliore dans les exercices ultérieurs.

14. Le développement du biogaz

Dans le département du Calvados, deux installations injectent du biogaz dans les réseaux de distribution depuis 2020. Ces installations disposent d'une capacité d'injection cumulée de 554 Nm³/h¹⁰, ceci classe le département au 31^e rang des 77 départements classés.

Ces installations ont injecté en 2021, 42 459 MWh. Ce volume injecté est en progression de 57% par rapport à l'exercice antérieur.

Indicateurs départementaux	Quantité annuelle injectée du Calvados (MWh)	Rang du Calvados en termes de quantité annuelle injectée (MWh)	Moyenne de quantité annuelle injectée (MWh)	Quantité annuelle injectée nationale (MWh)	Nombre de site (Maille nationale)
2020	15 987	37/63	27 120	1 708 554	183
2021	50 834	22/77	42 459	3 269 317	304
Évolution en nombre	34 847		15 339	1 560 763	121
Évolution en %	218%		57%	91%	66%

¹⁰ Unité usuelle correspondant au contenu d'un volume d'un mètre cube d'un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression (0 °C et 1,01325 bar)/heure.

15. Bilan partie usagers



Points forts

- Forte progression du taux d'équipement en compteurs Gazpar (91%),
- Les indicateurs relatifs à la relève des compteurs sont bons,
- Les taux de réalisation des prestations hors raccordement dans les délais sont bons,
- Les délais de livraison des branchements réalisés sont bons,
- Le taux de traitement des réclamations des fournisseurs progresse.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller en 2022

- Suivi du nombre et de la valorisation des prestations récurrentes,

Points en attente en 2022

- Poursuite de la baisse du nombre de réclamations,
- Amélioration du taux de traitement des réclamations des usagers.

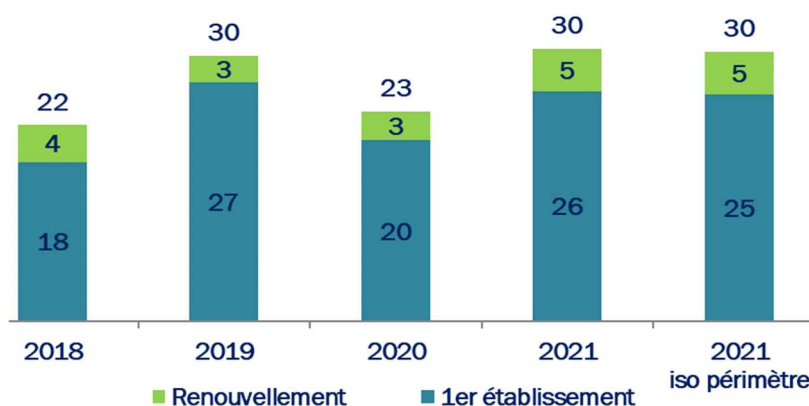


Points faibles ou en attente récurrente

Aucun

II – LES TRAVAUX

1. Linéaire de réseau mis en concession en km



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre. En effet, les linéaires de réseau déclarés par GRDF sont des linéaires inscrits à l'inventaire (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service.

De plus, compte tenu de l'absence d'inventaire localisé des liaisons réseau et des dérivations individuelles, les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire.



Le linéaire global de réseau, immobilisé en 2021 sur l'ensemble des concessions, est de 30,3 km, c'est +30% par rapport au linéaire de l'année précédente. À iso périmètre, le linéaire global de réseau immobilisé est de 29,9 km, soit +28% par rapport au linéaire de l'année précédente. C'est une reprise du développement des concessions après la contraction observée en 2020 du fait de la pandémie.



La concession 2006 n'a enregistré aucune mise en concession depuis plusieurs années et la concession 2017 n'en a pas enregistré en 2021.

25,5 km sur les 30,3 km de réseau immobilisé en 2021 sont réalisés dans le cadre de travaux de **1^{er} établissement**, les **4,8 km restants** constituant des travaux de renouvellement. Le linéaire immobilisé à la suite de travaux de **1^{er} établissement augmente fortement par rapport à celui constaté l'année précédente (+27%)**. Il est équivalent au linéaire immobilisé en 2019. Le linéaire immobilisé à la suite de travaux de **renouvellement augmente également fortement** par rapport à celui constaté l'année précédente (+48%). Ce linéaire est le plus élevé observé depuis plusieurs années.

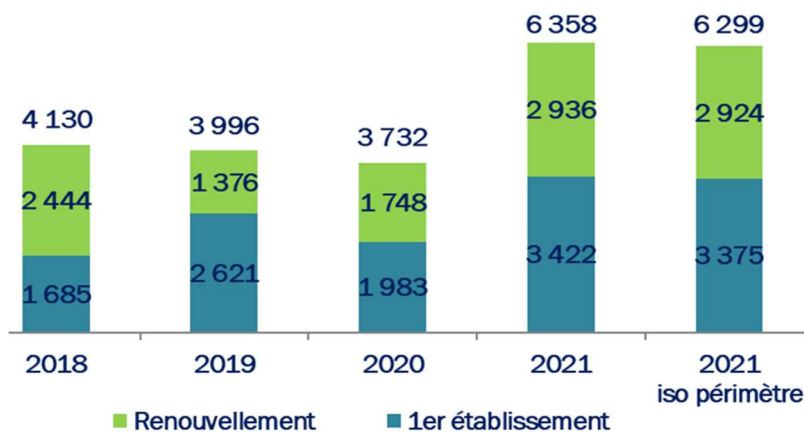
Plus généralement, le Concédant souligne que **la part des travaux de renouvellement immobilisés augmente depuis 2020**, sans retrouver la part observée en 2018 et 2019. Elle reste limitée (16% du linéaire immobilisé en 2021), tandis que le volume de réseau déjà amorti de plus de 45 ans évolue naturellement à la hausse (**308 km en 2021**) et que **169 km** de réseau posé sur les concessions sont des canalisations basse pression.



La question de l'ancienneté du réseau fait l'objet d'une divergence entre le Concédant et le Concessionnaire. Pour le Concessionnaire la sécurité d'un réseau est plus liée à ses caractéristiques techniques qu'à son âge. **Pour le Concédant, à défaut de disposer des études techniques démontrant l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'arrivée en fin de vie des équipements, la question du renouvellement de ces ouvrages reste posée.**

De plus, concernant la question du renouvellement du réseau basse pression, **ce type de réseau présente des taux de fuite environ 30 fois plus élevés que les canalisations moyenne pression** (cf. Rapport du CGE et du CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel - Janvier 2020 p. 40). Le Concédant rappelle donc ses demandes relatives d'une part, au renouvellement des linéaires de réseaux basse pression et d'autre part, à la communication des études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liés à l'arrivée en fin de vie des équipements. Le Concessionnaire précise lors de la mission de l'audit 2021 qu'un programme de suppression des canalisations en basse pression est mis en place au niveau national, mais que le territoire du Calvados n'est pas concerné à court terme par celui-ci.

2. Linaire de réseau immobilisé en k€



Il est à noter une très forte augmentation globale de +70% des investissements immobilisés sur l'ensemble des concessions par rapport aux montants investis en 2020 (+73% en 1^{er} établissement et +68% en renouvellement), +69% hors l'augmentation de périmètre de la concession 1997. Les montants d'investissements immobilisés en 2021 sont les plus importants observés depuis 2006.

Focus sur la concession historique :

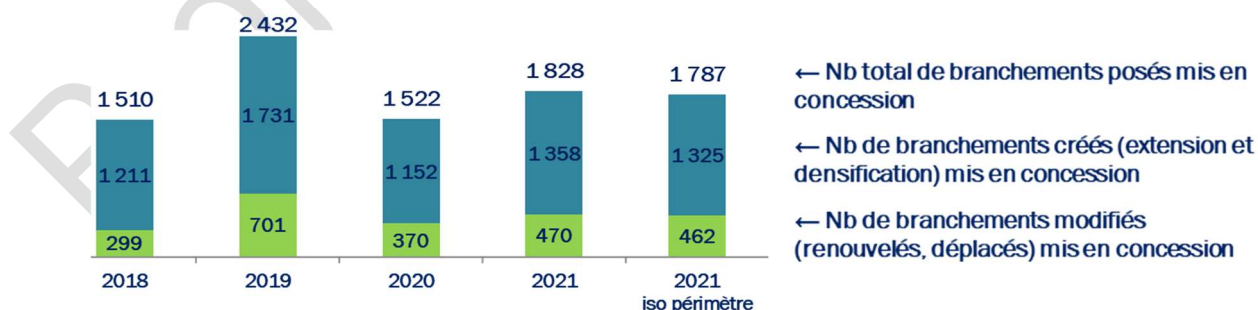
Le montant des investissements, hors montants de remises gratuites tiers et recettes non déduites, mis en concession en 2021, s'élève à 6 242 k€ (6 183 k€ à isopérimètre 2020, contre 3 640 k€ en 2020), dont 3 305 k€ pour les travaux de 1^{er} établissement et 2 939 k€ pour les travaux de renouvellement.

Les 5 territoires sur lesquels la part du montant des investissements de 1^{er} établissement sur la concession historique mis en concession en 2021 est la plus importante sont : CAEN (5%), COLOMBELLES (4%), COURSEULLES-SUR-MER (7%), ISIGNY-SUR-MER (21%), OSMANVILLE (10%). Ils totalisent 49% des investissements de 1^{er} établissement.

Les 5 territoires sur lesquels la part du montant des investissements en renouvellement sur la concession historique mis en concession en 2021 est la plus importante sont : CAEN (13%), DIVES-SUR-MER (25%), FLEURY-SUR-ORNE (7%), HÉROUVILLE-SAINT-CLAIR (21%) et TROUVILLE-SUR-MER (9%). Ils totalisent 75% des investissements de renouvellement.

Le coût moyen des travaux par mètre a globalement augmenté. Il augmente pour les travaux de 1^{er} établissement de 98 €/m à 135 €/m (+38%) atteignant ainsi le montant observé en 2013 et de 541 €/m à 613 €/m (+13%) pour les travaux de renouvellements, retrouvant le niveau de 2018.

3. Nombre de branchements mis en concession



Comme précisé pour les canalisations, les ouvrages mentionnés ici correspondent, non pas aux quantités de branchements créés, renouvelés ou mis hors service annuellement par le Concessionnaire, mais aux branchements qu'il a immobilisés ou sortis des inventaires dans l'année, quelles que soient leurs dates de mise en ou hors service.



Le nombre total de branchements mis en concession augmente, passant de 1 522 en 2020 à 1 828 en 2021 (1 787 à isopérimètre). C'est une légère reprise du développement des concessions après la contraction observée en 2020 du fait de la pandémie.

En 2021, **1 358 branchements créés**, lors de travaux de densification ou d'extension, **ont été mis en concession sur l'ensemble des concessions** (1 325 à périmètre constant), **en augmentation par rapport à l'année précédente** de +18% (+15% à périmètre constant), soit en nombre : +206 (+173 à périmètre constant). Toutefois, le nombre de branchements créés immobilisés en 2021 est très en deçà de celui observé en 2019.

Le nombre de branchements renouvelés ou déplacés mis en concession augmente sans toutefois retrouver le volume de 2019 : 470 branchements (462 à isopérimètre 2020) contre 370 en 2020 (+27% par rapport à 2020, +251% à isopérimètre).

Le linéaire moyen de réseau par branchement créé lors d'extensions et mis en concession en 2021 est de 25 mètres pour l'ensemble des délégations de service public contre 22 mètres en 2020.

4. Suivi des études de rentabilité (B/I) et des conventions de contributions financières

Si une demande d'extension est supérieure à 35 m par branchement domestique, GRDF réalise une étude de rentabilité (B/I) afin de déterminer l'éventuelle participation financière du demandeur, en sus du forfait de raccordement.

Le concédant a versé cette participation financière pour deux opérations. Nous assurons le suivi des deux conventions de financement signées dans ce cadre.

Les études de rentabilité :

Si une demande de raccordement nécessite une extension supérieure à 35 m par branchement domestique, GRDF réalise une étude de rentabilité (B/I) afin de déterminer l'éventuelle participation financière du demandeur, en sus du forfait de raccordement. En 2021, le Concessionnaire indique avoir réalisé **143 études validées** (137 à isopérimètre 2020), en diminution de -27% par rapport à 2020. Le résultat de 17% (soit 24) d'entre elles était négatif et **16 de l'ensemble de ces études ont donné lieu à des travaux dans l'année.**



Cette diminution est le signe d'une amorce de désaffection des usagers envers l'énergie gaz à la suite de la mise en place notamment de la réglementation dite RE 2020 et de l'augmentation du coût des énergies.

Le Concessionnaire a communiqué plusieurs données fixes et variables prises en compte dans les études de rentabilité. Ces données n'ont pas été réévaluées en 2021.

En analysant le lien entre les travaux réalisés et les études de rentabilité correspondantes, le Concédant constate que des études de rentabilité n'ont pas été validées (6 études sur 86, soit 7%) et plusieurs références des études ne sont pas mises à jour dans l'outil de suivi des travaux¹¹ (9 études sur 86, soit 10,5%).

Le Concédant regrette que les informations contractuelles demandées (liste détaillée exhaustive des études de rentabilité réalisées, y compris le montant des remises gratuites) soient dispersées dans plusieurs sources distinctes, rendant complexe leur analyse. Cependant, la globalité des informations transmises est satisfaisante.

Le SDEC ÉNERGIE a conclu 2 conventions visant à contribuer à l'équilibre d'opérations de raccordement : L'une, en 2017, pour la réalisation de 14 branchements (lotissement) rue de la Croix à FEUGUEROLLES-BULLY (participation versée : 5 590 €) et l'autre, en 2018, pour la réalisation d'un branchement (crèche) rue de l'Occitanie à SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE (participation versée : 3 996 €).

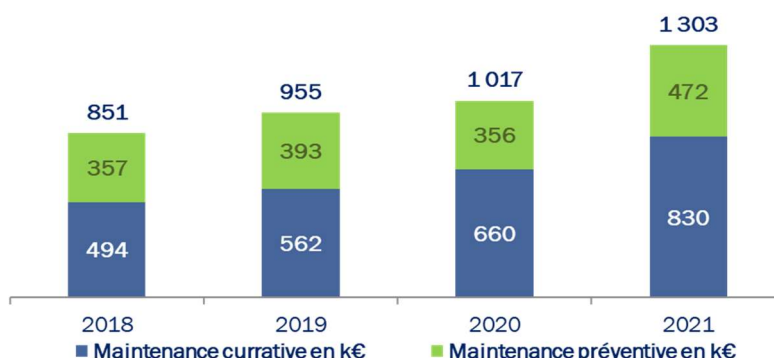
Le Concédant interroge le Concessionnaire afin de connaître les éventuels raccordements intervenus depuis la conclusion des deux conventions de financement et mesurer leurs effets sur l'équilibre économique des opérations.

Le Concessionnaire n'a pas répondu à cette interrogation lors de la mission de contrôle 2022 en précisant

¹¹ SAP

que les conventions prévoient « qu'un calcul soit refait au terme d'un délai de 8 ans à compter de la réalisation de l'opération de raccordement, correspondant à la date de mise en gaz ».

5. Dépenses de maintenance préventive et curative en k€ pour l'ensemble des concessions



Il est à noter, en 2021, **une augmentation du budget des dépenses de maintenance de 28%** par rapport à 2020. Ces données sont communiquées à la maille de l'ensemble des concessions depuis l'exercice 2018.

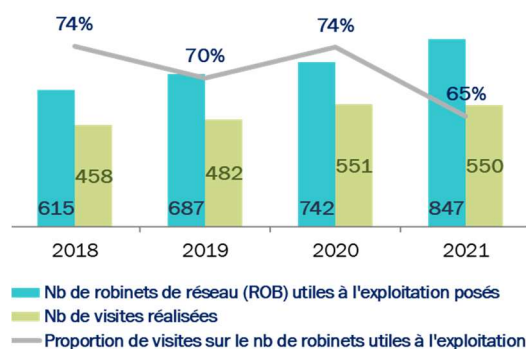
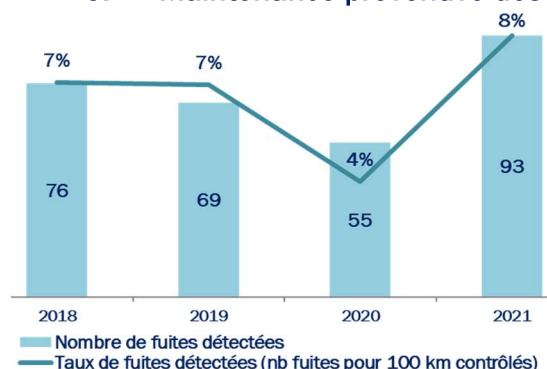
 **36% de ces dépenses sont utilisés pour la maintenance préventive** (contre 35% en 2020). On note une **augmentation du montant global dédié à la prévention de +33%** entre 2020 et 2021.

Cependant, s'agissant d'une charge indirecte du compte d'exploitation, le montant affiché ne correspond que partiellement aux montants des opérations de maintenance exécutées sur les concessions, une partie est calculée par clés de répartition. Le Concessionnaire a communiqué plusieurs éléments d'informations complémentaires relatifs à ces clés de répartition.

 **Le détail des montants par poste de maintenance préventive et de maintenance curative n'est plus transmis depuis la mission de contrôle 2018.**

Le Concessionnaire calcule le montant des charges d'exploitation de maintenance à la maille des concessions en distinguant les dépenses sur le réseau (Intervention incident, Maintenance corrective programmée et Maintenance préventive) et les dépenses sur branchements (Maintenance corrective programmée et Maintenance préventive).

6. Maintenance préventive des canalisations et des robinets



Les canalisations : La réglementation impose, pour la surveillance des canalisations, une fréquence de Recherche Systématique de Fuite (RSF) selon plusieurs paramètres (caractéristiques et âge du réseau, historique des fuites du réseau et leur localisation...). GRDF réalise les opérations de RSF au moyen d'un véhicule de surveillance et de recherche (VSR) ou à pied pour le réseau non accessible au VSR. Certains éléments du réseau sont inspectés plusieurs fois par an (en particulier le réseau en basse pression : 3 fois par an), d'autres le sont tous les ans (points singuliers...) et d'autres encore tous les 4 ans (autres canalisations en MPB).

Le Concessionnaire a identifié **201 points singuliers sur le département du Calvados au 31/05/2022**. Il s'agit essentiellement de canalisations réseau (franchissement de cours d'eau, de voie ferrée).

Le Concessionnaire **communique uniquement les linéaires de réseau programmés et contrôlés par commune**. En 2021, GRDF précise avoir programmé **794 km de réseaux à contrôler et en avoir surveillé 1 111 km**. Le Concessionnaire ne déclare **pas de retard dans la surveillance du réseau moyenne pression de type B (MPB), comme du réseau en basse pression (BP)**.

En 2021, les opérations de Recherche Systématique de Fuite ont permis de détecter une moyenne de **8 fuites pour 100 km de réseau surveillé**, le double du taux de fuite calculé pour 2020 (4 fuites pour 100 km). Ce niveau est légèrement supérieur à celui observé en 2018 et 2019. Les auditeurs soulignent que ce taux est particulièrement volatile d'une année à l'autre, sans que cette volatilité, à elle seule, exprime une dégradation de cet indicateur.

Le SDEC ÉNERGIE n'a **pas eu accès aux informations** souhaitées quant **aux résultats détaillés de l'activité de surveillance des canalisations** et notamment les caractéristiques des réseaux surveillés (canalisations par année de pose, matière et pression, longueur et type de pression surveillées par commune). Contrairement à la mission de contrôle précédente, le Concessionnaire n'a **pas communiqué le nombre de fuites détectées par RSF par classe à la maille du Calvados**. Le Concédant souligne cette dégradation de la précision des informations communiquées.

Les organes de coupures : seuls les robinets dits utiles à l'exploitation sont contrôlés (classes de sensibilité 1, 2 et 3). Le Concessionnaire a **déterminé le rythme de surveillance des robinets de réseau en fonction de leur classe de sensibilité**, d'une inspection annuelle à une inspection tous les 4 ans.

La proportion entre le nombre de visites réalisées en 2021 et le nombre de robinets utiles à l'exploitation est de 65%. Cette proportion est en diminution par rapport à 2020. GRDF présente un taux de visites réalisées de 103% sur l'ensemble des concessions au regard du nombre de visites programmées. Un même ouvrage peut faire l'objet de plusieurs visites dans l'année (rare). Ces visites ont permis la détection de 9 robinets de réseau non manœuvrables et 26 fuites.

GRDF indique avoir **réalisé entièrement la gamme de maintenance des robinets de réseau et que les contrôles réalisés n'ont abouti à aucune action de maintenance inhabituelle**.

GRDF a communiqué les résultats de l'activité de surveillance d'un échantillon de **32 robinets de réseaux indiqués utiles à l'exploitation** (4% du parc total, 54% du parc des 9 communes concernées, 6% des visites réalisées) en précisant la date de maintenance et le résultat, mais **pas la classe de sensibilité**. L'ensemble de l'échantillon est noté "RAS", sauf 2 visites pour lesquelles le robinet est signalé introuvable ou inaccessible. Le Concédant souligne que **les informations communiquées doivent être complétées par le niveau de criticité des anomalies**.


7. Maintenance préventive des protections cathodiques et postes de détente


Les protections cathodiques : Les canalisations en acier enterrées doivent être protégées contre les phénomènes de corrosion. **Les mesures de l'efficacité des moyens de la protection cathodique active doivent être réalisées tous les 2 ans au plus tard.**

 GRDF indique avoir **réalisé entièrement la gamme de maintenance des ouvrages de protections cathodiques et que les contrôles réalisés n'ont pas abouti à des actions de maintenance inhabituelles.**

 **18 anomalies ont été relevées lors des visites de maintenances réalisées en 2021, comme en 2020. L'Autorité concédante ne dispose pas du nombre de ces non-conformités par niveau de sensibilité.**

Les postes de détente réseau : Le Concessionnaire planifie la visite des postes de détente réseau, en tenant compte notamment de leur emplacement sur le réseau et dans l'environnement et des qualités reconnues du matériel en place. **Ainsi, GRDF a défini 7 classes de sensibilité et prévoit de réaliser les opérations de maintenance (inspections, révisions, mesures de terre) tous les 6 mois à 4 ans. Un même poste de détente réseau peut faire l'objet de plusieurs visites dans l'année.**

 Le Concessionnaire précise que **le programme de maintenance des postes de détente réseau (PDR) a bien été réalisé sans action de maintenance inhabituelle en 2021** (115 visites de postes de détente réseau réalisées pour 111 prévues).

 **GRDF a communiqué les résultats de l'activité de surveillance d'un échantillon de 22 postes de détente réseau** (12% du parc total) qui ont bénéficié de 16 visites (14% des visites réalisées) en précisant la date de maintenance, le type de visite (révision, inspection) et la présence ou non d'anomalie, mais pas la classe de sensibilité. **L'ensemble de l'échantillon est noté "RAS", sauf pour 2 postes.**

 **L'Autorité concédante note l'amélioration de la précision des informations transmises, mais ne dispose pas du nombre de non-conformités par niveau.**

8. Maintenance préventive des ouvrages collectifs et des compteurs

Les ouvrages collectifs de branchement : 3 classes de sensibilité des ouvrages collectifs appellent à des inspections et/ou des révisions tous les 5, 10 ou 20 ans. La surveillance des branchements sur réseaux (hors ouvrages implantés en immeubles collectifs) est effectuée par GRDF simultanément à la recherche des fuites sur canalisation.

 Le Concessionnaire précise que **le programme de maintenance des ouvrages de branchements collectifs est respecté sans action de maintenance inhabituelle en 2021.**

GRDF présente un nombre de visites de branchements collectifs réalisées (1 177) légèrement supérieur à celui prévu en 2021 (1 173). Ce détail n'est pas fourni pour les autres ouvrages (BRPart, CI, CM, NO, TC, CC). GRDF a précisé le nombre de conduites d'immeuble (56) et de conduites montantes (63) mises en conformité en 2021. **Contrairement aux données 2020, le Concessionnaire n'a pas communiqué la répartition des ouvrages mis en conformité par classe de sensibilité. Les autres résultats des visites effectuées sur les différents ouvrages (fuites décelées, anomalies constatées) ne sont pas communiqués. Ces seuls éléments ne permettent pas au SDEC ÉNERGIE de conclure sur l'efficacité de ces contrôles.**

La vérification des compteurs : La périodicité de vérification des compteurs dépend de leur technologie. GRDF a remplacé l'activité de VPE (Vérification Périodique et Étalonnage) par l'activité de DPC (Dépose Pose Compteurs). La DPC recouvre toutefois deux opérations distinctes :

- Soit les compteurs sont déposés et ferrailés (ex : les compteurs domestiques),
- Soit ils sont déposés, envoyés en révision puis reposés (cas de certains compteurs industriels).

La VPE/DPC est réalisée sur les compteurs actifs et inactifs.

Les compteurs traités en 2021 représentent 39% du volume de compteurs concernés par la vérification, contre 77% en 2020. Cette proportion est principalement expliquée par l'inaccessibilité d'un grand nombre de compteurs domestiques qui n'ont pas été remplacés par le compteur communicant Gazpar.



On note que le nombre de compteurs domestiques dépassant le délai de vérification de 20 ans a à nouveau baissé (-16%) : 1 590 en 2021 contre 1 948 en 2020 et ce, même avec l'augmentation du périmètre de la concession historique.

Dans le même temps, le nombre de compteurs industriels en dépassement de délai a fortement augmenté (61 en 2021 contre 7 en 2020). Le Concessionnaire explique cette évolution par les difficultés d'approvisionnement en compteurs.

Le Concédant a constaté, lors de la mission de contrôle 2021, une avancée concernant la pertinence des informations communiquées relatives aux actions de maintenance menées par le Concessionnaire. Le Concédant constate, à la fin de l'audit de la mission de contrôle 2022, un **retour en arrière sur la communication de certaines données de maintenance**.

Le Concédant souhaite avoir une meilleure connaissance de son patrimoine concédé. Les résultats détaillés des activités de maintenance du Concessionnaire sont des éléments essentiels à cette connaissance. De plus, ils permettront d'élaborer un diagnostic partagé du réseau dans le cadre de la préparation des futurs PPI.

Le Concédant attend du Concessionnaire qu'il lui fournisse :



- des **indicateurs** de réalisation et de **résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés**, qu'il a en partie lui-même déterminées,
- et le **nombre de fuites et d'autres anomalies détectées par niveau de criticité**.

À cette demande, le Concessionnaire répond que **de nouveaux indicateurs de maintenance seront mis en place dans le prochain CRAC**.

Projet-2023-108

9. Bilan de la partie travaux



Points forts

- Augmentation du linéaire de canalisations et des investissements immobilisés.
- Augmentation des dépenses dédiées à la maintenance préventive et curative et de la part des dépenses de maintenance préventive.
- Le nombre de compteurs dépassant le délai de vérification a baissé.
- GRDF indique avoir réalisé entièrement les gammes de maintenance des robinets de réseau, des ouvrages de protections cathodiques, des postes de détente réseau, et des ouvrages de branchements collectifs. Il précise que ces contrôles réalisés n'ont abouti à aucune action de maintenance inhabituelle.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller en 2022

- Surveiller le volume de densification de la concession 2006 qui n'enregistre aucune mise en concession de réseau depuis plusieurs années et celui de la concession 2017 qui n'en a pas enregistré en 2021.
- Surveiller le volume des études de rentabilité établies par le Concessionnaire.

Points en attente en 2022

- Le linéaire de réseau renouvelé est limité, le Concédant souhaite que le Concessionnaire renouvelle les linéaires de réseaux basse pression et communique les études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'âge des ouvrages.

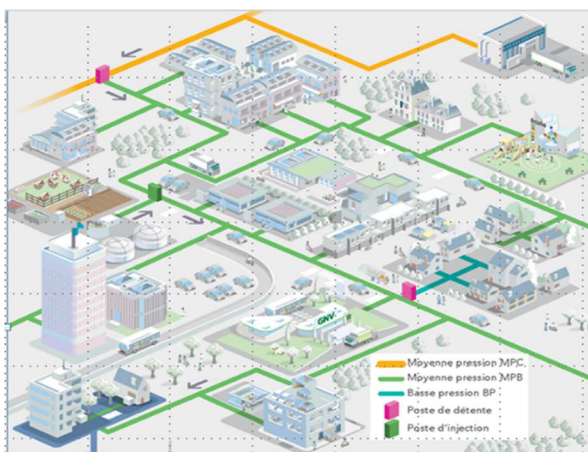


Points faibles ou en attente récurrente

- Le Concédant attend des indicateurs de réalisation et de résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés.
- Non-transmission d'un certain nombre de données en 2021 : détail des montants par poste de maintenance curative et préventive, depuis la mission de contrôle 2018.

III – LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Quelques précisions terminologiques



- Les ouvrages concédés appartiennent au SDEC ÉNERGIE, à l'exclusion des postes de livraison des consommateurs finals.
- La limite amont des ouvrages concédés est située au niveau de la bride aval du poste de détente transport.
- La limite aval des ouvrages concédés se situe au niveau de la bride aval du compteur individuel (incluse).

Le réseau de distribution de gaz achemine le gaz naturel selon différentes pressions :

- moyenne pression C (MPC) : entre 4 bar et 25 bar ;
- moyenne pression B (MPB) : entre 400 mbar et 4 bar ;
- moyenne pression A (MPA) : entre 50 mbar et 400 mbar (absente sur le Calvados) ;
- basse pression (BP) : inférieure à 50 mbar.

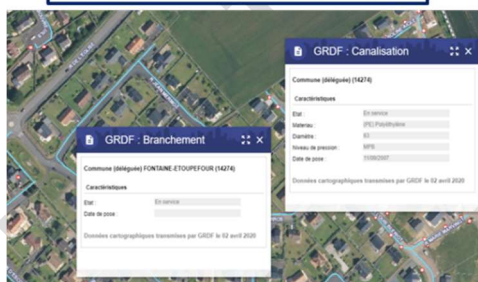
En aval du coffret domestique, 21 mbar est la pression d'alimentation des appareils à gaz.

2. Un seul patrimoine – trois descriptions

Inventaire technique

insee	commune	matiere_de_l_ouvrage	niveau_de_pression	diametre_interieur_en_mm	diametre_exterieur_nomenclature_immo	annee_de_mise_en_service	longueur_installee_en_m
-------	---------	----------------------	--------------------	--------------------------	--------------------------------------	--------------------------	-------------------------

Inventaire cartographique



Inventaire comptable

Le tableau est un tableau de suivi d'inventaire avec des colonnes pour les différents types de biens et leur état. Il est divisé en sections pour les changements d'affectation et les biens en change.

Le Concessionnaire fournit au Concédant dans le cadre de la mission de contrôle :

- Un **inventaire patrimonial** composé de plusieurs fichiers numériques,
- Un certain nombre de **données techniques complémentaires** sur les biens couverts par l'inventaire patrimonial,
- Un certain nombre de **d'informations cartographiques** relatives à ces biens.



Il n'existe pas à l'heure actuelle d'identifiant unique permettant d'identifier un même ouvrage dans ces différentes sources.

Les données techniques et comptables peuvent présenter des écarts, ces derniers donnent lieu à des calculs de taux d'incohérence qui visent à mesurer ces écarts. Ces taux sont calculés pour les canalisations (voir § ultérieur), les ouvrages collectifs de branchement, les postes de détente.

Concernant les informations cartographiques, GRDF met en place plusieurs actions pour améliorer la

précision de localisation du réseau. Ainsi, le Concessionnaire a indiqué qu'il poursuivait son projet de report de branchement en classe A. De plus, il développe un projet national METIQE afin de rapprocher la base cartographique moyenne échelle (ME) avec la base clientèle (anciennement QE).

GRDF a communiqué le taux de canalisations de réseau en classe de précision A par commune au titre de la réglementation relative aux travaux à proximité des réseaux souterrains : à fin 2021, il est en moyenne de **80%** sur les communes en **zone urbaine** et 74% sur les autres communes.

Le Concessionnaire a précisé le processus de mise à jour de ses bases cartographiques (moyenne et grande échelle) après la mise en gaz d'un branchement. GRDF a précisé qu'en Normandie en 2021, 96% des branchements étaient mis à jour en cartographie sous un mois à partir de la date de mise en service.

Le Concessionnaire a communiqué le nombre de branchements de type « rattachement fictif PDR » au 31/12/2021 par concession. Ces branchements ne sont pas positionnés historiquement dans le SIG, mais ils sont localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE (point de comptage et d'estimation). La position géographique et les caractéristiques à l'inventaire de ces branchements sont à préciser. **Le nombre de ces branchements diminue** (à périmètre constant).



3. Taux d'incohérence des canalisations



Les bases de données technique (SIG) et comptable (MANDARIN) peuvent présenter des écarts relatifs aux ouvrages qu'elles recensent. Ces écarts peuvent porter sur les quantités, les années de mise en service, la localisation, le diamètre, la matière, etc. Le Concessionnaire suit les écarts entre ces deux bases (écarts SIG/Mandarin) et travaille à les réduire en priorisant le traitement des écarts sur le flux et en particulier, ceux avec de grandes longueurs. Il a la même approche pour le stock.

Le SDEC ÉNERGIE calcule le **taux d'incohérence des longueurs de canalisations** entre les inventaires comptable et technique (stock). La méthode utilisée par le Concédant prend en compte la somme des écarts absolus de longueur, hors flux de l'année, constatés sur la combinaison "INSEE + Année de MES + Code matière + Code diamètre", rapportée à la somme des longueurs de l'inventaire comptable et de l'inventaire technique.



Le taux d'incohérence ainsi calculé par le SDEC ÉNERGIE sur les inventaires 2021 à la maille des concessions est de 5,4%, en diminution par rapport à 2020 (-8%).

GRDF calcule un taux d'incohérence concernant les canalisations :

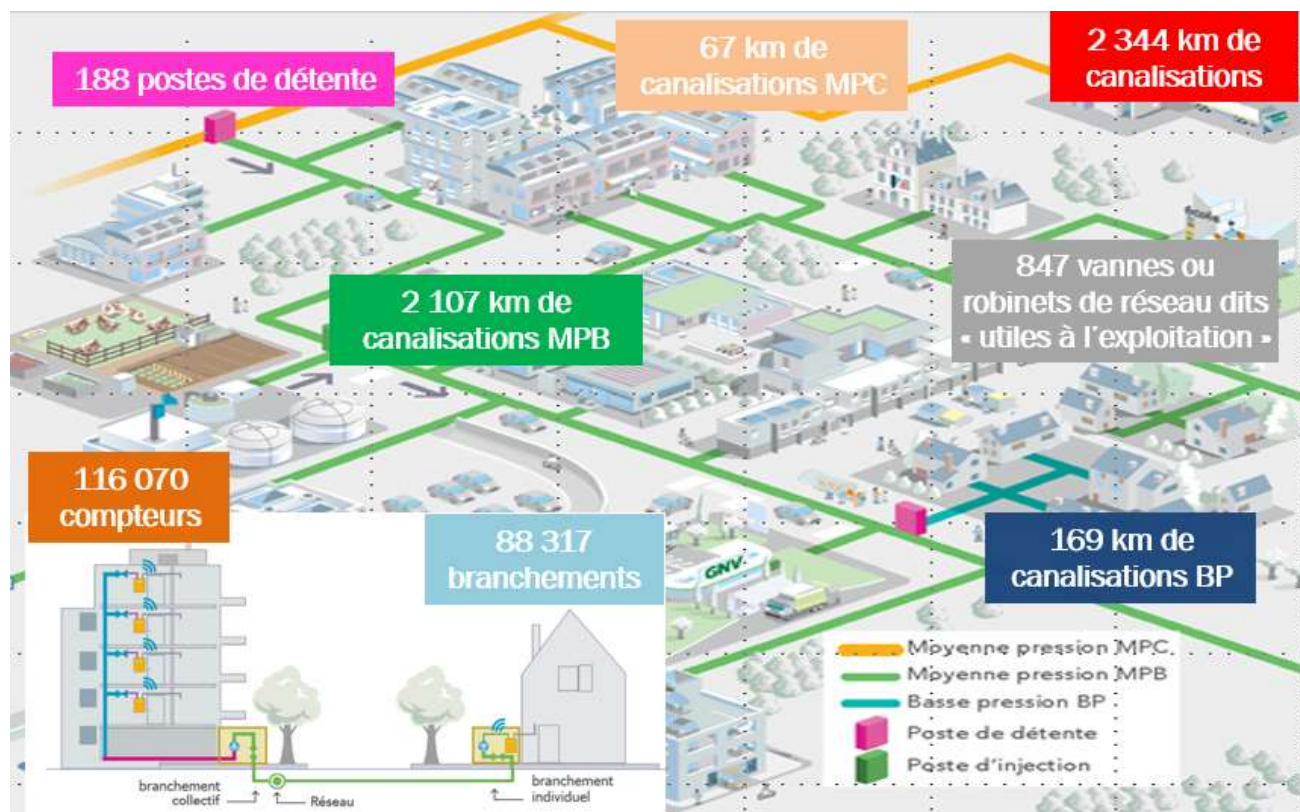
- Sur le flux, le taux est calculé sur les 4 dernières années, y compris l'année en cours (prise en compte des années N à N-3).
- Sur le stock, le taux est calculé sur toutes les années de mise en service.

Ces taux sont basés sur la somme des écarts absolus de longueur constatés sur une combinaison "INSEE + Année de MES + Code matière + Code diamètre", rapportée à la somme des longueurs de l'inventaire comptable et de l'inventaire technique.



Sur l'ensemble des concessions, **le taux d'incohérence calculé sur le flux par GRDF diminue en 2021 de 1,72% à 0,89%. Le taux d'incohérence sur le stock augmente fortement**, passant de 2% à fin avril 2021 à 5% à fin avril 2022. Ceci est dû au fait que le Concessionnaire a réalisé le calcul sur le stock, y compris sur la dernière année de mise en service, contrairement au taux fourni lors de la mission de contrôle précédente.

4. Le stock des ouvrages concédés

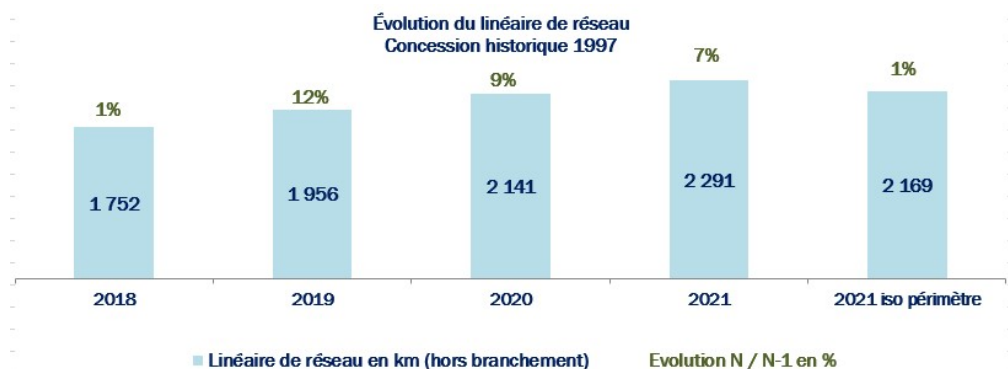


Au terme de l'exercice, le réseau de distribution public de gaz géré par GRDF sur l'ensemble des concessions est composé de :

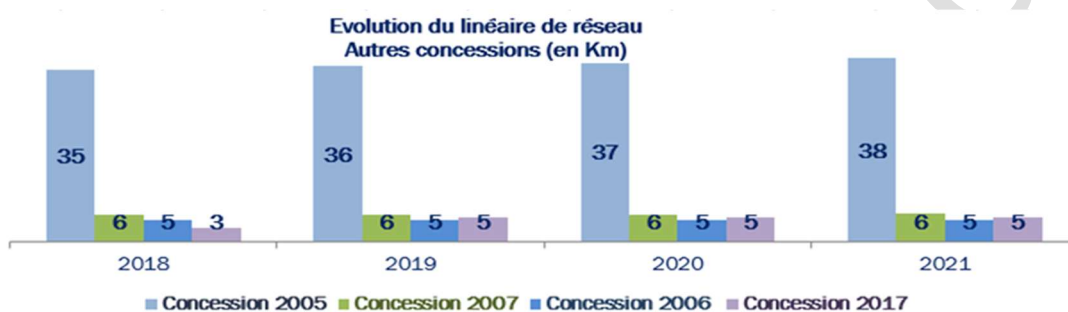
- **2 344 km de canalisations de distribution** (hors canalisations de branchement) répartis en différentes pressions :
 - o 67 km de canalisations en MPC,
 - o 2 107 km de canalisations en MPB,
 - o et 169 km de canalisations en BP.
 - o
- **188 postes de détente** permettant d'abaisser la pression (de MPC à MPB ou de MPB à BP),
- **847 vannes actives ou robinets de réseau** (organes de coupure) dits « utiles à l'exploitation » utilisés pour interrompre l'alimentation en gaz lors d'incidents ou de travaux,
- **88 317 branchements.**,
- **116 070 compteurs** permettant la mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur.

Le coffret de branchement est l'équipement (boîte rectangulaire en résine beige) abritant le compteur, l'organe de coupure et éventuellement le dispositif détenteur/régulation. Il est généralement installé en limite de propriété.

5. Évolution des linéaires, composition et pressions



En 2021, le linéaire de réseau de la concession historique augmente de **149 km**, soit **+7%** par rapport à 2020. Cette forte augmentation est liée à l'extension de son périmètre. À périmètre constant, l'augmentation aurait été de 28 km (+1%).

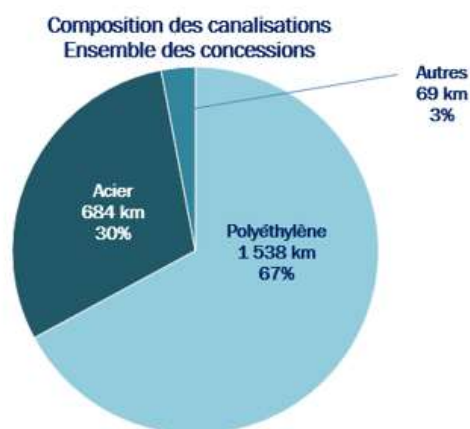
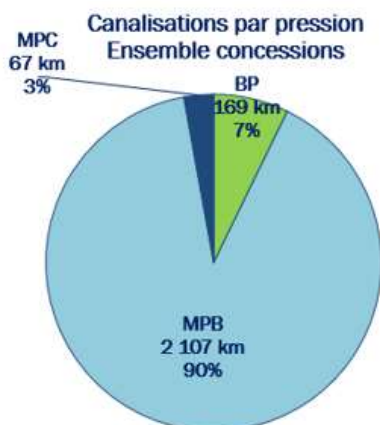


Le linéaire de réseau des autres concessions progresse de +1,5%.

Sont concernées par cette augmentation :

- la concession 2005 avec +0,9 km (+2,4% par rapport à 2020) sur les communes de Bénouville, Bretteville l'Orgueilleuse (Thuie et mue) et Escoville ;
- et la concession 2007 avec +0,3 km (+4% par rapport à 2020) sur la commune de Saint-Manvieu-Norrey.

Le linéaire de la concession 2006 n'a pas évolué depuis 2017. Le linéaire de la concession 2017 n'a pas évolué en 2021.



Le réseau de gaz naturel est composé majoritairement (67%) de canalisations en polyéthylène et pour 30% de canalisations en acier. Le reste (3%) est composé de fonte, de cuivre, etc.

Il est constitué majoritairement de canalisations de moyenne pression de type B (90%, 2 107 km). Seul le réseau de la concession historique présente d'autres types de pression : MPC pour 67 km (3% de l'ensemble) et BP pour 169 km (7% de l'ensemble). Cette part de canalisations basse pression (BP) est

plus importante que la moyenne nationale (5% au 31/12/2018). Toutes les canalisations en basse pression sont considérées comme pérennes par GRDF.

6. L'âge moyen des canalisations

Âge moyen des canalisations en années par concession	Âge moyen
Concession 1997	29,0
Concession 2005	12,4
Concession 2006 Maltot	13,1
Concession 2007	13,5
Concession 2017 Baron-sur-Odon	3,2
Ensemble des concessions	28,6



L'âge moyen des réseaux des concessions est bas. Il atteint 28,6 ans au terme de l'exercice pour l'ensemble des concessions et 29 ans pour la concession historique. Il augmente lentement et régulièrement chaque année.

39% des communes de l'ensemble des concessions ont un réseau dont l'âge moyen est supérieur à 29 ans.



Le réseau basse pression (BP) reste le réseau dont l'âge moyen est l'un des plus élevés avec le réseau moyenne pression MPC (entre 4 bar et 25 bar), respectivement 38 et 33 ans. Il est à noter que l'âge moyen des réseaux en MPC a fortement diminué entre 2020 et 2021, passant de 37 à 33 ans.



Les réseaux de plus de 45 ans, réseaux complètement amortis, **représentent** :

- 13% du linéaire total à fin 2021,
- 19% du linéaire de réseau moyenne pression C (MPC),
- et 27% de celui de basse pression (BP).

En 2021, la quantité de réseau de plus de 45 ans (posés avant 1976) progresse de +16% pour atteindre **308 km**. L'ensemble de ces canalisations est posé sur la concession historique. À isopérimètre 2020, ce linéaire aurait augmenté de +9% avec 291 km.

Ils sont composés en quasi-totalité de canalisations en acier (97%).

Un volume important de canalisations approche de l'échéance des 45 ans. Ainsi, 260 km de canalisations

ont entre 40 et 44 ans au terme de l'exercice sur le périmètre de la concession historique.

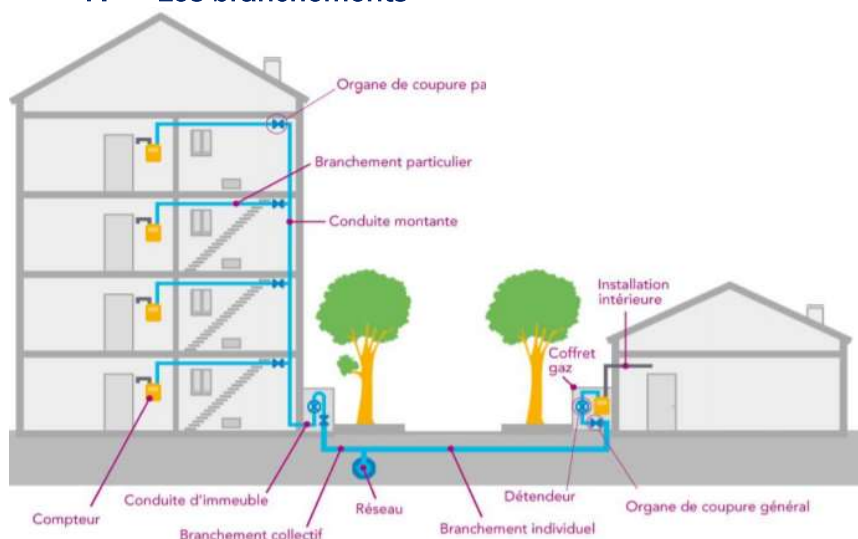


Le Concessionnaire a communiqué les durées de vie technique de certains ouvrages. Selon les données des fichiers techniques, plusieurs ouvrages dépassent leur durée de vie technique : 91 km de canalisations de distribution et 1 898 branchements collectifs.

Ces ouvrages représentent 18% des canalisations de distribution en acier mises en service avant 1980, 13% des canalisations autres qu'acier et polyéthylène, 61% des canalisations de branchements individuels mises en service avant 1980 et 84% des branchements collectifs mis en service avant 1980.

Le SDEC ÉNERGIE attend les études détaillées prouvant que ces ouvrages ne sont pas plus incidentogènes que les autres et à défaut, un programme de renouvellement spécifique de ces ouvrages de la part du Concessionnaire.

7. Les branchements



- Les bases de données technique, comptable et cartographique présentent des écarts.
- GRDF ne communique plus les données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs ».

Au préalable, quelques éléments de précision :

- **Le branchement** désigne l'ouvrage assurant la liaison entre la canalisation de distribution publique et les installations intérieures.
- **Le branchement individuel (BRI)** dessert une seule installation.
- **Le branchement collectif (BRC)** dessert deux installations intérieures ou plus. Il comporte d'une part, la liaison entre la canalisation publique et l'organe de coupure général de l'immeuble et d'autre part, les installations à usage collectif (conduite d'immeuble, conduite montante, conduite de course, nourrice de compteurs et branchements particuliers) comprises entre l'organe de coupure général inclus et les compteurs individuels inclus ou, à défaut de compteurs individuels, les organes de coupure individuels inclus.
- **Les branchements particuliers (BRPart)** sont les ouvrages situés entre les installations communes à la desserte de plusieurs logements et le compteur individuel ou, en l'absence de compteur, l'organe de coupure individuel.
- **La conduite d'immeuble (CI)** est la partie pénétrante du réseau dans l'immeuble.
- **La conduite montante (CM)** est une conduite intérieure qui suit les étages et se situe dans les communs des immeubles.
- **Le branchement fictif** concerne un PCE (point de comptage et d'estimation) **pour lequel le branchement n'a pas été tracé et rattaché à la canalisation. Ils sont localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE.** Lors des travaux de renouvellement, si le branchement ne consomme pas, il est déposé. Dans le cas contraire, il est tracé en cartographie et rattaché à la canalisation.

Ensemble des concessions		
Base cartographique	Base technique	Base comptable
Branchements localisés en service :	88 317 branchements , dont :	86 631 branchements , dont :
23 761 branchements individuels	- 64 895 branchements dits « fictifs », - 23 422 branchements hors « fictifs »	- 79 583 branchements individuels,
2 323 branchements collectifs	7 036 branchements collectifs : - 6 510 conduites d'immeuble, - 7 467 conduites montantes (5 651), nourrices (1 806) et tiges cuisine (10), - 768 conduites de coursives, - 60 102 branchements particuliers.	- 7 048 branchements collectifs : - 6 614 conduites d'immeubles, - 7 627 conduites montantes, nourrices et tiges cuisine.

En 2021, on comptabilise **88 317 branchements** en base technique et **86 631 branchements** en base comptable.

La base cartographique localise **23 761 branchements individuels** et **2 323 branchements collectifs**.

L'écart important entre le nombre de branchements reportés dans la base cartographique et les autres bases s'explique **au vu des obligations du Concessionnaire en termes de report en cartographie des branchements**.

En effet, c'est l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, qui a imposé à **GRDF de reporter en cartographie les branchements tout en limitant cette obligation aux branchements mis en service après le 20 août 2000 (article 15)**.

Par ailleurs, le Concessionnaire n'a mis en œuvre cette obligation que tardivement (2011/2012),

Ainsi donc ne sont reportés en cartographie que les linéaires de branchements réalisés renouvelés ou modifiés depuis cette période.

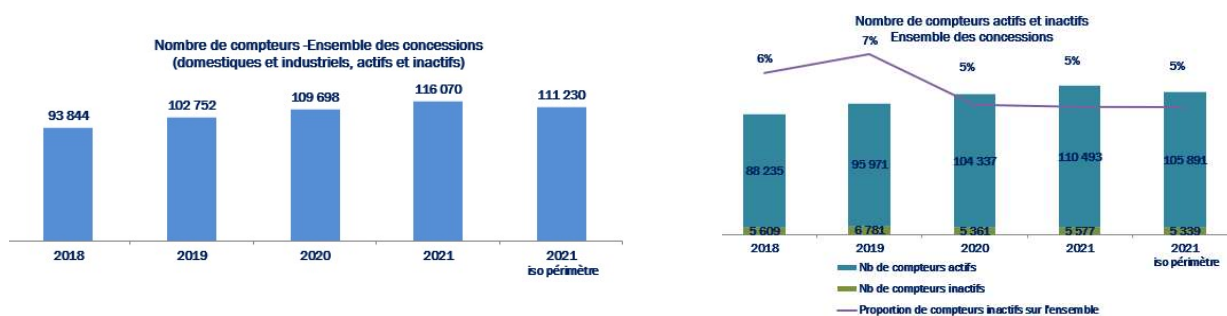
Il est à noter qu'antérieurement, le Concessionnaire reportait en cartographie les branchements fictifs sur la base de l'adresse du PCE, ce qui n'est plus le cas : Le Concédant sollicite à nouveau la production de cette donnée.

En base technique, sont comptabilisés les longueurs de branchements géolocalisés et leur nombre (depuis 2010/2011) et le nombre de branchements dits « fictifs » (branchements localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE).

En base comptable, le Concessionnaire **immobilise les branchements en nombre**. Une évolution de la longueur graphique d'un branchement en cartographie n'a donc pas d'influence sur la mise à jour des bases comptables.

Toutes concessions confondues, le taux de branchements fictifs est 73%, contre 75% en 2020 dans la base de données techniques. Ce taux décroît logiquement, mais très lentement. Il varie selon les concessions : Il est d'environ 74% des branchements pour la concession historique, 19% pour la DSP 2005, 13% pour la DSP 2006 (Maltot), 7% pour la DSP 2007 et nul pour la DSP 2017 (Baron-sur-Odon).

8. Les compteurs



Le compteur est l'appareil de mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur. Il se trouve dans le coffret de branchement qui est l'équipement (boîte rectangulaire en résine beige) abritant le compteur, l'organe de coupure et éventuellement le dispositif de détente/régulation. Ce coffret est généralement installé en limite de propriété.

Un compteur est inactif lorsqu'il n'enregistre pas de consommation pas depuis plus d'un an.

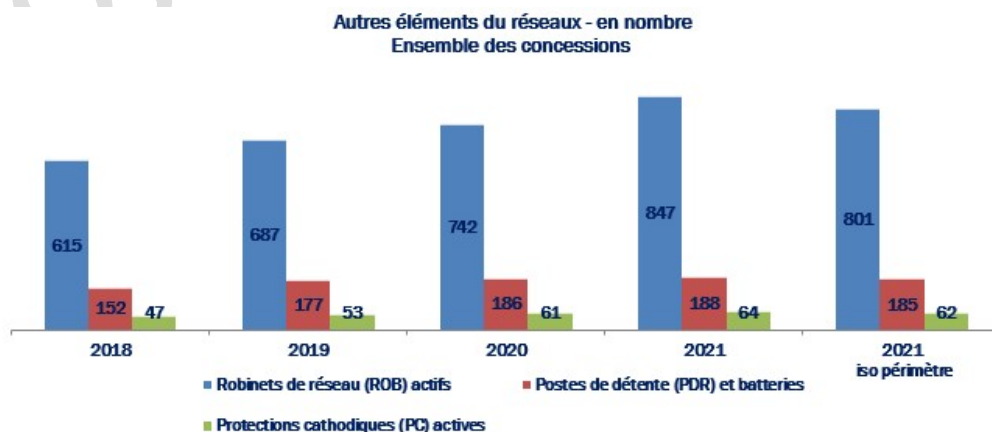
L'ensemble des concessions comptabilise en 2021 **116 070 compteurs**, en augmentation de 6% par rapport à l'année précédente (+1,4% à isopérimètre 2020) :

- 99% des compteurs appartiennent à la concession historique.
- 2 942 compteurs sont des compteurs industriels.
- 12 081 compteurs sont indiqués inaccessibles à la relève (10%).
- 5% des compteurs sont inactifs, comme en 2020. Les compteurs inactifs accessibles sont déposés et non remplacés dans le cadre du déploiement du compteur communicant Gazpar.
- 0,5% des compteurs domestiques ont plus de 20 et 2,6% des compteurs industriels ont plus de 15 ans, leur durée de vie comptable.

Pour ce qui concerne le déploiement du compteur Gazpar, le lecteur se reportera utilement au 7^e de la partie I du présent rapport (Déploiement du compteur Gazpar) et au 4^e de la partie V (La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Gazpar en comptabilité).

Les concentrateurs sont des matériels assurant le relais entre les compteurs Gazpar et les systèmes d'information de GRDF. Ils assurent la fonction de concentration des données. Ils sont installés sur des points hauts. Le Concessionnaire a mis en service 11 concentrateurs en 2021. L'ensemble des concessions compte 78 concentrateurs à fin 2021, 75 sur la concession historique et 3 sur la concession 2005 (DSP 1).

9. Les autres ouvrages



Les robinets de réseau (vannes) sont des organes de coupure qui permettent la modification de la distribution du gaz à travers le réseau et l'arrêt de la fourniture de certaines canalisations en cas d'urgence. Ils sont répartis selon 4 classes de sensibilité qui déterminent le rythme et les actions de maintenance.



L'inventaire technique des robinets de réseau précise, par commune, le nombre de robinets utiles à l'exploitation, mais n'en distingue plus les classes de sensibilité. Cependant, il indique le nombre de robinets non utiles à l'exploitation (robinets de classe 4). Seuls les robinets utiles à l'exploitation sont contrôlés (robinets de classes 1, 2 et 3). **Le Concedant sollicite à nouveau la production de cet inventaire avec la classe de sensibilité des robinets utiles à l'exploitation.**

Le nombre et l'emplacement des organes de coupure dans la structure des réseaux relèvent des décisions du Concessionnaire **pour garantir la sécurité des personnes et des biens tout en préservant la continuité de la fourniture du gaz à la clientèle** (RSDG 14).

Pour ce faire, le Concessionnaire met en œuvre depuis 2009 le **schéma de vannage**, par lequel il choisit de reclasser de nombreux robinets de réseau actifs (classes de sensibilité 1 à 3) en robinets de réseau inactifs (classe 4) afin d'optimiser l'exploitation des robinets de réseau.

Cette politique a induit la requalification en "robinets non utiles à l'exploitation" de 1 112 vannes sur 1 959 entre 2008 et 2021. **Au terme de l'exercice, 10 communes n'ont plus de robinets utiles à l'exploitation sur leur territoire.**

En moyenne, une vanne (robinet de réseau) est installée en 2021 tous les 2,8 km de réseau (contre 579 m en 2008) et pour 134 usagers (contre 31 en 2008). Le seuil maximal que s'est fixé GRDF est de 500 clients par robinet de réseau.

GRDF a précisé que les robinets de réseau qui deviennent "non utiles à l'exploitation" ne sont pas déposés. Ils deviennent du "tube" et ne sont plus concernés que par la détection de fuite (RSF) en opération de maintenance. Le Concessionnaire fait évoluer régulièrement le schéma de vannage.

L'implantation des robinets est décidée, entre autres, en prenant en compte les retours d'expérience issus des opérations d'exploitation et de maintenance (analyse des défaillances constatées). **Le Concessionnaire remet alors en exploitation des robinets de réseau qui étaient "non utiles à l'exploitation". En 2021, 61 vannes ont été remises en exploitation ou créées sur 24 communes.**

Les postes de détente sont des appareils permettant d'abaisser la pression du gaz distribué par un réseau général à des niveaux de pression utilisables par les différents types de clients : domestique, tertiaire, industriel.

Sur le département du Calvados, les postes de détente sont équipés d'ouvrages de télésurveillance. L'ensemble des **188 postes de détente réseau** (PDR) est localisé sur la concession historique.

Les protections cathodiques servent à protéger de la corrosion les canalisations enterrées en acier. Les **64 équipements de protection cathodique active** sont les postes de soutirage, les postes de drainage et les anodes galvaniques.

Les tronçons de réseau non équipés de protection cathodique doivent faire l'objet d'un contrôle spécifique : ils doivent être contrôlés tous les ans par le Concessionnaire dans le cadre de la recherche systématique de fuites.



Le linéaire d'acier sans protection est de 8,5 km en 2021 (1,2% du linéaire de canalisations en acier), **en augmentation** de 49% par rapport à 2020 (+42% à périmètre 2020). Le Concedant n'a pas d'explication à cette augmentation. L'ensemble des canalisations en acier non protégé se situent sur la concession historique et 93% de ces canalisations sont en basse pression (BP).

10. Bilan de la partie ouvrages



Points forts

- Âge moyen des canalisations de réseau (29 ans).
- Baisse de la proportion de branchements dits « fictifs ».



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller en 2022

- Surveiller le volume des ouvrages dépassant leur durée de vie technique.
- Poursuivre la résorption du taux d'incohérence entre les bases technique (SIG) et comptable (MANDARIN) sur les prochaines missions de contrôle.
- Surveiller le linéaire d'acier sans protection (en augmentation en 2021).

Points en attente en 2022

- Communiquer des identifiants uniques permettant d'identifier un même ouvrage dans les différentes sources de données communiquées (bases technique, comptable, cartographique).



Points faibles ou en attente récurrente

- Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs », des classes de sensibilité des robinets de réseau actifs.

IV – LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

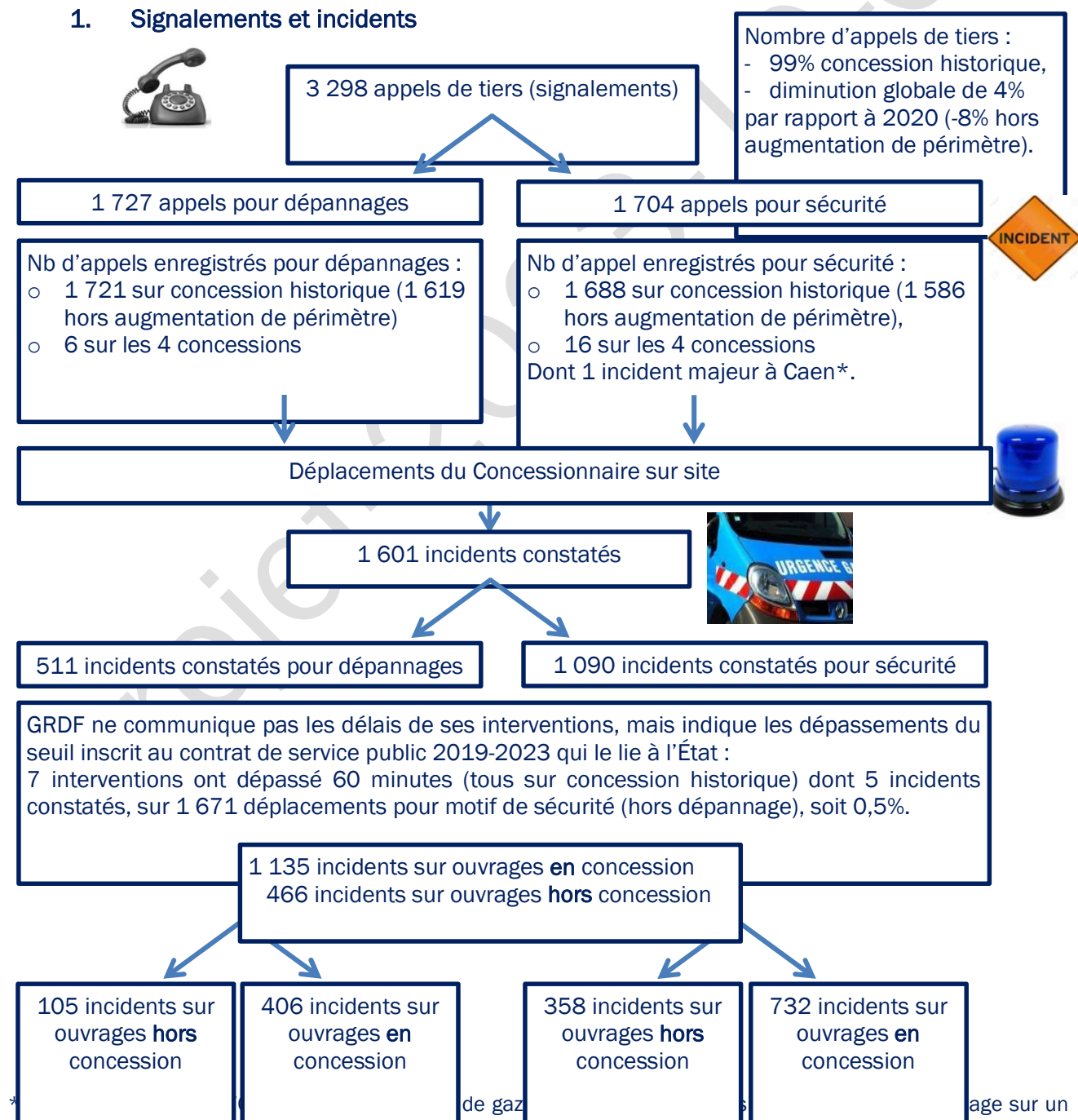
Les Concessionnaires exploitent les réseaux de distribution de gaz à leurs risques et périls, tout en devant se conformer à certaines exigences réglementaires et contractuelles dans les domaines de la qualité de fourniture et de la sécurité.

Le contrôle des concessions, pour la partie « QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ » porte sur l'analyse d'informations variées, portant sur :

- Les incidents constatés (incidents courants et majeurs, dommages occasionnés par des tiers...)
- Le traitement de ces incidents (durées d'intervention des entreprises de maintenance, traçabilité, analyse)
- Les caractéristiques du gaz distribué (pouvoir calorifique, odorisation, pression)
- La prévention (surveillance des réseaux, vérifications périodiques des compteurs)
- ...

Nous allons vous présenter quelques éléments de synthèse sur ces éléments.

1. Signalements et incidents



Le Concessionnaire enregistre les appels reçus (signalements) via sa ligne téléphonique Urgence Sécurité Gaz. L'analyse de l'appel permet au Concessionnaire de déclencher une intervention de dépannage ou d'urgence pour motif de sécurité.

Ensuite, le Concessionnaire enregistre s'il s'agit ou non d'un incident (l'intervention sur site peut conclure à l'absence de tout incident) ainsi que, le cas échéant, les détails de l'incident constaté : constat à l'intervention, nature de l'incident, siège du défaut, si l'ouvrage concerné est ou non en concession, pression de l'ouvrage, équipement en défaut ou endommagé, cause de l'incident, nb de clients coupés, etc.

Le nombre des appels de tiers enregistrés sur la ligne Urgence Sécurité Gaz et le nombre d'incidents enregistrés par le Concessionnaire fluctuent d'une année à l'autre. Le nombre d'appels est en diminution de -4% par rapport à 2020 (-9% hors augmentation de périmètre). **99% des appels concernent la concession historique.**

Le nombre d'incidents enregistrés en 2021 sur les territoires des concessions a augmenté de +4% par rapport à 2020 (et baissé de -1% à isopérimètre 2020).

La proportion du nombre d'incidents au regard du nombre des appels de tiers enregistrés augmente de 45% à **49%**.

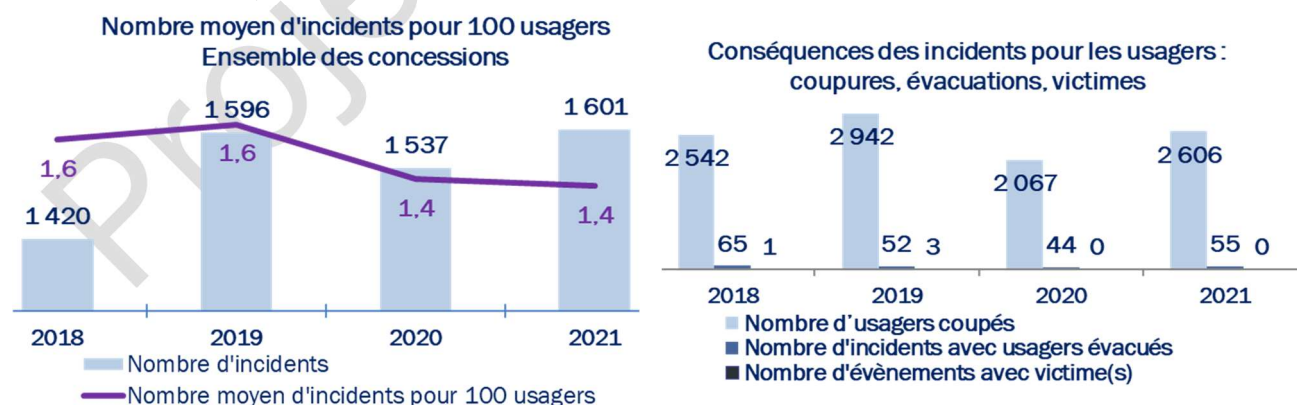
La proportion d'incidents localisés sur les ouvrages des concessions fluctue depuis de nombreuses années entre 75% et 80% du total des incidents. **Elle baisse en 2021 : 71% des incidents sont localisés sur des ouvrages des concessions.**

Le Concessionnaire a pour engagement de contrat de service public 2019-2023 d'intervenir en moins de **60 minutes dans plus de 96% des cas**. Le Concessionnaire refuse de communiquer sur ses délais d'intervention précis pour chaque incident, **cependant, il transmet le nombre d'incidents pour lesquels l'intervention a dépassé les 60 minutes.**

En 2021, GRDF indique **5 incidents pour lesquels l'intervention a dépassé 60 minutes** (hors dépannage), contre 3 en 2020. Cela représente 0,5% des incidents constatés avec intervention de sécurité du Concessionnaire (hors interventions pour dépannage).

 À la maille du département, le Concessionnaire précise qu'il arrive sur les lieux de l'incident en moins de 60 minutes pour 99,6% de ses interventions pour motif de sécurité.

2. Les conséquences des incidents pour les usagers



Le nombre moyen d'incidents pour 100 usagers varie peu depuis 2018. Il est de 1,4 en 2021.

Le nombre total d'usagers coupés varie fortement d'une année à l'autre. Entre 2020 et 2021, il a augmenté de 26%. Sur cette même période, le nombre d'incidents ayant nécessité l'évacuation d'usagers a fortement augmenté (+25%), passant de 44 à 55.

 **Aucun incident "gaz" avec victime(s) n'est à déplorer en 2021, comme en 2020.**

GRDF précise que le suivi du délai « d'interruption du flux gazeux » (ou d'arrêt du flux gazeux - AFG) en cas de fuite sur la voie publique permet de mesurer à la fois l'efficacité de l'organisation, des moyens engagés et des décisions prises, ainsi que la qualité de la maintenance des robinets de sectionnement. Le Concessionnaire a ajouté dans le CRAC, depuis l'exercice 2020, que le suivi de cet indicateur à la maille des concessions du SDEC ÉNERGIE concernait les fuites sur les ouvrages enterrés traités en "Procédure Gaz Renforcée".

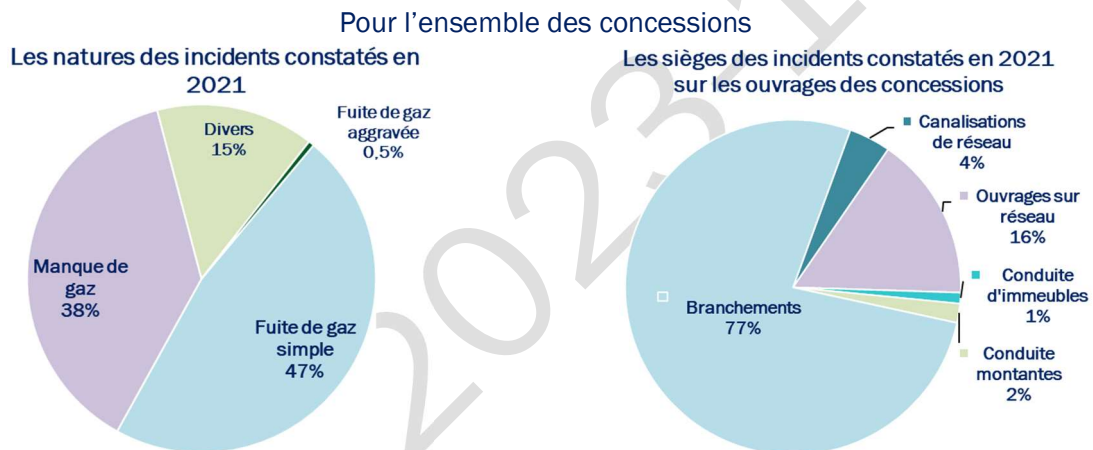
Le délai d'interruption du flux gazeux comptabilise le temps écoulé entre l'appel du client et l'arrêt effectif du flux gazeux sur les lieux de l'incident. Il est de 69 minutes en 2021 pour le département du Calvados, contre 59 en 2020, en augmentation de 17%. Ce délai reste inférieur à celui observé en 2018 et 2019.



GRDF a précisé le délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le **périmètre du SDEC ÉNERGIE** : 40 minutes en 2020 pour les fuites traitées en "Procédure Gaz Renforcée" (PGR) sur l'ensemble des concessions. Pour les données **2021, le Concessionnaire n'a pas communiqué ce délai**. Il a précisé la plage de délai d'interruption du flux gazeux des 14 fuites concernées : délai <1h pour 11 incidents, entre 1 et 2h pour 1 incident, entre 2 et 3h pour 1 incident et >3h pour 1 incident.

Le Concessionnaire ne communique pas sur le suivi de réalimentation des usagers.

3. Natures, sièges et causes des incidents



Nature des incidents :

La plus grande partie des incidents constatés par le Concessionnaire **sont des fuites de gaz sans incendie ni explosion** (47% des incidents sur ouvrages en concession) et plus d'un tiers sont dus à un manque de gaz ou à un défaut de pression (baisse ou excès) sans fuite.

Les fuites aggravées sont des fuites avec incendie et/ou explosion.

Sièges des incidents :

Les incidents sont principalement localisés sur les branchements. Pour la 2^{ème} année consécutive, le nombre d'incidents sur branchements diminue. En 2021, la baisse est de 5% par rapport à 2020. La proportion des incidents sur branchements est depuis 2015 aux environs des trois-quarts de l'ensemble des incidents constatés sur les ouvrages en concession, hors 2019 et 2020.

La proportion des incidents constatés sur conduites montante ou d'immeuble est de 3% en 2021 (4% en 2020).

Pour mémoire, les ouvrages sur réseau sont les postes DP, tiges cuisine, protections cathodiques, robinets de réseau, etc.

Causes des incidents :

Les principales causes des incidents constatés sont en 2021 :

- l'usure ou la rupture de pièces (44%) - environ la moitié des incidents constatés sur ouvrages en concession depuis 2012,
- les déclenchements intempestifs de dispositifs de sécurité (13%),
- les fausses manœuvres et erreurs (11%),
- les dommages provoqués par des tiers (hors travaux) (6%),
- et les blocages de matériels (8%).

Les 2 premières causes sont les plus rencontrées depuis 2012 et les 3 premières représentent environ 70% des incidents depuis 2018.

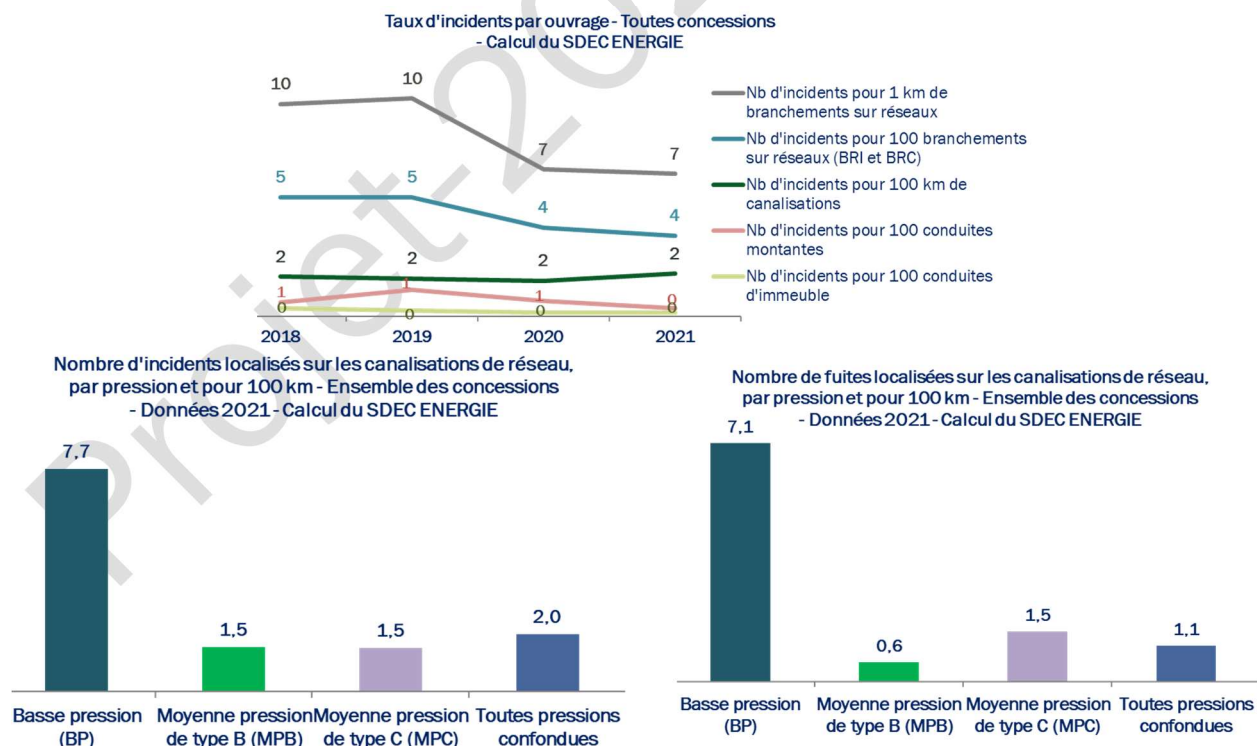
Le Concédant relève que le Concessionnaire doit agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (44% des causes) et pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (77% des sièges).

Principaux territoires concernés par des incidents :

La commune de Caen totalise 30% des incidents constatés par GRDF en 2021 sur des ouvrages en concession.

Sur 85 communes concernées par des incidents sur branchement, 5 communes en totalisent 41% : Caen (27%), Hérouville-Saint-Clair (4%), Ifs (3%), Trouville-sur-Mer (4%) et Vire (3%).

4. Les taux d'incidents et de fuites sur les canalisations



Taux d'incidents par type d'ouvrage calculés par le SDEC ÉNERGIE pour l'ensemble des concessions :

Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et stables, sauf pour le taux d'incidents sur linéaire de branchements.

Le taux moyen d'incident par kilomètre de branchement est de 7 incidents par kilomètre de branchement

en 2021, comme en 2020. Il est très largement **supérieur** aux autres taux d'incidents qui sont calculés pour 100 unités.

Focus sur les taux d'incidents des canalisations par pression :

GRDF a enregistré 46 incidents sur les canalisations en 2021, tous localisés sur la concession historique. Le taux des incidents localisés sur les canalisations de réseau présente des variations importantes selon le type de pression des réseaux sur lesquels ils sont localisés. **Tout en restant bas, on observe une augmentation du taux d'incidents sur canalisations** en 2021 (même niveau qu'en 2015 et 2016).

Le taux d'incident observé sur les canalisations moyenne pression de type C (MPC) montre des fluctuations importantes selon les années du fait du très faible linéaire de réseau concerné (67 km en 2021).



Le taux d'incident sur canalisations **basse pression rapporté à 100 km de réseau est à 7,7, soit +59% par rapport à 20120** Il est toujours élevé par rapport à celui observé sur les autres pressions (près de quatre fois supérieur à la moyenne du réseau et cinq fois celui observé sur les canalisations MPB). Le nombre d'incidents sur les canalisations BP représente 28% de l'ensemble des incidents sur canalisations alors même que ce réseau ne représente que 7% du linéaire de la concession historique. Le réseau basse pression est le réseau le plus incidentogène et dont l'âge moyen (38 ans) est l'un des plus élevés. Au niveau national, le Rapport du CGE et du CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel (Janvier 2020 p. 40) souligne que ce type de réseau présente des taux de fuite environ 30 fois plus élevés que les canalisations moyenne pression.

Le Concédant rappelle donc ses demandes relatives d'une part, au renouvellement des linéaires de réseaux basse pression et d'autre part, à la communication des études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'arrivée en fin de vie des équipements. Pour mémoire, le Concessionnaire a précisé qu'un programme de suppression des canalisations en basse pression est mis en place au niveau national, mais que le territoire du Calvados n'est pas concerné à court terme par celui-ci.

Taux de fuites calculés par le SDEC ÉNERGIE sur les ouvrages pour l'ensemble des concessions :

Le Concessionnaire a communiqué sa formule de calcul des taux de fuites sur les différents ouvrages qu'il exploite à la maille du SDEC ÉNERGIE et dont il communiquait les résultats jusqu'aux données 2020. En 2021, on observe une **diminution des taux de fuites sur les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes. Les taux de fuites augmentent sur les canalisations et les branchements collectifs.**

Les taux de fuites calculés pour 2021 sont : 14 fuites pour 1000 branchements individuels, 12 fuites pour 1000 branchements collectifs, 11 fuites pour 1000 km de canalisations, 3 fuites pour 1000 colonnes montantes, 1 fuite pour 1000 colonnes d'immeubles et 1 fuite pour 1000 branchements particuliers.

Focus sur les taux de fuites par pression des canalisations :

Le Concédant a calculé le nombre de fuites constatées sur les canalisations de réseau pour 100 km de réseau et par pression.

En 2021, sur l'ensemble des concessions, toutes pressions confondues, on observe en moyenne 1,1 fuite pour 100 km de réseau.



Le taux de fuites sur les canalisations en basse pression est 12 fois plus élevé (BP : 7,1%) que sur celles en moyenne pression de type B (MPB : 0,6%).



Le Concédant souligne la nécessité de réduire le stock de canalisations en basse pression compte tenu de leur caractère incidentogène.

5. Le taux de dommages aux ouvrages

Nombre et taux d'incidents de nature "dommages aux ouvrages" enterrés liés à des travaux de tiers - ensemble des 5 concessions



Nombre et taux de fuites de nature "dommages aux ouvrages" enterrés liés à des travaux de tiers - ensemble des 5 concessions



Le Concédant suit deux indicateurs depuis l'entrée en vigueur de la réglementation anti-endommagement des ouvrages. Rappelons que cette réglementation concerne la préparation et la mise en œuvre de travaux à proximité des réseaux.

Ces indicateurs sont :

- Le **taux de dommages aux ouvrages** dus à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT qui est le ratio du nombre de dommages subis par les ouvrages enterrés exploités par GRDF liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT sur le nombre de DICT reçues, sur périmètre des ouvrages gaz.
- Le **taux de fuite sur ouvrages** liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT qui est le ratio du nombre de fuite à la suite de dommages subis par les ouvrages enterrés exploités par GRDF liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT, sur le nombre de DICT reçues sur périmètre des ouvrages gaz.

Le taux de dommages aux ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT fluctue. En 2021, il est à **0,42%, proche de celui de 2020**. Depuis 2017, les dommages aux ouvrages "gaz" ont eu lieu sur la concession historique. En 2021, 54 dommages aux ouvrages ont été recensés, dont 37 sur ouvrages enterrés. Parmi ces derniers, 22 dommages présentaient des fuites.



Le taux de fuite sur ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT prend en compte uniquement les dommages avec fuites sur ouvrages enterrés. Sur cette base, le taux est de **0,25% en 2021**, contre 0,20% en 2020.



Il est à noter que parmi les dommages avec fuites sur ouvrages enterrés, plus d'un tiers (36%) ont concerné des **ouvrages non reportés en cartographie**.

Afin de diminuer les dommages aux ouvrages, le Concessionnaire poursuit ses actions de prévention :

- Formations chez les entreprises,
- Visites de chantiers tiers par des préventeurs externes sous contrat GRDF,
- Information systématique de constat terrain sur chantiers sous maîtrise d'ouvrage des collectivités locales pour rencontre de la collectivité concernée,
- Réalisation de visite systématique "post-dommage".

6. Bilan de la partie qualité - sécurité



Points forts

- Aucun incident "gaz" avec victime(s) n'est à déplorer en 2021, comme en 2020.
- Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et assez stables, à l'exception de ceux relatifs aux branchements et aux canalisations basse pression.
- Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse pour les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller en 2022

- Le nombre d'incidents majeurs.
- Le délai d'interruption du flux gazeux pour le département du Calvados qui a augmenté en 2021 (69 minutes).
- Le taux de fuites dues à des dommages aux ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT augmente.

Points en attente en 2022

- Agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (44% des causes).
- Agir pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (77% des sièges).
- Réduire le stock de canalisations en basse pression incidentogènes.
- La communication du délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE.



Points faibles ou en attente récurrente

- Le taux d'incidents sur canalisations BP est 5 fois supérieur à celui sur canalisations MPB et le taux de fuites des canalisations BP est 12 fois supérieur.

V – LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

1. Quelques éléments de compréhension préalable

Les biens utiles à la concession par typologie	Définitions	Les ouvrages
Biens de retour ou biens concédés	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles indispensables à l'exécution du service public et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de Concession.	<ul style="list-style-type: none"> - les canalisations de réseau, - les postes de détente, - les ouvrages de raccordement, - les protections cathodiques, - les compteurs individuels, - les postes de livraison clients - les postes d'injection
Biens propres ou biens mutualisés	Les biens propres qui restent la propriété du délégant , sauf accord particulier entre les parties	Tous les ouvrages qui ne sont ni des biens de reprise ni des biens de retour
Biens de reprise	Il s'agit ici des biens qui n'ont pas été remis par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public . Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du Concessionnaire. Ils peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat	le mobilier et les approvisionnements affectés au service concédé ainsi que les autres biens figurant à l'inventaire des biens de reprise.
La valeur brute	La valeur brute d'un ouvrage correspond à sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable et plus particulièrement à son coût d'acquisition si elle a été acquise à titre onéreux, à son coût de production si elle a été produite par l'entreprise, ou à sa valeur vénale si elle a été acquise à titre gratuit.	
La valeur nette comptable	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements et provisions (diminution de valeur). Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC) la formule de calcul est plutôt simple : $VNC = \text{Prix d'achat HT} - \text{amortissement} - \text{provisions}$.	

2. La valeur brute des ouvrages utiles aux concessions

Depuis 2015, GRDF communique la valeur brute :

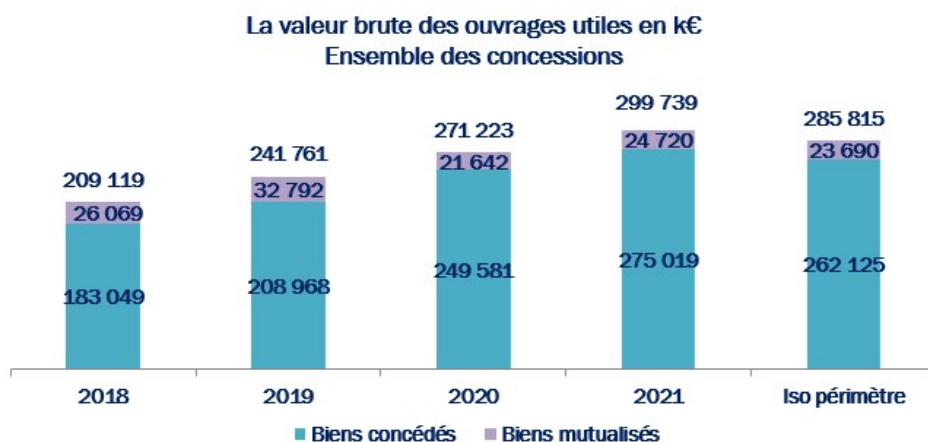
- des biens de retour (aussi appelés biens concédés),
- des biens de reprise et des biens propres, identifiés jusqu'en 2019 sous le vocable "autres biens".

Pour la première fois en 2020, les autres biens ont été dénommés « **biens mutualisés** » dans les données comptables communiquées par GRDF. Cette dénomination fait écho à la décision du Conseil d'État du 11 mai 2016 qui a précisé qu'un Concessionnaire avait la possibilité d'affecter un bien simultanément à l'exploitation de plusieurs concessions de distribution d'énergie **de tels biens dans ce cas devant demeurer la propriété du Concessionnaire** afin de lui permettre d'assurer ses missions de maintien de la cohérence du réseau et de péréquation des tarifs.

Les biens mutualisés sont donc des biens propres et non des biens de reprise. Or, GRDF rassemble ces deux typologies d'ouvrages sous cette dénomination. Le Concédant relève qu'en principe les biens de reprise constituent une catégorie spécifique d'ouvrages.

Cette présentation est donc critiquable. La portée de cette remarque est limitée dans un contexte où le Concessionnaire est appelé à se succéder à lui-même (concession historique), néanmoins pour ce qui concerne les concessions mises en concurrence, cet état de fait est plus gênant.

En 2021, la valeur brute des ouvrages utiles pour l'ensemble des concessions s'établit à 299 739 k€. À périmètre constant, elle atteint 285 815 k€.



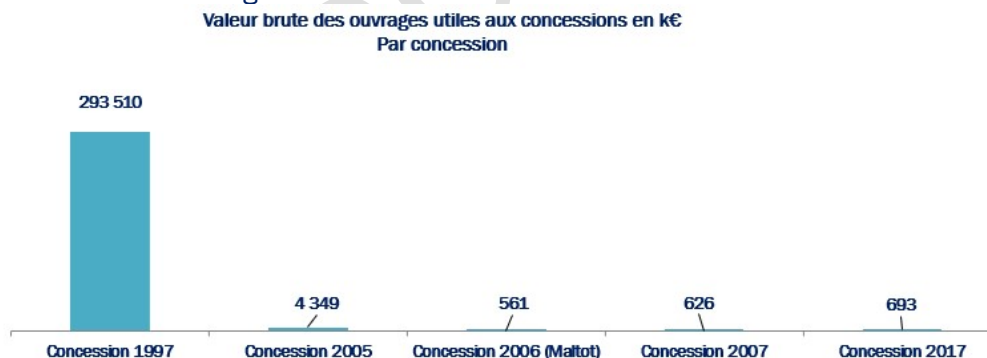
La valeur brute de ces ouvrages se répartit comme suit :

- La valeur brute des ouvrages concédés est égale à 275 019 k€,
- la valeur brute des ouvrages mutualisés est égale à 24 720 k€.

À périmètre constant, ces valeurs sont les suivantes :

- La valeur brute des ouvrages concédés est égale, 262 125 k€,
- la valeur brute des ouvrages mutualisés est égale à 23 690 k€.

La valeur brute des ouvrages utiles de la **concession historique** (concession 1997) représente **98%** de la valeur de l'ensemble des ouvrages des concessions.



Valeur brute des biens utiles en k€	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles	Part en %
Concession 1997	269 018	24 491	293 510	98%
Concession 2005	4 164	184	4 349	1,5%
Concession 2006	538	23	561	0,2%
Concession 2007	605	21	626	0,2%
Concession 2017	693	0	693	0,2%
Somme	275 019	24 720	299 739	

La valeur brute des ouvrages utiles progresse dans la quasi-totalité de ses composantes entre les deux exercices :

Évolution de la valeur brute des biens utiles en %	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles
Concession 1997	10%	14%	11%
Concession 2005	6%	12%	6%
Concession 2006	1%	9%	2%
Concession 2007	9%	9%	9%
Concession 2017	0,3%	0%	0,3%
Évolution d'ensemble	10%	14%	11%

Le constat est identique à périmètre constant, mais dans des proportions distinctes :

Évolution de la valeur brute des biens utiles en %	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles
Concession 1997	5%	9%	5%
Concession 2005	6%	12%	6%
Concession 2006	1%	9%	2%
Concession 2007	9%	9%	9%
Concession 2017	0,3%	0%	0,3%
Évolution d'ensemble	5%	9%	5%

La valeur brute des ouvrages utiles à l'ensemble des concessions progresse de **11%**, la valeur brute des biens concédés progresse de **10%**, la valeur des biens mutualisés est en hausse de **14%**.

À périmètre constant, la valeur brute de l'ensemble des ouvrages progresse de **5%**, la valeur brute des biens concédés progresse de **5%**, la valeur des biens mutualisés est en hausse de **9%**.

3. La valeur brute des biens concédés par nature de bien

La valeur brute des ouvrages concédés est décomposée par nature d'ouvrages à la maille communale dans deux fichiers : les états d'inventaire et le fichier de valorisation détaillée par ouvrages.

En 2020 et 2021, la somme de valeur brute des ouvrages concédés est différente selon l'origine de cette donnée. Pour 2021 :

- Dans le fichier valorisation patrimoniale détaillée par ouvrages (VALPAT), la somme de valeur brute de ces ouvrages représente 275 019 k€,
- dans les états d'inventaire la somme de valeur brute de ces ouvrages atteint 269 618 k€.

L'écart constaté (5 401 k€) correspond pour 4 930 k€ à la valeur brute de 4 types d'ouvrages d'interface usagers qui ne sont pas repris dans les états d'inventaire.

Il s'agit des typologies d'ouvrages suivantes :

- - Les compteurs domestiques remplacés par GAZPAR (code QABF),
- - Les compteurs domestiques non communicants (code QCGF),
- - Les compteurs domestiques équipés d'un module (code QCMF),
- - Les compteurs industriels (>16M3) (code QUIE),

Il s'agit d'ouvrages qui sont dits « non localisés ». Ces ouvrages sont rattachés à la concession sur la base d'une clé de répartition correspondant au nombre de points de livraison à la maille nationale (PDL FR) ou régionale (PDL 8). Il s'agit en pratique de compteurs qui ne sont pas suivis à la maille des concessions, mais sur une maille supra-concessive et qui sont répartis statistiquement sur les concessions. Ces ouvrages sont en voie d'amortissement accéléré et devraient disparaître des inventaires lorsque l'ensemble des compteurs aura été remplacé par des compteurs communicants.

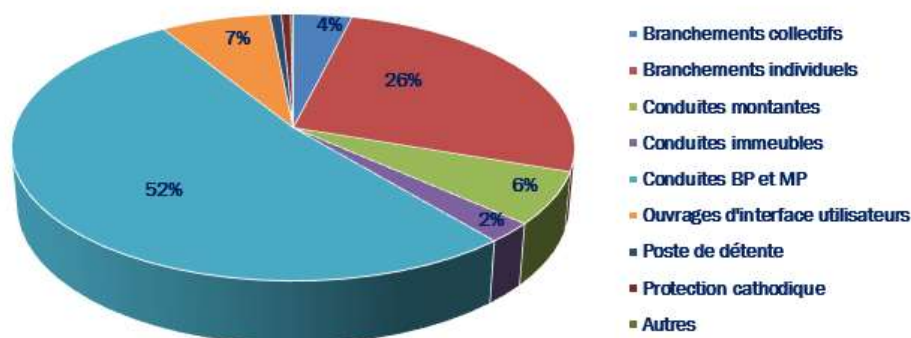


Dans l'attente de cette localisation qui devrait avoir pour conséquence de créer une unicité des données communiquées, les données relatives à la valeur brute des ouvrages concédés sont présentées ci-dessous sur la base du fichier de valorisation détaillée, puis du fichier d'inventaire.

Le fichier de valorisation détaillée par ouvrages présente la répartition suivante de la valeur brute des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions :

Valeur brute des biens concédés Origine de la donnée : Fichier de valorisation	Valeur brute 2021 En k€	Évolution 2020/2021	Part	Valeur brute à iso périmètre En k€	Évolution 2020/2021
Conduites basse et moyenne pression	143 652	11%	52%	136 811	6%
Branchements individuels	72 428	9%	26%	69 720	5%
Ouvrages d'interface utilisateurs	19 968	11%	7%	18 816	5%
Conduites montantes	17 376	9%	6%	16 395	3%
Branchements collectifs	10 708	9%	4%	10 090	2%
Conduites immeubles	6 637	11%	2%	6 213	4%
Poste de détente	2 087	11%	1%	1 989	6%
Protection cathodique	1 703	3%	1%	1 647	0%
Autres	460	30%	0,20%	444	26%
Somme	275 019	10%		262 125	5%

Valeur brute des biens concédés : Répartition par typologie
Ensemble des concessions
Origine des données : Fichier de valorisation



À la maille de chaque concession, la valeur brute des ouvrages concédés se décline comme suit pour chaque concession, à partir du fichier de valorisation :

Valeur brute des biens concédés Par concession Origine de la donnée : Fichier Valorisation En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Conduites basse et moyenne pression	19 812	122	19	11	4	19 968
Branchements individuels	10 650	51	7			10 708
Conduites montantes	70 846	1 092	160	168	161	72 428
Ouvrages d'interface utilisateurs	139 492	2 860	346	425	529	143 652
Branchements collectifs	6 621	13	3			6 637
Conduites immeubles	17 346	27	4			17 376
Poste de détente	2 087					2 087
Protection cathodique	1 703					1 703
Autres	460	0	0	0	0	460
Somme	269 018	4 164	538	605	693	275 019

Le fichier d'inventaire présente quant à lui la répartition suivante de la valeur brute des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions :

Valeur brute des biens concédés Origine de la donnée : Fichier Inventaire	Valeur brute 2021 En k€	Évolution 2020/2021	Part	Valeur brute à iso périmètre En k€	Évolution 2020/2021
Conduites basse et moyenne pression	143 198	11%	53%	136 357	5%
Branchements individuels	72 428	9%	27%	69 720	5%
Ouvrages d'interface utilisateurs	17 376	9%	6%	16 395	3%
Conduites montantes	15 038	12%	6%	14 091	5%
Branchements collectifs	10 708	9%	4%	10 090	2%
Conduites immeubles	6 637	11%	2%	6 213	4%
Poste de détente	2 087	11%	1%	1 989	6%
Protection cathodique	1 679	4%	1%	1 623	0%
Autres	467	32%	0,20%	451	28%
Somme	269 618	10%		256 929	5%

La valeur brute des biens concédés pour l'ensemble des concessions est évaluée dans les états d'inventaire au 31 décembre 2021, à 269 618 k€ (contre 244 992 k€ à fin 2020, soit une évolution de 24 626 k€).

Cette évolution est liée pour moitié à l'extension du périmètre de la concession historique : à périmètre constant l'évolution de la valeur brute des biens concédés pour l'ensemble des concessions est de 5%.

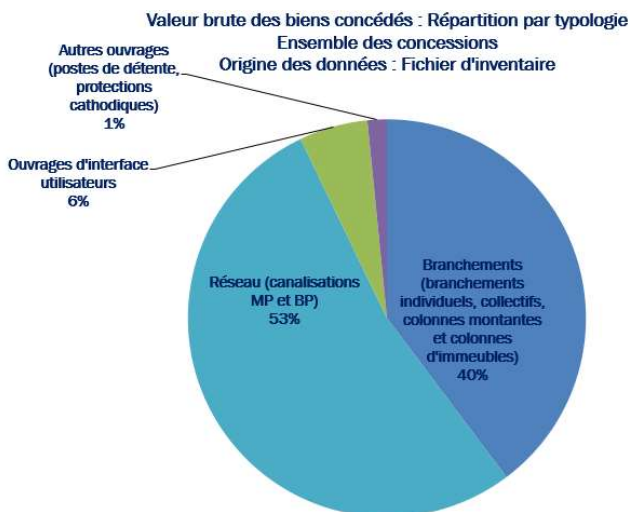
La concession historique regroupe logiquement la majorité (98 %) de la valeur brute des ouvrages concédés.

De fait, les 2 % restant correspondent à celui regroupant les communes dont l'exploitation du service a été attribuée à GRDF dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence (Concession 2005 : 4 128 k€, Concession 2006 (Maltot) : 534 k€, Concession 2007 : 601k€, Concession 2018 (Baron sur Odon) : 693 k€).

Valeur brute des biens concédés par concession Origine de la donnée : Fichier Inventaire En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Conduites basse et moyenne pression	139 038	2 860	346	425	529	143 198
Branchements individuels	70 846	1 092	160	168	161	72 428
Conduites montantes	17 346	27	4			17 376
Ouvrages d'interface utilisateurs	14 928	85	14	7	4	15 038
Branchements collectifs	10 650	51	7			10 708
Conduites immeubles	6 621	13	3			6 637
Poste de détente	2 087					2 087
Protection cathodique	1 679					1 679
Autres	467					467
Somme	263 663	4 128	534	601	693	269 618

Les canalisations de distribution représentent plus de la moitié de la valeur d'acquisition du patrimoine concédé (53%). Ensuite viennent les ouvrages de raccordement (40%), la valeur des ouvrages d'interface représente 5% de la valeur brute totale des ouvrages.

Les autres biens concédés regroupent 2 % de la valeur d'actif brute, catégorie essentiellement représentée par les postes de détente.



Valeur brute des biens concédés par usager en €
Ensemble des concessions



Rapportée au nombre d'usagers, la valeur d'actif des ouvrages concédés imputable à la desserte de chacun s'élève de **2 382 €** au 31/12/2021.

Sur les 7 derniers exercices, ce ratio affiche **une augmentation continue** en conséquence d'un accroissement de la valeur d'actif brute **nettement plus rapide** que le nombre d'usagers desservis.



Il en découle qu'en moyenne l'alimentation d'un usager nécessite des investissements de plus en plus importants chaque année.

4. La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Gazpar en comptabilité

En comptabilité, jusqu'au terme de l'année 2019, les ouvrages dénommés « ouvrages d'interface » étaient des biens mutualisés, c'est dire des biens propriété du Concessionnaire.

Au terme de l'année 2020, le Concessionnaire a informé les Autorités concédantes que dans le cadre des discussions engagées autour du nouveau modèle de cahier des charges de concession, il avait revu la qualification juridique de ces ouvrages composés des compteurs individuels et, lorsqu'ils existent, des postes de livraison clients et des postes d'injection biométhane et cela en conformité avec la jurisprudence administrative.

Ce changement est intervenu **à compter du 1^{er} janvier 2020** dans les comptes de la concession. Ces ouvrages sont donc à compter de cette année des biens concédés, propriété du SDEC ÉNERGIE. Le Concessionnaire a explicité les évolutions que ce changement juridique emporte en comptabilité :

- Ces ouvrages sont inscrits à l'actif du bilan du Concessionnaire en qualité de biens concédés et non plus dans la catégorie des biens hors concession,

- au passif du bilan du Concessionnaire, ils mouvementent le stock de provisions pour renouvellement et les sous-comptes des droits du Concédant,
- En fonction de leur nature de biens, de premier établissement ou remplaçant, leur renouvellement est financé soit par l'amortissement industriel soit par la provision pour renouvellement. Pour ce qui concerne les biens de premier établissement, le financement du 1^{er} ouvrage est assuré par la constitution d'un amortissement de caducité.

Ainsi, les compteurs Gazpar considérés comme des biens remplaçant des compteurs gris sont donc financés par le stock de provisions pour renouvellement constitué par le Concessionnaire (PPR) et inscrit au compte des droits du Concédant.

Pour ce qui les concerne, les modules communicants adjoints aux compteurs gris sont considérés comme des actifs de premier établissement, et sont donc soumis à la constitution d'un amortissement de caducité afin de financer le 1^{er} bien. Leur renouvellement est financé par l'amortissement industriel.

 **Comme l'exercice précédent, le Concédant souligne que l'impact de ce changement de régime juridique sur le périmètre des concessions n'a pas été transmis et ne peut être reconstitué.**

En 2021, la valeur brute des ouvrages d'interface par concession est la suivante :

Valeur brute des ouvrages d'interface (biens concédés) Par concession Origine de la donnée : Fichier valorisation En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Compteurs et postes de livraison	19 302	122	19	11	4	19 458
<i>Dont ouvrages non localisés</i>	4 884	37	5	4	0	4 929
<i>Dont compteurs Gazpar et Modules</i>	9 696	66	7	6	4	9 780
<i>Dont postes de livraison</i>	4 722	10	5	0	0	4 737
Ouvrages d'interface biométhane	510	0	0	0	0	510
Somme	19 812	122	19	11	4	19 968

La valeur brute des ouvrages d'interface progresse de 11% par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 19 968 k€ en 2021. La valeur brute des ouvrages d'interface des installations de biométhane représente 3% de la valeur brute totale de ces ouvrages.

5. L'évolution de la valeur brute des ouvrages concédés

La variation de la valeur brute des ouvrages concédés entre la fin de l'exercice précédent et 2021 s'explique par :

- L'élargissement du périmètre de la concession historique,
- Les investissements réalisés et immobilisés¹² par GRDF : ceux-ci recouvrent les dépenses immobilisées relatives aux ouvrages d'extension et de renouvellement,
- La valorisation des ouvrages remis par les tiers (par exemple les lotisseurs),
- Les autres mouvements (corrections comptables),
- Les retraits d'ouvrages.

L'élargissement du périmètre de la concession historique aux communes déléguées de Vire, Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry (Commune nouvelle de Vire Normandie) et Douvres la Délivrance a fait évoluer mécaniquement la valeur brute des ouvrages concédés de cette concession. Le tableau ci-dessous présente cet impact en début d'exercice et fin d'exercice 2021.¹³

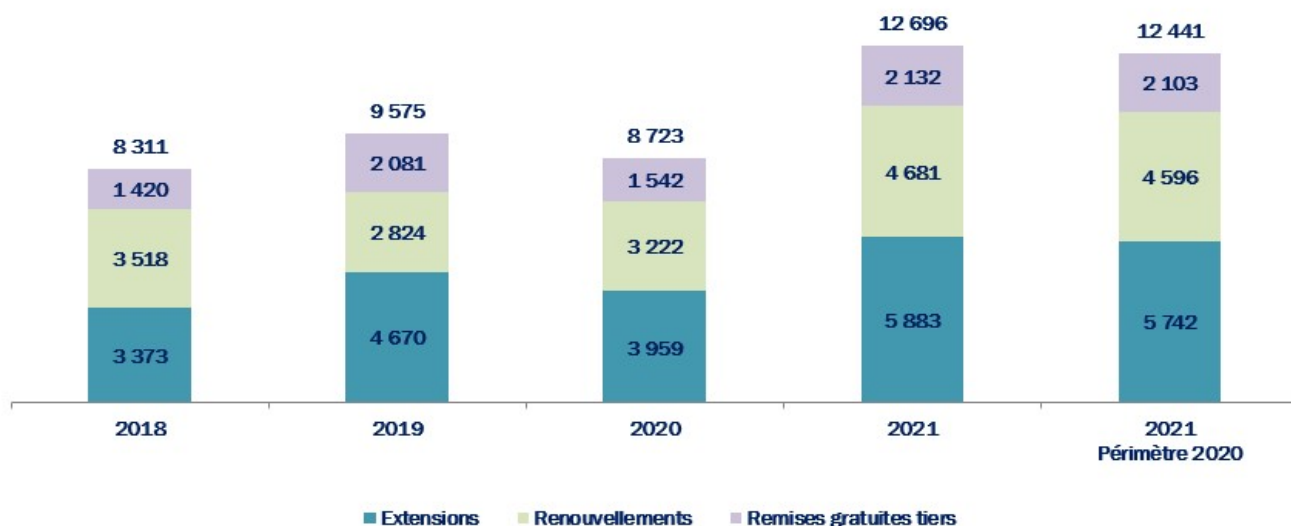
¹² Il s'agit ici de dépenses qui sont inscrites à l'inventaire à la différence des dépenses d'investissements qui peuvent être ou non immobilisées.

¹³ La variation de la valeur brute en concession s'appuie sur les « États de contrôle et inventaire 2021 » dont le total des valeurs en inventaire diffère légèrement de celui trouvé dans le fichier valorisation-du-patrimoine. Ces différences s'expliquent

Communes		Valeurs brutes des ouvrages concédés de début d'exercice En k€	Valeurs brutes des ouvrages concédés de fin d'exercice En k€
Vire Normandie	<i>Roullours</i>	175	188
	<i>Saint-Germain-De-Tallevende-La-Lande-Vaumont</i>	50	53
	<i>Vaudry</i>	801	805
	<i>Vire</i>	8 301	8 965
Vire Normandie		9 327	10 011
Douvres la Délivrande		2 552	2 677
Somme		11 879	12 688

Sur l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissements sur les ouvrages concédés en 2021 ont atteint 12 696 k€. À périmètre constant, ces dépenses ont atteint 12 441 k€.

Les dépenses d'investissements des ouvrages concédés par nature Ensemble des Concessions - en k€



98 % de ces investissements ont été réalisés sur le périmètre de la concession historique :

Dépenses d'investissement Ouvrages concédés Par concession En k€	Extensions	Renouvellements	Remises gratuites de tiers	Somme
Concession historique	5 701	4 678	2 046	12 425
Concession 2005	155	4	57	217
Concession 2006	6	0	0	7
Concession 2007	20	-2	28	47
Concession 2017	1	1	0	2
Ensemble des concessions	5 883	4 681	2 132	12 696

notamment, car les États de contrôle et inventaire ne prennent pas en compte les ouvrages non localisés des ouvrages d'interface utilisateurs.

Sur l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissements sur les ouvrages concédés en 2021 ont atteint 12 696 k€. À périmètre constant, ces dépenses ont atteint 12 441 k€.

98% des dépenses d'investissements sur les ouvrages concédés sont réalisées sur la concession historique.

46% de ces dépenses sont des dépenses d'extensions, 37% des dépenses de renouvellement et 17 % des remises gratuites de tiers.

La valeur brute des immobilisations concédées mises en concession sur l'exercice progresse très fortement de 46% par rapport à l'exercice précédent, soit 3 973 k€.

À périmètre constant, cette hausse atteint 3 718 k€, soit 43 % par rapport à l'investissement immobilisé en 2020.

Cette forte progression est liée aux résultats de 2020, en forte contraction par rapport aux exercices précédents compte tenu du contexte sanitaire (pandémie COVID 19).



Ce redressement marque une reprise de l'investissement dans une proportion supérieure aux exercices 2017/2018/2019. Néanmoins, ce constat est à pondérer compte tenu des évolutions régulières de périmètre de la concession historique.

Le retrait d'ouvrages et les corrections comptables constituent les autres mouvements impactant la valeur brute des ouvrages concédés. Ces mouvements sont les suivants par concession :

Retraits/ Autres mouvements Ouvrages concédés Par concession En k€	Retraits	Autres mouvements
Concession historique	744	4 880
Concession 2005	0	10
Concession 2006	0	5
Concession 2007	0	2
Concession 2017	0	0
Ensemble des concessions	744	4 897

Sur l'exercice, les mouvements constatés sont liés au principal à la localisation des ouvrages d'interface.

6. La valeur brute des biens mutualisés

La catégorie des ouvrages mutualisés est composée d'immobilisations incorporelles¹⁴, de mobiliers et d'immeubles, de véhicules et d'engins d'exploitation. Ces biens sont des biens propriété de GRDF.

La valeur brute des ouvrages mutualisés atteint 24 720 k€ en 2021. La valeur brute des ouvrages mutualisés progresse de 14 % par rapport à l'exercice précédent. À périmètre constant, cette évolution est de 9% ;

Valeurs brutes Ouvrages mutualisés Par concession En k€	Immobilisations corporelles	Autres immobilisations	Somme
Concession historique	17 131	7 360	24 491
Concession 2005	129	55	184
Concession 2006	16	7	23
Concession 2007	15	6	21
Concession 2017	0	0	0
Ensemble des concessions	17 291	7 428	24 720

7. Les dépenses d'investissement

Ci-avant, nous avons présenté les montants d'investissements d'extension et de renouvellement relatifs aux biens concédés (hors ouvrages d'interface non localisés) mis en service dans l'année (année N). Mais, sur une année donnée, le Concessionnaire réalise un certain nombre de dépenses d'investissements sur des biens concédés qui ne seront pas mis en service durant l'année N. Par ailleurs, il investit aussi dans les mêmes conditions sur les biens mutualisés (biens de reprises et propres).

Le Concessionnaire présente désormais le détail des dépenses d'investissements par finalités, par familles d'ouvrages, en flux de dépenses réalisées, et selon que les ouvrages sont ou non mis en service.

Les deux graphiques ci-dessus ventilent donc le montant de ces dépenses par finalités (raccordement, modification d'ouvrages à la demande de tiers, modernisation, comptage et autres) en présentant le montant des dépenses d'investissements pour l'ensemble des biens, par flux de dépenses ou bien pour les ouvrages mis en service.

Les dépenses en flux représentent :

- les dépenses complémentaires que GRDF réalise sur des immobilisations déjà mises en service,
- les dépenses qu'il réalise sur les ouvrages mis en service dans l'année et ceux qui ne sont pas encore mis en service au terme de l'année N.

La vision des dépenses d'investissements mises en service (MES) présente la somme des dépenses réalisées sur les ouvrages mis en service. Cette somme est composée :

- Des compléments d'Investissements réalisés sur les ouvrages mis en service avant l'année N,
- des dépenses réalisées pour les ouvrages mis en service dans l'année N,
- et les dépenses des années antérieures à l'année N relatives aux ouvrages mis en service sur cette année.

¹⁴ Immobilisation qui n'a pas de substance matérielle ou physique (par opposition avec les immobilisations corporelles). Par exemple, un logiciel est une immobilisation incorporelle, alors qu'une voiture est une immobilisation corporelle.

Les dépenses d'investissement par finalité en k€ :

2021	Concession historique		Concession 2005		Concession 2006		Concession 2007		Concession 2017		Ensemble des concessions	
	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES
1° Raccordements et transition écologique	5 244	5 790	76	155	7	6	19	20	1	1	5 347	5 972
Dont raccordements individuels de pavillons et petits professionnels	1 930	1 873	52	51	6	6	0	0	0	0	1 989	1 930
Dont raccordement de lotissements et zones d'aménagement	901	1 021	22	104	1	0	19	20	0	0	942	1 145
Dont raccordements de clients importants et logements collectifs	1 830	2 133	2	0	0	0	0	0	0	0	1 832	2 133
Dont transition écologique biométhane-GNV-Smart_gaz_grids	583	763	0	0	0	0	0	0	0	0	583	763
Dont extension sur territoire concédé pour desserte autre commune	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
2° Modification d'ouvrages à la demande de tiers	395	377	0	0	0	0	-2	-2	0	0	393	375
3° Adaptation et modernisation des ouvrages	4 291	4 418	0	0	0	0	0	0	0	0	4 291	4 418
Dont investissements de structure des ouvrages	447	193	0	0	0	0	0	0	0	0	447	193
Dont modernisation des ouvrages	3 844	4 226	0	0	0	0	0	0	0	0	3 844	4 226
4° Modernisation de la cartographie et de l'inventaire	195	197	1	1	0	0	0	0	0	0	197	199
5° Comptage	1 631	850	5	6	0	0	1	1	1	1	1 638	858
6° Autres	1 734	1 834	13	14	2	2	1	2	0	0	1 750	1 852
Somme	13 490	13 466	96	176	9	9	19	20	2	2	13 616	13 674

Les dépenses d'investissement par finalité s'établissent à 13 616 k€ en flux et 13 674 k€ pour les ouvrages mis en service en 2021. En flux, elles évoluent de 8 % par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution cache de fortes disparités en fonction des finalités :

Dépenses d'investissement Par finalité, en flux Ensemble des concessions- En k€	2019	2020	2021	Évolution
1° Raccordements et transition écologique	3 895	3 973	5 347	35%
2° Modification d'ouvrages à la demande de tiers	281	1 222	393	-68%
3° Adaptation et modernisation des ouvrages	3 199	3 147	4 291	36%
4° Modernisation de la cartographie et de l'inventaire	0	0	197	
5° Comptage	3 167	2 953	1 638	-45%
6° Autres	1 407	1 367	1 750	28%
Somme	11 948	12 661	13 616	8%

Les dépenses de raccordement progressent de 35% : ceci est lié pour partie à la reprise d'activité à la suite de la pandémie et à l'élargissement du périmètre de la concession historique.

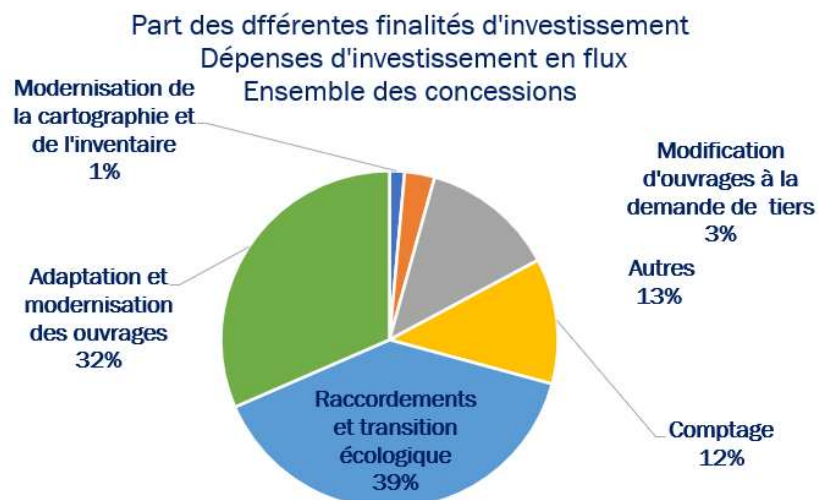
Les dépenses relatives aux déplacements d'ouvrages se restreignent de 68% : fortement liée aux

demandes, cette évolution n'est pas significative.

Les dépenses d'adaptation progressent de 36% pour les mêmes motifs que ceux liés à l'évolution des dépenses de raccordement.

Les dépenses de comptages fléchissent fortement. Le terme du déploiement en masse du compteur Gazpar peut justifier cette baisse.

Comme les exercices précédents, les dépenses de raccordement sont prépondérantes dans l'ensemble des dépenses viennent ensuite les dépenses d'adaptation et de modernisation du réseau, puis les autres dépenses et les dépenses de comptage.



Les dépenses d'investissement par famille d'ouvrages en k€ :

2021 par famille d'ouvrages En k€	Concession Historique		Concession 2005		Concession 2006		Concession 2007		Concession 2017		Ensemble des concessions	
	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES
Biens concédés	11 456	11 332	81	160	7	7	17	18	2	2	11 563	11 519
Biens mutualisés	2 034	2 134	15	16	2	2	2	2	0	0	2 053	2 154
Somme	13 490	13 466	96	176	9	9	19	20	2	2	13 616	13 674

En 2021, pour l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissement relatives aux biens concédés atteignent en flux 11 563 k€ et en 11 519 k€ pour les ouvrages mis en service (MES)

Les dépenses relatives aux biens mutualisés s'établissent à 2 053 k€ en flux et 2 154 k€ pour les ouvrages mis en service. Les dépenses relatives aux biens mutualisés progressent de 6 % tandis que les dépenses relatives aux biens concédés progressent plus fortement (21%). 85% des dépenses portent sur les ouvrages concédés.

Dépenses d'investissement Par famille d'ouvrages, en flux Ensemble des concessions- En k€	2019	2020	2021	Évolution
Biens concédés	7 201	10 959	11 563	6%
Biens mutualisés	4 748	1 703	2 053	21%
Somme	11 948	12 661	13 616	8%

8. Les remises gratuites et origines de financement des ouvrages

Les remises gratuites portent exclusivement sur les ouvrages concédés et sont constituées :

- En premier lieu, des ouvrages réalisés par les lotisseurs et aménageurs qui sont remis gratuitement à GRDF qui les valorise puis les inscrit à l'inventaire. En 2021, nous avons pu voir ci-avant que le montant de ces remises gratuites de tiers s'établît à 2 132 k€ pour l'ensemble des concessions.
- Et en second lieu, de la valeur d'entrée en concession des ouvrages concédés des communes intégrant la concession historique (en 2021, Vire Normandie et Douvres la Délivrande).

Cependant, l'appartenance de ces ouvrages à la catégorie des remises gratuites est depuis plusieurs exercices contestés par GRDF.

Jusqu'en 2013, la contre-valeur¹⁵ des biens mis en concession à l'occasion des adhésions de communes ou des renouvellements de contrats n'était pas isolée, mais était cumulée avec la contre-valeur des biens remis gratuitement par les tiers dans l'agrégat « Contre-valeur des biens non financés par l'entreprise ».

En 2015 (CRAC 2014), ce nouvel agrégat a été rebaptisé « CSCC - Contre-valeur des biens financés par GRDF sur les contrats précédents ».

L'existence de ce passif dans le bilan de GRDF découle de la méthode retenue pour calculer la caducité :

L'amortissement de caducité permet de récupérer le financement du Concessionnaire sur la durée résiduelle du contrat.

Si le contrat est interrompu avant sa date de renouvellement – notamment dans le cas de l'adhésion d'une commune à un syndicat d'énergie – alors GRDF pratique un amortissement exceptionnel de caducité pour couvrir le solde des financements du Concessionnaire restant à récupérer.

Sur la base de ces principes, les biens qui entrent en concession lors de l'adhésion d'une Commune ou du renouvellement d'un contrat ont ainsi vu leurs financements être intégralement récupérés par le mécanisme de la caducité. Ils sont donc considérés comme des remises gratuites en début de contrat.

Alors que GRDF confirme ne pas avoir modifié ses méthodes d'amortissement et qu'il calcule les droits du Concédant en y incluant les remises gratuites suite à l'élargissement du périmètre du contrat historique, il présente un fichier dénommé : « origine de financement » qui ne comptabilise pas la valeur d'entrée de ces ouvrages comme des remises gratuites.

Cette présentation est contestée par le SDEC ÉNERGIE qui sollicite la production d'un nouveau fichier d'origine de financement faisant apparaître a minima la valeur d'entrée en concession des ouvrages concédés des communes intégrant la concession historique soit en 2021 un montant de remises gratuites de 112 605 k€.



Valeur brute des remises gratuites Ensemble des concessions En k€ Origine État de contrôle-inventaire	2018	2019	2020	2021	Évolution
Remises gratuites de tiers	18 789	22 610	24 868	27 740	8%
Adhésions de nouvelles communes	55 450	57 268	67 098	84 866	22%
Somme	74 239	79 878	91 965	112 605	18%

En 2021, les remises gratuites progressent de 18%. Les remises gratuites de tiers progressent de 8% et les remises gratuites suite à l'élargissement du périmètre de la convention historique progressent de 22%.

¹⁵ La contre-valeur est la valeur inscrite au passif du bilan de GRDF en regard de l'inscription de cette même valeur à l'actif dudit bilan.

Valeur brute des remises gratuites Par concession - En k€ Origine État de contrôle-inventaire	Remise gratuite de tiers	Adhésions de nouvelles communes	Somme
Concession historique	26 953	84 866	111 818
Concession 2005	559		559
Concession 2006	53		53
Concession 2007	89		89
Concession 2017	0		0
Ensemble des concessions	27 740	84 866	112 605

Pour mémoire, le fichier « Origine de financement » communiqué par le Concessionnaire fait apparaître la répartition suivante :

Valeur brute biens concédés par origine de financement Ensemble des concessions - En k€ Origine de la donnée : fichier origine de financement	2018	2019	2020	2021
Valeur financée par GRDF	190 333	219 143	246 340	258 893
Valeur des autres financements				
<i>Dont valeur financée par l'Autorité concédante</i>	6	10	10	9
<i>Dont valeur financée par les tiers</i>	18 791	22 610	24 876	26 915
Somme	209 129	241 763	271 226	285 817



Plus largement on notera donc sur ce point que le Concessionnaire ne déduit pas de la valeur qu'il a financé :

- Les utilisations de provisions pour renouvellement et les affectations d'amortissements industriels ayant permis de préfinancer les immobilisations renouvelées,
- la valeur des biens entrés en concession à l'occasion de l'adhésion de nouvelles communes (remises gratuites en début de contrat) alors que les financements correspondants ont été totalement récupérés via les amortissements de caducité et/ou l'affectation de la provision pour renouvellement à leur date d'entrée en concession,
- la question se pose également du sort des amortissements constitués : les amortissements de caducités prélevés sur le compte de résultat du Concessionnaire pour récupérer les financements du Concessionnaire seraient-ils bien déduits lors de la détermination de « la valeur nette comptable des ouvrages concédés financés par le Concessionnaire » ?

Sur la base des constats qui précèdent, le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci : l'existence d'un passif en comptabilité matérialise la valorisation d'une obligation à l'égard d'un tiers pesant sur le Concessionnaire. En l'occurrence, la seule interprétation qui justifie l'existence de ces passifs est qu'il existe une obligation pesant sur le Concessionnaire de remettre le patrimoine gratuitement à l'Autorité concédante en fin de contrat. Cette interprétation a longtemps été celle qui prévalait dans la communication du Concessionnaire auprès de l'Autorité concédante (au moins jusqu'en 2014).

De même, la communication financière officielle de GRDF - au travers de ses comptes sociaux - retenait le vocable « droit en nature du Concédant » pour présenter au bilan l'ensemble des passifs de concession hors provision pour renouvellement.

Jusqu'en 2013, l'annexe des comptes sociaux indiquait en complément :

« Autres fonds propres – Droit en nature des Concédants

Il s'agit de la contre-valeur des biens relevant du régime des concessions.

En application des dispositions du Plan Comptable Général relatives aux opérations faites dans le cadre d'une concession de service et des articles 521-1 et 523-1 du règlement 99- 03 du CRC, la valeur des droits des Concédants exigibles en nature au titre des biens en concession inscrits à l'actif est portée au passif du bilan. Elle comprend :

- la contre-valeur des biens non financés par l'entreprise ;
- la contre-valeur des biens renouvelés par utilisation de la provision pour renouvellement ;
- le fonds de caducité ;

- *l'amortissement de dépréciation des biens non financés par l'entreprise ou des biens non renouvelables, qui vient en déduction.*

Les passifs de concession étaient donc bien identifiés comme des « droits des Concédants exigibles en nature ».

On note également que les remises gratuites des tiers et les remises gratuites en début de contrat étaient regroupées dans un sous-compte des droits du Concédant unique « contre-valeur des biens non financés par l'entreprise ». Or les remises gratuites sont désormais dénommées « Contre-valeur des biens financés par GRDF sur les contrats précédents ». Le Concessionnaire semble ainsi revendiquer des financements dont il reconnaissait auparavant qu'ils n'étaient pas « financés par l'entreprise ».

Malgré ces différentes évolutions, on retrouve la mention des « droits du Concédant » dans les comptes sociaux actuels du Concessionnaire dans le paragraphe concernant l'amortissement de dépréciation où il est indiqué qu'« *Il constate la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du droit du Concédant.* »

L'évolution de la terminologie retenue, du discours tenu et des restitutions financières faites suppose qu'un éclaircissement précis sur l'interprétation que le Concessionnaire fait de l'article 30 soit apporté par lui, en précisant notamment quelle est son interprétation des passifs de concession et quel sera leur sort à l'issue du contrat de concession.

9. Les valeurs comptables

Les valeurs comptables peuvent être recalculées ou sont indiquées dans deux fichiers communiqués par le Concessionnaire :

- Le premier dénommé « VALPAT » (Valorisation patrimoniale) qui indique à la maille de chaque immobilisation, sa valeur brute et sa valeur nette comptable : les valeurs des amortissements sont dès lors reconstituées par soustraction par le Concédant,
- Les seconds dénommés « états de contrôle - onglet inventaire » présentent à la maille de chaque immobilisation, sa valeur brute et sa valeur nette comptable et ses amortissements.

Les tableaux ci-dessous présentent les valeurs par concession et pour l'ensemble des concessions du SDEC ÉNERGIE selon l'origine des données.

Les écarts constatés entre les données issues du fichier VALPAT et celles issues des fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » sont liés essentiellement au fait que 4 types d'ouvrages d'interface usagers ne sont pas comptabilisés dans les fichiers « états de contrôle onglet inventaire », car ce sont des ouvrages non localisés.

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Concession 1997 :

Concession 1997 en k€	2018	2019	2020	2021	2021 Périmètre 2020
Valeur brute	178 001	203 525	239 328	263 663	250 974
Amortissement	74 958	86 656	102 793	115 430	108 727
Valeur nette	103 072	121 222	136 607	148 240	142 255
Taux d'amortissement	42%	43%	43%	44%	43%

Fichier « VALPAT » - Concession 1997 :

Concession 1997 en k€	2018	2019	2020	2021	2021 Périmètre 2020
Valeur brute	178 281	203 587	243 858	269 018	256 124
Amortissement	75 035	86 658	105 390	118 529	111 695
Valeur nette	103 246	116 929	138 469	150 489	144 429
Taux d'amortissement	42%	43%	43%	44%	44%

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2005 :

Concession 2005 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	3 415	3 665	3 911	4 128
Amortissement	643	719	799	917
Valeur nette	2 712	2 697	2 869	2 994
Taux d'amortissement	19%	21%	22%	23%

Fichier « VALPAT » - Concession 2005 :

Concession 2005 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	3 421	3 667	3 946	4 164
Amortissement	719	799	937	1 050
Valeur nette	2 701	2 869	3 009	3 114
Taux d'amortissement	21%	22%	24%	25%

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2006 :

Concession 2006 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	509	513	527	534
Amortissement	113	124	141	156
Valeur nette	396	389	386	377
Taux d'amortissement	22%	24%	27%	29%

Fichiers « VALPAT » - Concession 2006 :

Concession 2006 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	510	513	532	538
Amortissement	113	124	144	159
Valeur nette	397	389	388	379
Taux d'amortissement	22%	24%	27%	30%

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2007

Concession 2007 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	541	542	549	601
Amortissement	123	134	149	164
Valeur nette	418	407	403	436
Taux d'amortissement	23%	25%	27%	27%

Fichier « VALPAT » - Concession 2007 :

Concession 2007 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	542	542	554	605
Amortissement	123	134	151	167
Valeur nette	419	407	402	438
Taux d'amortissement	23%	25%	27%	28%

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2017 :

Concession 2017 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	300	659	692	693
Amortissement	13	24	41	58
Valeur nette	287	635	651	635
Taux d'amortissement	4%	4%	6%	8%

Fichier « VALPAT » - Concession 2017 :

Concession 2017 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	300	659	692	693
Amortissement	13	24	41	58
Valeur nette	287	635	651	635
Taux d'amortissement	4%	4%	6%	8%

Fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » - Ensemble des concessions :

Toutes Concessions en k€	2018	2019	2020	2021	2021 Péri-mètre 2020	Évolution 2020/2021 à iso périmètre		Évolution 2020/2021	
						En %	En k€	En %	En k€
Valeur brute	182 766	208 904	245 007	269 618	256 929	5%	11 922	10%	24 611
Amortissement	75 926	87 737	104 041	116 836	110 132	6%	6 091	12%	12795
Valeur nette	106 871	125 522	141 040	152 790	146 805	4%	5 765	8%	11750
Taux d'amortissement	42%	42%	42%	43%	43%				

Les valeurs comptables des ouvrages concédés reportées dans les fichiers d'états de contrôle pour l'ensemble des concessions s'établissent comme suit au terme de l'exercice 2021 :

- La valeur brute des ouvrages concédés atteint 256 929 k€
- Les amortissements atteignent 116 836 k€ (dépréciation et industriels),
- La valeur nette de ces ouvrages atteint 152 790 k€

Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur 43% de leur valeur d'acquisition d'origine.

Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de 10 %, l'amortissement progresse de 12% et la valeur nette de ces ouvrages est en hausse de 8 %.

Ces variations importantes sont liées principalement à l'extension du périmètre de la concession historique.

À iso périmètre 2020, la valeur brute et les amortissements progressent respectivement de 5% et de 6% et la valeur nette des ouvrages s'inscrit en augmentation de 4 %.

Cette variation est similaire à celle constatée entre les exercices précédents (4.1% entre 2017/2018 et 4.9% entre 2018/2019).

À la maille de chaque contrat, il ressort logiquement que le périmètre « historique » affiche un taux d'amortissement plus important que les concessions mises en concurrence (Concession 2005 : 23% - Concession 2006 : 29 % et Concession 2007 : 27%, Concession 2017 : 8%, contre 43% pour la concession historique).

Le phénomène d'accroissement constant du taux d'amortissement pour dépréciation suggère un vieillissement des ouvrages en concession. Cependant, concernant la concession historique, cet accroissement peut également découler du changement de durée d'amortissement des branchements et colonnes (30 ans contre 45 ans auparavant), survenu en 2020.



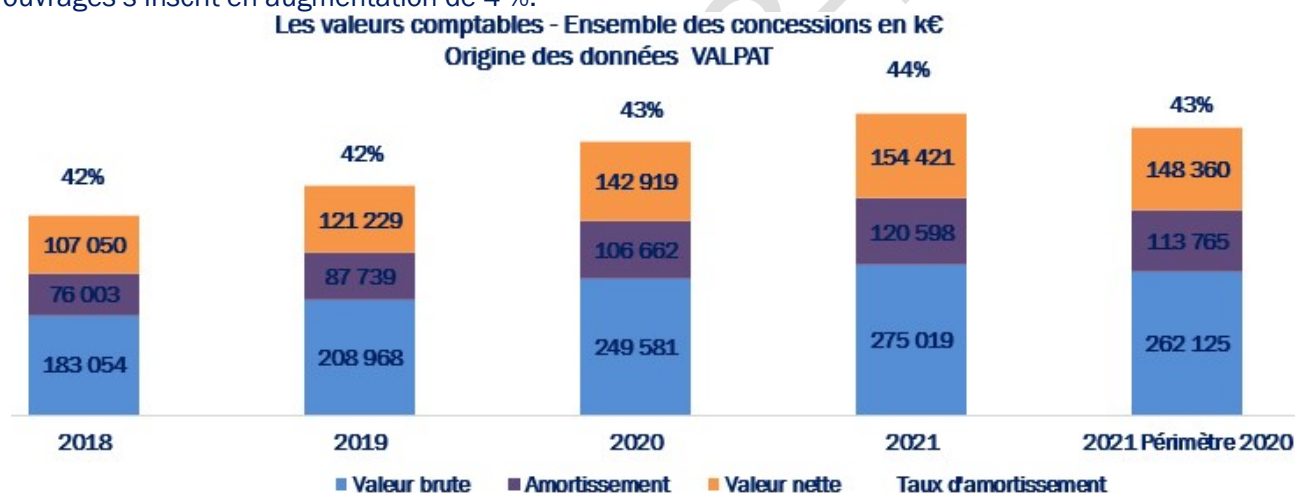
Fichier « VALPAT » - Ensemble des concessions :

Toutes Concessions en k€	2018	2019	2020	2021	2021 Périimètre 2020	Évolution 2020/2021 à iso périmètre		Évolution 2020/2021	
						En %	En k€	En %	En k€
						Valeur brute	183 054	208 968	249 581
Amortissement	76 003	87 739	106 662	120 598	113 765	7%	7 103	13%	13 936
Valeur nette	107 050	121 229	142 919	154 421	148 360	4%	5 441	8%	11 502
Taux d'amortissement	42%	42%	43%	44%	43%				

Les valeurs comptables des ouvrages concédés reportées dans le fichier VALPAT pour l'ensemble des concessions s'établissent comme suit au terme de l'exercice 2021 :

- La valeur brute des ouvrages concédés atteint 275 019 k€
- Les amortissements atteignent 120 598 k€ (dépréciation et industriels),
- La valeur nette de ces ouvrages atteint 154 421 k€

Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur 44% de leur valeur d'acquisition d'origine. Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de 10 %, l'amortissement progresse de 13% et la valeur nette de ces ouvrages est en hausse de 8 %. Ces variations importantes sont liées principalement à l'extension du périmètre de la concession historique. À iso périmètre 2020, la valeur brute et les amortissements progressent respectivement de 5% et de 7% et la valeur nette des ouvrages s'inscrit en augmentation de 4 %.



10. La pratique des amortissements

La pratique des amortissements par le Concessionnaire est complexe et varie en fonction du périmètre concessif concerné. Les tableaux ci-dessous présentent les méthodes mises en œuvre en fonction du périmètre concerné (Concession historique- Autres Concessions).

	Synthèse de la pratique des amortissements - Concession historique							
	Bien financés par GRDF				Bien non financés par GRDF			
	Bien renouvelables		Biens non renouvelables		Bien renouvelables		Biens non renouvelables	
	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants
Amortissement de caducité	Oui	Non	Oui	Non	Non	Non	Non	Non
Amortissement industriel	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Provisions pour renouvellement	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non
Amortissement de dépréciation	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Synthèse de la pratique des amortissements - Autres Concessions								
	Bien financés par GRDF				Bien non financés par GRDF			
	Bien renouvelables		Biens non renouvelables		Bien renouvelables		Biens non renouvelables	
	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants
Amortissement de caducité	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Amortissement industriel	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non
Amortissement de dépréciation	Non	Non	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui

Trois types d'amortissement sont pratiqués par GRDF :

1) **L'amortissement de caducité** permet au Concessionnaire de récupérer son investissement initial sur la durée résiduelle du contrat. Cet amortissement concerne uniquement les biens de 1^{er} établissement pour la quote-part du financement du Concessionnaire dans le financement total de l'ouvrage entrant en concession.

Par ce mécanisme, il récupère chaque année une fraction constante de l'investissement initial décaissé. Ainsi, à l'issue du contrat de concession, l'intégralité des financements que le Concessionnaire a engagés au titre des biens de premier établissement sera récupérée. Dans le modèle comptable retenu par GRDF :

- Ces dotations aux amortissements constituent des charges enregistrées dans le compte d'exploitation,
- les remises gratuites ne donnent pas lieu à un amortissement de caducité et n'engendrent donc pas de charge dans les comptes de résultat du Concessionnaire.

L'amortissement de caducité ne concerne que la Concession historique. Les cumuls d'amortissements sont les suivants au titre des 4 derniers exercices. En 2021, l'amortissement de caducité progresse de 6%. À périmètre constant, il se contracte de 2 % :

Concession 1997 en k€	2018	2019	2020	2021	2021 Périmètre 2020
Cumul Amortissement de caducité	49 708	60 679	66 648	70 484	65 506

2) **L'amortissement industriel** s'applique uniquement aux biens de 1^{er} établissement et seulement dans le cas où ceux-ci sont renouvelables avant la fin du contrat. Les dotations aux amortissements industriels constituent des charges prélevées sur le résultat qui permettent de préfinancer le remplacement des biens en couvrant la valeur d'origine du bien. L'amortissement industriel générateur de charges est également utilisé pour les biens hors concession (biens de reprise et biens propres) puisque ceux-ci ne se voient pas appliquer le principe de caducité.

3) **L'amortissement de dépréciation** concerne les biens financés par GRDF, mais non renouvelables avant la fin du contrat, ainsi que les biens renouvelants et les biens non financés par GRDF. Dans le modèle comptable retenu, ces dotations aux amortissements de dépréciation ne constituent pas des charges enregistrées dans le compte d'exploitation. Elles ont pour contrepartie le compte de droit du Concédant « dépréciation des droits du Concédant ».

En pratique, seul l'amortissement industriel et l'amortissement de dépréciation affectent la valeur comptable du patrimoine en concession puisqu'ils viennent en soustraction de la valeur brute pour calculer la valeur nette comptable. L'amortissement de caducité est pour sa part enregistré au passif du bilan dans un compte spécifique de droits du Concédant et n'est donc pas retranché de la valeur brute des immobilisations pour déterminer la valeur nette comptable de celles-ci.

Le Concessionnaire communique désormais régulièrement les durées d'amortissement, quelle que soit la nature du bien; Les durées d'amortissement sont les suivantes :

Typologie de biens	Durée d'amortissement			
	Ouvrages concédés	2018	2019	2020
Branchements collectifs	45	45	30/45*	30
Branchements individuels	45	45	30/45*	30
Conduites de distribution	45	45	45	45
Conduites d'immeubles	45	45	30/45*	30
Conduites montantes	45	45	30/45*	30
Dispositif de protection des branchements	20	20	20	20
Ens. Immobiliers industriels tradition. Concession	30	30	30	30
Ouvrages d'art génie civil concession	30	30	30	30
Postes de détente réseau	40	40	40	40
Protection cathodique	20	20	20	20
Protections mécaniques de canalisations	20	20	20	20
Télé-exploitation fixée aux ouvrages de réseau	10	10	10	10
Compteurs GAZPAR	20	20	20	20

En 2021, les durées d'amortissement pratiquées par GRDF n'ont pas varié.

On rappellera sur ce point qu'à compter du 1^{er} janvier 2020 la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeubles / conduites montantes a été réduite de 45 à 30 ans, cette modification concerne les nouveaux investissements et les ouvrages mis en service à compter du premier janvier 2005.

Ce changement de durée d'amortissement a été appliqué de façon prospective, ce qui signifie que les amortissements existants ont été conservés en l'état et que l'amortissement de la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2020 se fait linéairement sur la durée résiduelle raccourcie des biens. L'impact du changement comptable sur les charges calculées de la concession n'a pas été communiqué par GRDF.

11. Les limites de l'information transmise au titre des amortissements

Le Concédant constate de manière récurrente qu'il existe de nombreuses limites à l'information que GRDF communique en matière d'amortissement comptable.

 Ces limites restreignent le contrôle du Concédant et limitent la traçabilité des opérations affectant le patrimoine de la concession. Le Concédant souhaite que ces limites soient levées.

Le Concédant relève ainsi que :

- Les comptes rendus d'activité (CRAC) ne font référence, ni aux amortissements pratiqués, ni à la valeur nette comptable du patrimoine. Les chiffres ci-dessus sont reconstitués à partir des fichiers d'inventaire « valorisation-du-patrimoine-2021-detail » et « État de contrôle et inventaire »,
- Il est impossible de justifier la variation des amortissements d'une année à l'autre : ni les dotations, ni les éventuelles reprises, ni l'impact des sorties d'immobilisations et des variations de périmètre de la concession ne sont transmis,
- L'amortissement de dépréciation n'est pas différencié de l'amortissement industriel dans les états d'inventaire, la valeur des amortissements industriels ne peut donc pas être identifiée,
- Le montant des amortissements de caducité n'est pas communiqué au niveau de chaque immobilisation, ce qui interdit tout contrôle de cohérence. Il est également impossible de justifier la variation de la valeur de cet agrégat d'un exercice à l'autre (ni les dotations aux amortissements de

caducité, ni les éventuelles reprises, ni l'impact des sorties d'immobilisations et des éventuelles variations de périmètre de la concession ne sont transmis),

- Le Concessionnaire ne communique pas le montant des dotations aux amortissements pratiqués au titre de l'exercice sur le périmètre de la concession alors que cette information est explicitement prévue par les dispositions de l'article 31 du cahier des charges.

12. Les provisions pour renouvellement

Les cahiers des charges annexés à la concession ne prévoient aucune stipulation relative à la provision pour renouvellement (PR) et se bornent à indiquer que les travaux de maintenance et de renouvellement sont à la charge du Concessionnaire.

En pratique, le Concessionnaire constitue des PR afin de financer en partie le renouvellement des ouvrages dans le cadre de la convention historique, mais le compte rendu d'activité é n'en fait pas état :

Interrogé sur cette situation, le Concessionnaire précise : « GRDF ne communique pas sur la provision pour renouvellement. Elle n'est ni contractuelle ni prise en charge par le tarif de distribution du gaz (ATRD). Elle constitue un dispositif comptable et fiscal dont GRDF bénéficie, mais ne génère pas de flux financier au-delà du différé d'impôt qu'elle procure ».

 Cependant, le Concédant signale que le montant des PR utilisées est affecté en droit du Concédant. En conséquence, il lui semble que le Concessionnaire limite artificiellement l'information du Concédant.

Le Concédant sollicite donc la production des informations suivantes :

- la valeur des provisions constituées sur la maille de la concession au terme de l'exercice, les montants des dotations et des reprises de provisions,
- en ce qui concerne l'agrégat « provisions utilisées », constitution, dotations, reprises, affectations,

13. Le droit du Concédant


Le compte « droit du Concédant » correspond, au terme de la concession, à la valeur des biens qui seront remis par le Concessionnaire. Il représente la part des ouvrages financés par la collectivité, les usagers et les tiers. À la fin du contrat, il est égal à la valeur d'actif net du patrimoine concédé. Annuellement, le solde de ce compte se calcule comme suit :

COMPTE DROIT DU CONCÉDANT
=
Remises gratuites
+
Provisions pour renouvellement utilisées
+
Amortissement de caducité
-
Dépréciation des remises gratuites
-
Amortissement de dépréciation des biens non renouvelables

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du solde de ce compte pour la concession historique. En 2021, ce compte enregistre une progression de 13 % (14 342 k€). À périmètre constant, ce compte ne progresse que de 9% (9 423 k€).

Ainsi, l'évolution constatée est liée pour partie à l'élargissement du périmètre concessif aux communes de Vire Normandie et Douvres-la-Délivrande, mais au principal, le solde de cette évolution est très largement lié à la ligne « remises gratuites lors de l'entrée en concession » qui bénéficie du reclassement des amortissements de caducité concernant les communes ayant intégré le périmètre de la concession syndical avant 2021 (Bernières-Sur-Mer, Beuvillers, Bougy, Condé-en-Normandie, Falaise, Hérouvillette, Monceaux-en-Bessin, Saint-Aubin-sur-Mer, Saint-Martin-de-Fontenay, Saint-Vigor-le-Grand, Varaville et

Droit du Concédant	2018	2019	2020	2021
Remises gratuites	73 698	79 234	91 264	111 818
<i>Dont remises gratuites de tiers</i>	<i>18 248</i>	<i>21 966</i>	<i>24 167</i>	<i>26 120</i>
<i>Dont remises gratuites suite à renouvellement du contrat</i>	<i>55 450</i>	<i>57 268</i>	<i>67 098</i>	<i>81 748</i>
Provisions pour renouvellement utilisées	31 413	35 797	45 602	50 895
Amortissement de caducité	49 708	60 679	66 648	70 484
Amortissement de dépréciation des remises gratuites	31 900	35 209	42 708	53 842
Amortissement de dépréciation des biens non renouvelables	35 066	42 519	49 070	53 278
Solde	87 853	97 982	111 737	126 078

 Le Concédant rappelle qu'il émet depuis plusieurs exercices des remarques de fond sur la nécessité de clarifier et de compléter l'information relative au droit du Concédant :

- Le Concessionnaire a fait évoluer la présentation des informations relatives au droit du Concédant au cours du temps afin de faire disparaître ce terme de l'ensemble des données communiquées (ce terme a été remplacé par l'expression « Comptes Spéciaux des Contrats de Concession »): l'Autorité concédante s'interroge sur la motivation et l'opportunité d'un tel changement de terminologie et sur l'occultation plus globale des passifs des comptes rendus d'activité.
- Le détail des droits du Concédant n'est pas communiqué au niveau de chaque immobilisation pour l'ensemble des comptes qui le composent.
- L'évolution des valeurs des agrégats constitutifs des « droits du Concédant » d'un exercice à l'autre ne peut pas être intégralement justifiée à partir des informations communiquées par le Concessionnaire. Il serait notamment nécessaire de connaître :
 - Les dotations et reprises d'amortissement de caducité,
 - Le montant des affectations de provision pour renouvellement réalisées,
 - Le montant des affectations d'amortissements industriels,
 - L'impact des retraits d'immobilisations sur chacun des postes des droits du Concédant,
 - L'impact détaillé des adhésions de nouvelles communes sur chacun des postes des droits du Concédant.

14. La valeur nette réévaluée

Depuis la publication de la loi de transition énergétique, l'article L2224-31 du CGCT précise que le Concessionnaire communique, un compte rendu annuel qui comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptable... et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel.

La valeur nette réévaluée vise à représenter la part des ouvrages financés par GRDF non couverte à ce jour, par le tarif ATRD qu'il perçoit, à la différence de la valeur nette comptable qui représente la valeur brute des ouvrages à laquelle ont été soustraits les amortissements pratiqués par le Concessionnaire.

Elle est déterminée à partir de la valeur de l'ouvrage réévaluée de l'inflation à laquelle il a été soustrait la charge de remboursement économique. Le taux d'inflation considéré par GRDF est celui pris en compte par la CRE depuis 2003, c'est-à-dire celui de l'Indice des Prix à la Consommation (IPC).

Valeur nette réévaluée fin 2021- Biens concédés	Valeur brute	Valeur financée par GRDF en k€	Valeur nette comptable	Valeur nette réévaluée fin d'année en k€	Part des actifs non couverte par le tarif ATRD
Périmètre "historique"	269 018	242 057	150 489	153 556	63%
Concession 2005	4 164	3 548	3 114	2 864	81%
Concession 2006	538	486	379	382	79%
Concession 2007	605	487	438	376	77%
Somme	274 326	246 577	154 421	157 179	64%

À fin 2021, la valeur nette réévaluée des ouvrages concédés en fin d'exercice pour l'ensemble des concessions à l'exception de la concession de Baron sur Odon atteint 157 179 k€

Ainsi, 64% des biens concédés financés par le Concessionnaire et affectés aux concessions du SDEC ÉNERGIE n'ont pas été couverts par le tarif d'acheminement fixé par le CRE.

Le tableau ci-dessus permet de constater que le Concessionnaire comptabilise les biens financés par l'amortissement de caducité, les biens financés par l'affectation des provisions pour renouvellement et les biens remis gratuitement à l'origine d'un contrat de concession comme des biens financés par GRDF : ce que conteste le Concédant.

Il permet aussi de constater que la valeur nette réévaluée sur le contrat historique pour les biens concédés est supérieure de près de 3% à la valeur nette comptable ce qui induit que le remboursement obtenu via la quote-part de tarif affectée à cet effet est sensiblement supérieur à la simple récupération de la valeur initiale du financement divisée par la durée d'utilisation probable de l'investissement.

 Le SDEC ÉNERGIE s'interroge sur le risque financier à court ou moyen terme dès lors que l'ensemble des éléments permettant d'acter du financement complet des biens de retour en fin de contrat serait masqué.

Ceci s'avère renforcé par les positions écrites du Concessionnaire qui précise que le versement d'une indemnité de sortie basée sur la valeur nette réévaluée n'est pas à écarter en cas d'ouverture du périmètre historique à la concurrence, configuration totalement exclue eu égard aux pratiques comptables du délégataire en matière d'amortissement et de provisions pour renouvellement.

15. Les comptes de régulation

À titre liminaire, on rappellera que GRDF a modifié en 2020 la présentation du compte de régulation. Les modifications ont porté sur :

- **Les recettes liées à l'acheminement du gaz** : ces recettes sont désormais détaillées en fonction des composants de l'ATRD 6,
- **Les charges d'exploitation** : ces charges sont dorénavant présentées nettes c'est-à-dire qu'il s'agit du montant brut de charges d'exploitation duquel sont déduites les recettes liées aux prestations complémentaires, ainsi que le cas échéant les recettes d'acheminement vers un réseau aval hors de la zone péréquée de GRDF. Ces recettes viennent en déduction des charges brutes d'exploitation conformément à la méthodologie tarifaire retenue par la CRE,
- **Les charges d'investissement** : Ces charges sont scindées afin de présenter leurs deux composants : d'une part le remboursement économique correspondant aux montants annuels d'amortissement des biens mis en service sur le périmètre de la concession, auquel est intégré l'effet de l'inflation permettant la réévaluation de la valeur nette des ouvrages et d'autre part la rémunération de la base d'actifs régulés, correspondant pour GRDF au coût de financement des ouvrages mis en service sur le périmètre de la concession.

Compte tenu de toutes ces modifications mises en place dans le CRAC 2020, et dans le but de fournir des données historiques cohérentes entre les différentes années, les montants relatifs aux exercices 2018 et

2019 ont fait l'objet d'un recalcul pro forma de la méthodologie retenue pour 2020.

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats économiques par concession sur une chronologie de 4 exercices.



16. Les limites de l'information financière communiquée

Le Concédant relève que la qualité de l'information économique et financière reste à parfaire sur de nombreux points :

- Concernant les charges d'exploitation d'une part,
 - o Aucune information permettant d'identifier les modalités de détermination des valeurs communiquées pour chacun des agrégats n'est communiquée ni dans le CRAC ni dans des éléments de documentation complémentaires :
 - les valeurs unitaires des différents inducteurs retenus ne sont pas communiquées,
 - la part de la concession historique et des DSP dans les chiffres nationaux (nombre d'inducteurs de la concession / nombre d'inducteurs au niveau national) n'a pas été transmise,
 - les modalités d'affectation et d'imputation des charges analytiques aux concessions (affectation, imputation, répartition) ne sont pas décrites.
 - o D'autre part, le Concessionnaire ne donne aucune indication dans le CRAC pour expliquer quelles sont les causes à l'origine des variations observées au niveau des différents agrégats de charges présentés, ce qui amplifie la difficulté signalée au point précédent pour réaliser une analyse des évolutions pluriannuelles observées.
- Concernant les charges liées aux investissements,
 - o D'une part la part dite « d'amortissement » de la composante « charges de capital normatives » du tarif ne correspond pas à la charge comptable d'amortissement telle qu'elle est calculée dans les comptes de la société Concessionnaire GRDF,
 - o D'autre part, bien qu'explicitement mentionnées au titre des informations à communiquer au titre du rapport financier prévu par l'article 31 « Contrôle et compte rendu d'activité de la concession » les charges calculées réelles enregistrées sur le périmètre de la concession ne sont pas communiquées.

Il est utile de rappeler que les charges qui devraient être présentées à ce titre concernent :

- l'amortissement de caducité destiné à amortir sur la durée résiduelle du contrat les financements consentis par le Concessionnaire,
 - l'amortissement industriel destiné à reconstituer la valeur historique des biens de premier établissement dont le renouvellement est prévu avant la fin du contrat de concession ; afin d'en assurer le préfinancement,
 - les dotations aux amortissements des matériels non concédés affectés à l'exploitation de la concession ;
 - les dotations aux provisions pour renouvellement,
 - la valeur nette comptable des éléments sortis de l'actif,
 - les éventuelles dotations et reprises afférents à d'autres passifs que ceux énumérés ci-dessus.
- o En dernier lieu, la composante « part de rémunération financière » de la rémunération autorisée ne correspond pas aux charges d'intérêts réellement supportées par le Concessionnaire pour le financement de la concession (base et taux sont différents). En effet, la composante « rentabilité des fonds propres » de la rentabilité autorisée ne vise pas à couvrir une charge comptable, mais à contribuer au résultat que le Concessionnaire va dégager dans le cadre de l'exploitation du domaine concédé. Il s'agit comptablement d'un résultat autorisé et non d'une charge.

En conclusion, il apparaît donc que l'état de synthèse présenté sous la dénomination « compte d'exploitation » ne constitue pas un compte de résultat et ne permet pas d'étudier la rentabilité liée à la concession. Le Concédant le dénomme donc « compte de régulation » dans le présent document.

1.1 La concession historique

Compte de régulation Concession Historique en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €	Part
Recettes d'acheminement	26 284	28 404	30 141	34 584	15%	4 442	
<i>Part Abonnement</i>	10 222	11 213	12 114	12 674	5%	560	37%
<i>Part Consommation</i>	14 724	15 816	16 557	20 235	22%	3 678	59%
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	670	627	613	728	19%	115	2%
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	668	748	857	946	10%	89	3%
Charges Nettes d'Exploitation	11 507	12 432	13 336	14 502	9%	1 167	
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	13 425	14 409	16 373	17 143	5%	770	
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-1 894	-1 956	-3 029	-2 623	-13%	406	
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	-25	-21	-8	-17	110%	-9	
Charges d'investissements	13 212	15 135	16 106	17 423	8%	1 317	
<i>Remboursement économique</i>	6 961	7 997	9 610	10 418	8%	808	
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	6 251	7 137	6 496	7 005	8%	509	
Produits moins Charges	1 565	838	699	2 658			
Impact climatique	890	684	-175	1 765			
Contribution à la péréquation	-1 099	-1 555	- 429	- 891			
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 774	1 710	1 304	1 785			

Les recettes d'exploitation se composent :

- Des recettes d'acheminement : Les recettes d'acheminement présentées dans les comptes de résultat correspondent aux facturations réelles ou estimées sur le périmètre des contrats de concession au titre l'exercice 2021,
- Des recettes liées aux prestations complémentaires qui sont en principe enregistrées sur le périmètre de chaque concession et constituent ainsi des affectations directes en produits.
- Des recettes d'acheminement vers le réseau aval hors zone péréquée.

Pour ce qui concerne **les charges d'exploitation**, il s'agit de charges indirectes affectées aux concessions selon les principes suivants :

- Répartition des charges des équipes de GRDF sur les concessions en fonction de leur périmètre géographique d'activité,
- répartition des charges non directes en identifiant des inducteurs de coûts en rapport avec les moyens affectés et le niveau d'activité de la concession.

En réalité, il apparaît que seules les charges de redevance de concession font l'objet d'une affectation directe.

L'ensemble des autres charges d'exploitation est imputé aux concessions à partir d'un mécanisme de collecte des charges sur différents périmètres géographiques supra-concessifs, puis de répartition au travers d'inducteurs de coûts censés représenter l'intensité de consommation des différentes ressources par la concession.

Le montant de **charges liées aux investissements** correspond à la quote-part des recettes tarifaires autorisées par la CRE (dans le cadre du tarif dit ATRD) intitulée « charges de capital normatives ». Les recettes autorisées au titre des charges de capital se décomposent en deux parts :

- une part dite « d'amortissement » :

Celle-ci est calculée sur la base d'un amortissement linéaire du financement du Concessionnaire sur la durée de vie économique prévue par la CRE. Cet amortissement n'est pas calculé sur la valeur historique du financement du Concessionnaire, mais sur une valeur réévaluée à l'issue de chaque exercice.

- une part dite « de rémunération financière » :

Cette part vient s'ajouter à la part dite « d'amortissement » et assure au Concessionnaire un revenu calculé sur la valeur amortie réévaluée de ses financements. Le taux appliqué dans ce cadre a été de 5% depuis 2016, puis de 4,1% à partir du 1er juillet 2021 (ATRD6).

À la maille de la Concession Historique, on observe en 2021 une progression des recettes d'acheminement de 15%, soit 4 443 k€. Il s'agit principalement d'un effet lié principalement à l'accroissement des volumes acheminés et pour une moindre part à la hausse tarifaire limitée appliquée au 1er juillet 2021 (0,7% en moyenne). Cet accroissement des volumes s'explique très essentiellement par les deux effets cumulatifs suivants :

- Un effet climat favorable, la météo ayant été plus froide qu'anticipée.
- L'extension du périmètre de la concession historique, du fait de l'adhésion de nouvelles communes.

Après retraitement de l'effet climat (Impact climatique 2021 : 1 765 k€), les recettes d'acheminement progressent de 2 678 k€ dont 1 828 k€ sont liés à l'élargissement du périmètre de la concession historique.

Les autres recettes enregistrent une baisse de 14 % en 2021, liée à une diminution de 49% des recettes de raccordement. Cette baisse reste inexpliquée au terme du contrôle compte tenu d'une augmentation du nombre de raccordements réalisés en 2021 (+ 101 raccordements réalisés par rapport à 2020). D'une manière générale, aucun élément d'explication et aucun commentaire ne sont formalisés dans le CRAC pour expliquer les différentes évolutions observées.



Concession Historique en k€ Détail des recettes d'exploitation Évolution 2020/2021	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	30 141	34 584	15%	4 443
Recettes liées aux prestations complémentaires	3 029	2 623	-13%	-406
<i>Dont prestations ponctuelles</i>	313	365	17%	52
<i>Dont prestations récurrentes</i>	1 234	1 386	12%	152
<i>Dont prestations à destination des producteurs de biométhane</i>	28	135	382%	107
<i>Dont raccordements et autres travaux</i>	1 455	738	-49%	-717
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	8	17	113%	9

Les charges d'exploitation nettes progressent de 9%. Cet accroissement est la résultante d'une augmentation des charges brutes d'exploitation de 5%, de la baisse des recettes liées aux prestations complémentaires (13%). Les recettes d'acheminement vers un réseau aval hors de la zone péréquée de GRDF progressent de 9 k€.

Une part importante de la croissance des charges nettes d'exploitation résulte de l'adhésion des nouvelles communes au contrat historique. Ainsi, à périmètre constant, les charges d'exploitation sont maîtrisées puisqu'elles augmentent de moins de 1%.

Les charges d'investissement progressent de 8%, ce mouvement résulte intégralement de l'extension du périmètre en concession.

Le résultat (produits-charges) progresse de 2 658 k€ hors impact climatique par rapport à celui de l'exercice précédent. Si nous prenons en compte cet impact, le résultat progresse de 893 k€. La contribution à la péréquation nationale est négative à hauteur de 891 k€. Cela signifie que la concession historique bénéficie de la péréquation tarifaire nationale. La ligne « autres » du compte de régulation est calculée par différence entre les recettes, les charges de la concession, l'impact climatique et la contribution à la péréquation.

Compte de régulation Concession Historique en k€ À iso périmètre	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	26 284	28 404	30 141	32 756	9%	2 614
<i>Part Abonnement</i>	10 222	11 213	12 114	12 064	0%	-51
<i>Part Consommation</i>	14 724	15 816	16 557	19 156	16%	2 599
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	670	627	613	631	3%	17
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	668	748	857	906	6%	49
Charges Nettes d'Exploitation	11 507	12 432	13 336	13 890	4%	554
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	13 425	14 409	16 373	16 333	0%	-40
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-1 894	-1 956	-3 029	-2 426	-20%	604
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	-25	-21	-8	-17	-110%	-9
Charges d'investissements	13 212	15 135	16 106	16 564	3%	458
<i>Remboursement économique</i>	6 961	7 997	9 610	9 875	3%	265
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	6 251	7 137	6 496	6 689	3%	193
Produits moins Charges	1 565	838	699	2 302		
Impact climatique	890	684	-175	1 657		
Contribution à la péréquation	-1 099	-1 555	-429	-1 048		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 774	1 710	1 304	1 693		

1.2 Autres concessions

Compte de régulation Concession 2005 en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	211	217	220	236	8%	16
<i>Part Abonnement</i>	105	107	111	113	2%	2
<i>Part Consommation</i>	95	98	96	110	15%	14
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	7	7	7	7	0%	0
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	5	5	6	7	9%	1
Charges Nettes d'Exploitation	166	118	123	154	25%	31
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	179	136	149	164	10%	15
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-13	-18	-26	-10	-62%	16
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	0	0	0	0		0
Charges d'investissements	228	241	235	242	3%	7
<i>Remboursement économique</i>	90	97	115	119	4%	4
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	138	144	120	123	2%	2
Produits moins Charges	-183	-141	-138	-160		
Impact climatique	7	6	0	11		
Contribution à la péréquation	-208	-161	-147	-184		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	17	15	9	13		

Compte de régulation Concession 2006 en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	27	27	26	28	9%	2
<i>Part Abonnement</i>	12	12	12	12	-1%	0
<i>Part Consommation</i>	14	14	13	15	18%	2
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	0	0	0	0		0
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	1	1	1	1	6%	0
Charges Nettes d'Exploitation	23	53	14	13	-6%	-1
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	25	56	15	16	6%	1
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-2	-2	-1	-3	124%	-2
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	0	0	0	0		0
Charges d'investissements	34	35	34	34	0%	0
<i>Remboursement économique</i>	14	14	17	17	1%	0
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	21	21	17	17	-2%	0
Produits moins Charges	-31	-61	-22	-19		
Impact climatique	1	1	0	2		
Contribution à la péréquation	-34	-64	-23	-22		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	2	2	1	2		

Compte de régulation Concession 2007 en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	19	21	24	25	8%	2
<i>Part Abonnement</i>	8	9	11	11	1%	0
<i>Part Consommation</i>	11	11	12	14	14%	2
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	0	0	0	0		
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	0	1	1	1	8%	
Charges Nettes d'Exploitation	22	27	28	24	-16%	-4
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	22	34	30	24	-19%	-6
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	0	-7	-1	0	-78%	1
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	0	0	0	0		
Charges d'investissements	32	33	31	32	2%	1
<i>Remboursement économique</i>	13	13	15	16	3%	1
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	20	20	16	16	1%	
Produits moins Charges	-36	-39	-36	-30		
Impact climatique	1	1	0	1		
Contribution à la péréquation	-38	-41	-36	-33		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	2	2	0	1		

Compte de régulation Ensemble Concessions péréquées en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Évolution 2020/2021 En €
Recettes d'acheminement	26 541	28 669	30 410	34 873	15%	4 463
<i>Part Abonnement</i>	10 346	11 341	12 248	12 810	5%	562
<i>Part Consommation</i>	14 843	15 939	16 678	20 374	22%	3 696
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	677	634	620	735	18%	115
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	675	755	864	954	10%	90
Charges Nettes d'Exploitation	11 718	12 630	13 501	14 693	9%	1 192
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	13 652	14 634	16 567	17 347	5%	780
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-1 909	-1 984	-3 058	-2 637	-14%	422
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	-25	-21	-8	-17	110%	-9
Charges d'investissements	13 507	15 443	16 406	17 731	8%	1 324
<i>Remboursement économique</i>	7 077	8 121	9 757	10 570	8%	813
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	6 430	7 321	6 650	7 161	8%	511
Produits moins Charges	1 315	597	503	2 449		
Impact climatique	899	691	-175	1 779		
Contribution à la péréquation	-1 379	-1 822	-636	-1 130		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 796	1 728	1 314	1 801		

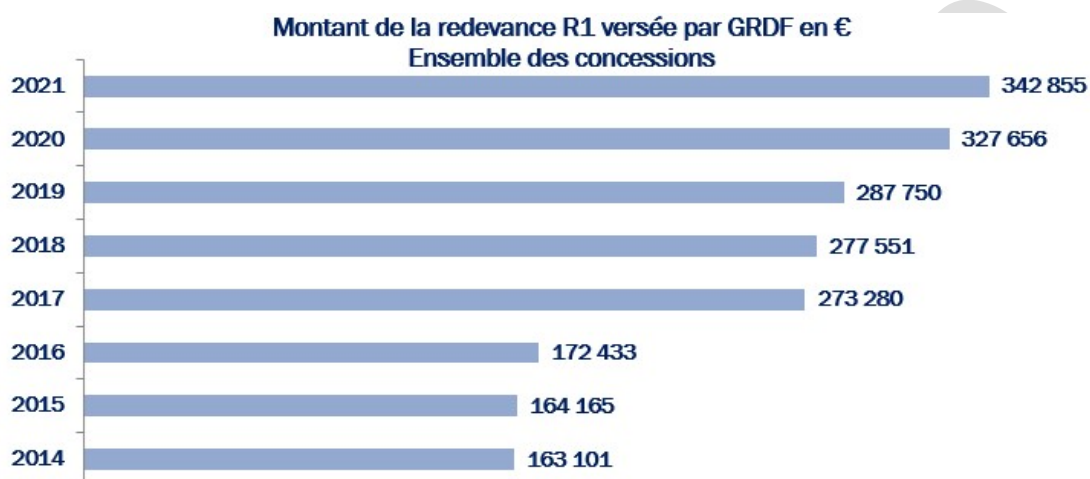
Concession 2017 Concession non péréquée en k€	2018	2019	2020	2021
Recettes d'acheminement	1	9	14	19
<i>Part Abonnement</i>	0	4	6	9
<i>Part Consommation</i>	1	5	7	10
<i>Somme de Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	0	0	0	0
<i>Part Commissionnement</i>	0,0	0,1	0,2	0,3
Charges nettes d'exploitation	53	21	14	21
<i>Charges brutes d'exploitation</i>	58	35	17	22
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-5	-14	-3	0
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	0	0	0	0
Charges d'investissements	5	11	17	17
<i>Charges liées aux investissements de la concession</i>	5	11	17	17
<i>Charges liées aux investissements du réseau d'amenée</i>	0	0	0	0
Résultat avant impôt sur les sociétés	-56	-23	-17	-20
Dont impact climatique	0	0	0	1

17. La redevance R1

Les redevances dites R1 ont pour objet de financer les frais supportés par l'Autorité concédante en vue de lui permettre d'exercer ses compétences dans les domaines suivants :

- Contrôle de la concession,
- conciliation en cas de litige entre les consommateurs finals et le Concessionnaire,
- coordination des travaux du Concessionnaire avec ceux de la voirie et des autres réseaux,
- actions tendant à la maîtrise de la demande de gaz naturel des consommateurs finals et conseils donnés pour la bonne application du catalogue des prestations,
- études générales sur l'évolution du service concédé,
- part des frais de structure de l'Autorité concédante qui se rapporte à la distribution de gaz naturel.

Les cahiers des charges fixent les modalités de calcul et de versement de ces redevances.



La redevance R1 en augmentation constante. Cette augmentation est liée au principal à l'extension du périmètre du contrat historique.

18. Bilan partie comptabilité et finances



Points forts

- Redressement des dépenses d'investissement.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller en 2022

- L'évolution de valeur brute/usagers qui est en progression continue depuis 2015 : l'accroissement de la valeur d'actif brute est nettement plus rapide que le nombre d'usagers desservis.
- L'évolution des recettes liées aux raccordements.

Points en attente en 2022

- La localisation de l'ensemble des ouvrages d'interface usagers qui devrait créer une unicité des données communiquées.
- Comme l'exercice précédent, le Concédant souligne que l'impact du changement de régime juridique des ouvrages d'interface sur le périmètre des concessions n'a pas été transmis et ne peut être reconstitué.
- Clarification de la portée de valeur nette réévaluée.



Points faibles ou en attente récurrente

- La présentation des origines de financement doit être corrigée.
- Le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci.
- Les nombreuses limites à l'information transmise au titre des amortissements au Concédant doivent être levées.
- L'information relative à la provision pour renouvellement doit être complétée.
- L'information relative au droit du Concédant doit être clarifiée et complétée.
- L'information financière reste lacunaire.

**LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL
EN 2021
SYNTHÈSE**

I. LES DONNÉES CHIFFRÉES À RETENIR

- 5 conventions de concession :

Synthèse	Concession historique 1997	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017
Date d'entrée en vigueur	15/12/1997	22/09/2005	02/06/2006	26/10/2007	26/12/2017
Durée	30 ans				
Terme	15/12/2027	22/09/2035	22/06/2036	26/10/2037	26/12/2047
Mission principale du concessionnaire	Distribution de Gaz naturel				

- Un périmètre géographique qui évolue chaque année => 114 communes en 2021 (Vire-Normandie et Douvres-la-Délivrande)

1. LES USAGERS

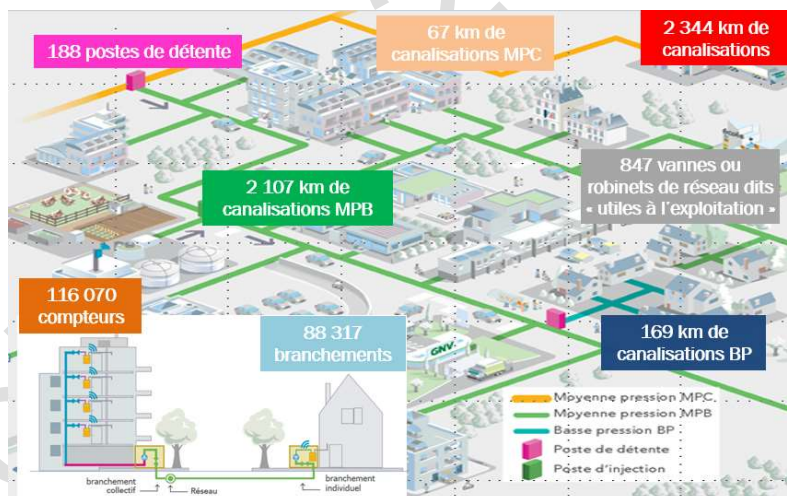
- **113 179 usagers en soutirage** (+5,9%) à périmètre constant (+1,4%, 108 425 usagers). Des évolutions du nombre d'usagers très variables en fonction des concessions. **99% des usagers** appartiennent à la concession historique. Le nombre d'usagers **de toutes les tranches tarifaires progresse**.
- **2 967 GWh acheminés** (+20,4%), à périmètre constant (+11,2%). **99% du volume consommé** appartient à la concession historique. Des évolutions du volume distribué **très variables** en fonction des concessions. Le volume consommé par les usagers augmente **pour toutes les tranches tarifaires**.
- **Deux installations injectent du biogaz** dans les réseaux de distribution depuis 2020. Ces installations disposent d'une capacité d'injection cumulée de 554 Nm³/h. Ces installations ont injecté en 2021, 42 459 MWh. Ce volume injecté est en progression de 57% par rapport à l'exercice antérieur.
- **73 % des usagers en soutirage** sont des **usagers T2** qui consomme **47,5% du volume distribué**.
- **94% des usagers** de l'ensemble des concessions **sont des usagers résidentiels**.
- Le secteur **résidentiel** absorbe **42%** du volume consommé, le secteur de **l'industrie**, **35%** du volume consommé, le secteur **tertiaire**, **23%**.
- **110 396 compteurs Gazpar** posés, le taux d'équipement atteint **91%**, il progresse de 11 points. Le taux de refus de pose est **minime** (0.22%).
- **Les indicateurs de relève des compteurs sont bons**.
- Le **volume des prestations** réalisées par le Concessionnaire progresse (+13%, +7% à périmètre constant).
- **Forte évolution** du nombre de prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD liées à **un changement de méthode de calcul**.
- **Les taux de réalisation** des prestations hors raccordement dans les délais convenus **sont bons** malgré une légère décroissance.
- **Le taux de réalisation des branchements** les délais convenus **sont bons et progressent** par rapport aux exercices antérieurs alors que l'activité de raccordement s'est renforcée.

- ❑ Un nombre de réclamations qui diminue (863 réclamations, -0,7%). Après trois exercices consécutifs de progression cette **décroissance est satisfaisante**. Ce mouvement doit se confirmer lors des prochains exercices.
- ❑ 94,7% des réclamations présentées par les usagers sont traitées en moins de 30 jours : ce taux est moindre que celui de l'exercice précédent.

2. LES TRAVAUX

- ❑ Forte augmentation du linéaire de **réseau mis en concession** (30 km, +30% par rapport au linéaire de l'année précédente, +70% en €).
- ❑ Le nombre de branchements progresse, c'est une **prise plus nuancée que celle observée sur les linéaires, après la contraction observée en 2020 du fait de la pandémie** (+306).
- ❑ Le **nombre d'études** de rentabilité réalisées se contracte **fortement**. Cette diminution est le signe d'une **amorce de désaffection** des usagers envers l'énergie gaz liée notamment à la mise en pace de la RE 2020 qui limite fortement l'usage du gaz et à l'augmentation du coût des énergies.
- ❑ Les dépenses de maintenance **progressent**, notamment celles de maintenance préventive.
- ❑ L'**information du Concédant relative aux actions de maintenance et leurs résultats, reste à parfaire**.
- ❑ Les informations communiquées par le Concessionnaire en matière de maintenance font apparaître que ses programmes de maintenance des ouvrages **sont respectés sans action de maintenance inhabituelle**.

3. LES OUVRAGES



- ❑ Le réseau de distribution de gaz naturel est composé de 2 344 km de canalisations réparties par niveau de pression.¹
- ❑ Le **linéaire de canalisations progresse** de 7% sur l'ensemble des concessions, cette évolution est liée à l'extension du périmètre de la concession historique. Le linéaire de réseau des autres concessions est en hausse de +1,5%. Le linéaire de la concession 2006 n'a pas évolué depuis 2017. Le linéaire de la concession 2017 n'a pas évolué en 2021.
- ❑ Le réseau est composé majoritairement de **canalisations en polyéthylène** (67%) et de canalisations de **moyenne pression de type B** (90%, 2 107 km).

¹ Moyenne pression de type C (MPC) : entre 4 bar et 25 bar ; Moyenne pression de type B (MPB) : entre 400 mbar et 4 bar ; Basse pression (BP) : inférieure à 50 mbar.



- ❑ L'âge moyen des canalisations **est de moins de 29 ans** pour l'ensemble des concessions. Les pourcentages d'ouvrages dépassant leurs durées d'amortissement et leurs durées de vie technique sont à surveiller.
- ❑ Le taux de canalisations en classe de précision **A est en moyenne de 80% sur les communes en zone urbaine** et 74% sur les autres communes. Le Concedant demande à nouveau de report de l'ensemble des branchements en cartographie et relève une baisse lente mais régulière du pourcentage de branchement localisé au moyen de l'adresse du PCE (Point de Comptage et d'Estimation).

4. LA QUALITÉ

- ❑ Le nombre d'appels sur la ligne Urgence Sécurité Gaz (3 298) est en diminution de -4% par rapport à 2020. Le nombre d'incidents (pour dépannage et pour sécurité) enregistrés en 2021 sur les territoires des concessions (1 601) a augmenté de +4% par rapport à 2020 (et baissé de -1% à isopérimètre 2020).
- ❑ À la maille du département, le Concessionnaire précise qu'il arrive sur les lieux de l'incident en moins de **60 minutes pour 99,6% de ses interventions pour motif de sécurité** (c'est-à-dire hors dépannage).
- ❑ **1 incident majeur a eu lieu en 2021** (fuite à la suite d'un dommage à un branchement lors de travaux de tiers à Caen). Le nombre d'incidents majeurs doit être surveillé.
- ❑ **Le délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE n'a pas été communiqué. Il augmente au périmètre du département (69 minutes).**
- ❑ La principale nature des incidents constatés est : **fuite de gaz sans incendie ni explosion**. Le Concessionnaire doit agir pour diminuer la cause d'incident « **usure ou rupture de pièces** » (44% des causes) et pour diminuer le nombre d'incidents sur **les branchements** (77% des sièges).
- ❑ Les taux d'incidents par type d'ouvrages **sont bas et stables. Deux taux sont néanmoins à surveiller** : celui concernant les linéaires de branchements et celui relatif aux canalisations BP.
- ❑ Toutes pressions confondues, on observe en moyenne **1,1 fuites pour 100 km de réseau**. Les taux de fuites par type d'ouvrages **sont en baisse** pour les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes.
- ❑ **Le taux de fuites sur les canalisations en basse pression est 12 fois plus élevé** (BP : 7,1%) que sur celles en moyenne pression de type B (MPB : 0,6%). **Le stock de canalisations en basse pression doit diminuer compte tenu de leur caractère incidentogène.**

5. LA COMPTABILITÉ

- ❑ La valeur brute des ouvrages utiles pour l'ensemble des concessions s'établit à **299 739 k€**. 98% de ces ouvrages appartiennent à la concession historique. Les canalisations de distribution représentent plus de la moitié de la valeur d'acquisition du patrimoine concédé. Rapportée au nombre d'usagers, la valeur d'actif des ouvrages concédés imputable à la desserte de chacun s'élève de 2 382 €.
- ❑ Les valeurs comptables des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions s'établissent comme suit au terme de l'exercice 2021² :
 - La valeur brute des ouvrages concédés atteint **256 929 k€**,
 - Les amortissements atteignent **116 836 k€** (dépréciation et industriels),
 - La valeur nette de ces ouvrages atteint **152 790 k€**.
- ❑ **Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur 43%** de leur valeur d'acquisition d'origine.
- ❑ Sur l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissements sur les ouvrages concédés, en 2021, ont atteint **12 696 k€**.

² Données reportées dans les fichiers d'états de contrôle

- Le Concédant relève que la qualité de l'information économique et financière reste à parfaire sur de nombreux points.

II. NOS PRINCIPALES CONCLUSIONS

Les conclusions ci-dessous ne comportent qu'une partie des remarques des auditeurs³. Il est indispensable de se reporter au contenu des bilans de chaque partie de la mission de contrôle afin de prendre connaissance de l'exhaustivité des remarques de l'Autorité concédante :

I USAGERS		- Forte progression du taux d'équipement en compteurs Gazpar (91%). - Les taux de prestations ou de raccordement dans les délais convenus sont bons et s'améliorent pour les raccordements.
		
II TRAVAUX		- Augmentation du linéaire de canalisations mis en concession.
		- Non-transmission d'un certain nombre de données : détail des montants par poste de maintenance curative et préventive, depuis la mission de contrôle 2018. - Le Concédant attend la communication d'un certain nombre d'indicateurs de réalisation et de résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés.
III OUVRAGES		- Age moyen des canalisations de réseau contenu, - Baisse de la proportion de branchements dits « fictifs ».
		- Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs ».
IV QUALITÉ		- Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et assez stables, à l'exception de ceux relatifs aux branchements et aux canalisations basse pression. - Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse pour les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes.
		- Le taux d'incidents sur canalisations BP est 5 fois supérieur à celui sur canalisations MPB et le taux de fuites des canalisations BP est 12 fois supérieur.
V COMPTABILITÉ		- Redressement des dépenses d'investissement.
		- La présentation des origines de financement doit être corrigée. - Le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci. - Les nombreuses limites à l'information transmise au titre des amortissements au Concédant doivent être levées. - L'information relative à la provision pour renouvellement doit être complétée. - L'information relative au droit du Concédant doit être clarifiée et complétée. - L'information financière reste lacunaire.

³ Sont exclus, l'ensemble des points en attente ou à surveiller lors de la prochaine mission de contrôle ainsi qu'une partie des points forts et des points faibles ou en attente récurrente.



**REUNION DU COMITE SYNDICAL
 DU 12 OCTOBRE 2023**

Extrait du registre des délibérations

Objet : RAPPORT DE MISSION DE CONTROLE 2022, DONNEES 2021 - ENEDIS-EDF

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
37.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
38.	EPCI	LAGALLE	Philippe
39.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
41.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves

42.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
43.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
44.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
45.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
46.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
47.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
48.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
49.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
50.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
51.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
52.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
53.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
54.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
55.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
56.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
57.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
58.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
59.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
60.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
61.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
62.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
63.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
64.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
65.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
66.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
67.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
68.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
69.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
70.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
71.	EPCI	SAINT LO	Patrick
72.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
73.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
74.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
75.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
76.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHALUVET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCCHIO	Jean-Pierre
25.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien



2023-04-CS-DB-6

26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	Françis
38.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
39.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
40.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
42.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
43.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
44.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
45.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
46.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
47.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
48.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
49.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
50.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
52.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
53.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
54.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
55.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
56.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
57.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
58.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
59.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
60.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
61.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
62.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
63.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
64.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
65.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
66.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
67.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
68.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
69.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
70.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
71.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	76	2	78

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barberby (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),

VU, la convention de concession liant le SDEC ENERGIE, ENEDIS et EDF en date du 29 juin 2019,

VU, le compte rendu d'activités et les données complémentaires communiqués par le concessionnaire à compter du 1^{er} juin 2022,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, le rapport annuel de contrôle des concessions et sa synthèse,

VU, l'avis favorable de la Commission « Concessions Electricité et Gaz » en du 5 septembre 2023,

VU, l'avis favorable du Bureau Syndical en date du 22 septembre 2023,

CONSIDERANT les conclusions de ce rapport :

I- Partie usagers (ENEDIS)

Points forts

- Un niveau d'acceptabilité du compteur communicant qui reste satisfaisant.
- Forte évolution de la part de compteurs LINKY™ sur le nombre de compteurs C5.
- Redressements du taux de compteur relevé semestriellement et du taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé.
- Les taux de réalisation des prestations annexes dans les délais standards ou convenus sont bons.
- Amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT avec et sans extension de réseau.

Points à surveiller

- L'évolution des quantités d'énergie produite des sites d'injection par filière et par segment à la suite d'une contraction de 11 % en 2021.
- L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants, et la mise en place de la relève facturée pour certains usagers.
- L'évolution des indicateurs de performance de la pose du compteur LINKY™ (taux de réintervention en progression et nombre de réclamations qui se dégradent en 2021 dans un contexte où le développement de masse se termine).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire).
- L'évolution du nombre de pénalités pour coupures longues (supérieur à la moyenne des exercices précédents).
- L'évolution du nombre de réclamations, du taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours et du délai moyen de traitement des réclamations.



2023-04-CS-DB-6

Points en attente

- Communiquer des indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™ à la maille de la concession.
- Améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.
- Rétablir certains taux de satisfaction des usagers en baisse (Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4), Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement).

Points faibles ou en attente récurrente

- Le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.
- Le nombre de compteurs inactifs et de la ventilation des compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non à la maille de la concession.
- Le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisé à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

I- Partie usagers (EDF)

Points forts

- Contraction du nombre de lettres de relance et du nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure.
- La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur reste faible.

Points à surveiller

- L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse aux réclamations.
- L'évolution du nombre d'usagers bénéficiant de l'option TEMPO.
- L'évolution du nombre de factures rectificatives.
- L'évolution du montant de participation du Concessionnaire au titre du FSE à la suite de la baisse constatée en 2021.
- L'évolution du nombre de réductions de puissance à la suite de la forte augmentation constatée en 2021.

Points en attente

- Fournir un indicateur relatif aux réclamations permettant de mesurer le nombre de réclamations multiples d'un même usager.
- Réduire le délai de traitement moyen des réclamations.

Points faibles ou en attente récurrente

- Communication des données communales relatives aux usagers de la concession «secrétisées ».

II- Partie travaux

Points forts

- La technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT), quel que soit le maître d'ouvrage.
- Des précisions relatives à l'objectif et au périmètre du nouveau programme de Rénovation Programmée (RP) ont été apportées. Plusieurs questions du Concédant restent toutefois en attente.
- Dans le cadre du PPI 2019/2022, les taux de réalisation des travaux suivants sont satisfaisants :
 - modernisation du réseau HTA et BT aérien,
 - d'automatisation,
 - de réalisation des travaux du PAC,
 - de création de départs HTA pour levée de contraintes,
 - de renforcement du réseau BT,
 - d'équipement des postes de transformation pour le risque inondation,
 - et de traitements des transformateurs pollués au PCB.

Points à surveiller

- Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV dans le cadre du PPI 2019/2022, doivent progresser.

Points en attente

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a pas été actualisé pour la mission de contrôle 2022 et l'incidentologie avant et après les opérations de PDV doit être comparée sur des durées similaires et pour tous les programmes.
- Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions relatives au programme de Rénovation Programmée (RP), notamment les règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...) et la justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.
- La communication (à la suite d'un contrôle d'une affaire de prolongation de durée de vie (PDV), lors de la mission de contrôle 2022) des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'Immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait.

Points faibles ou en attente récurrente

- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages.

III- Partie ouvrages

Points forts

- La diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
- Au rythme de la dépose observée en 2021, la résorption :
 - du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2023 au lieu de 2026) et en 18 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048),
 - du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 12 ans (2032 au lieu de 2048).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de la localisation des réseaux BT souterrain CPI et CNP et HTA souterrain CPI.



2023-04-CS-DB-6

- En termes de quantité à la maille de la concession, l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.
- En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 5% par rapport à 2020.
- Enedis prévoit d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME.
- Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases de données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.

Points à surveiller

- Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 36 ans (2055 au lieu de 2035).
- Du fait de la communication tardive des données, le Concédant interrogera le Concessionnaire, lors de la prochaine mission de contrôle, sur l'évolution entre 2020 et 2021 des quantités de réseau :
 - HTA aérien à risque avéré PAC,
 - HTA aérien nu de faible section en zone de vent.
- Mentionner systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'Enedis présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base ou présenter les âges issus des deux bases de données.
- Répondre à la demande du Concédant relative aux actions prévues ou en cours du Concessionnaire pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.
- Le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.

Points en attente

- Communiquer :
 - les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale.
 - le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire.
 - les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment).
- Poursuivre les corrections des dates de mise en service du réseau BT arbitrairement établies à 1946.
- Vérifier l'exactitude des durées de vie technique des ouvrages compte tenu de la part d'ouvrages au contrat qui vont dépasser cette durée.

IV- Partie qualité

Points forts

- Critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension comme en continuité.
- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13.

- L'objectif de la convention ZQP est atteint.
- La mise à jour de certaines valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,5%).
- La disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.

Points à surveiller

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 2 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques.

V- Partie comptabilité et finances

Points forts

- La réduction progressive de la part des ouvrages non localisés (part des ouvrages non localisés en 2021 18%).
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages 3.8% sur la chronique 2012/2021.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2021 affichée au compte rendu d'activité sur la base des données communiquées par le Concessionnaire à la maille des communes et par type d'ouvrages.
- Un taux d'amortissement (44,1 %) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 45,3%).
- La transmission d'un tableau de variation du stock de provisions pour renouvellement présentant les flux de dotations/reprises/réaffectations des provisions pour renouvellement par type d'ouvrages.
- Le montant de la dotation globale aux PR et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2021.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant et en progression après la pandémie, avec un niveau d'investissement lié à l'amélioration du patrimoine qui se situe au-dessus de moyenne 2011/2021.

Points à surveiller

- Le maintien et la progression des montants de travaux mis en concession annuellement en dehors des effets de la localisation des ouvrages.
- L'évolution du résultat d'exploitation de la concession, de la contribution à l'équilibre et du taux de marge.

Points en attente

- La localisation des liaisons réseaux des branchements qui aurait dû intervenir au titre de l'inventaire 2021 (Enedis a précisé sur ce point que les contraintes sanitaires ont retardé les développements informatiques utiles).
- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur deux exercices consécutifs afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.
- Les motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.



2023-04-CS-DB-6

- L'insertion des numéros d'affaires dans toutes les requêtes comptables afin de faire le lien avec les travaux et la mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).
- La communication du barème de valorisation des ouvrages remis par le Concédant.

Points faibles ou en attente récurrente

- L'absence d'un inventaire comptable détaillant et localisant l'ensemble des ouvrages, quelle que soit leur nature (biens de retour, les biens de reprise et les biens propres).
- Les éléments communiqués par le Concessionnaire afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation doivent être complétés et précisés (taux moyen annuel d'écart de valorisation 2021, 32% en progression de 22%).
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement Concédant par immobilisation en distinguant (financement Concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- 26% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **PREND ACTE** de la production du compte-rendu annuel d'activités ;
- **PREND ACTE** du rapport annuel de contrôle de la concession, joint en annexe ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,

Patrice GERMAIN



La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire : **17 OCT. 2023**
- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.



Mission de
contrôle 2022
Rapport
Enedis-EDF

Données 2021

Préambule

Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE, ont conclu le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente, pour une durée de 30 ans.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante¹ (le SDEC ÉNERGIE) a concédé :

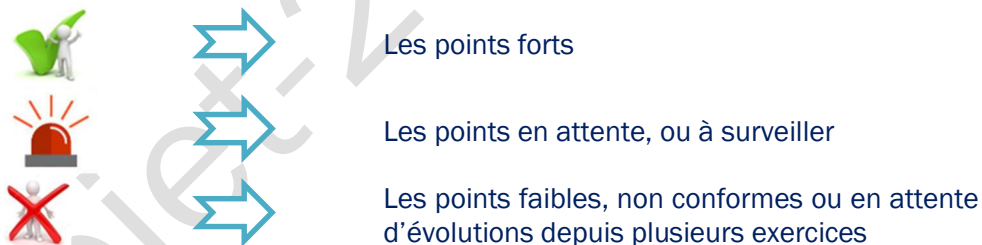
- la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire),
- et la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) à la société EDF (le Concessionnaire).

Conformément aux dispositions combinées de l'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), de l'article 44 du cahier des charges annexé à la convention susmentionnée et de l'article 9 de l'annexe 1 dudit cahier des charges, le Concédant contrôle l'activité des Concessionnaires.

Le présent rapport a pour objet de restituer la mission de contrôle 2022 sur les données d'activités des Concessionnaires au titre de l'exercice 2021. Il compte 5 parties et a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

1. À la qualité du service aux usagers => Partie « Usagers »,
2. Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => Partie « Travaux »,
3. À l'inventaire technique des ouvrages => Partie « Ouvrages »,
4. À la qualité de fourniture et la sécurité => Partie « qualité »,
5. À l'analyse comptable et financière => Partie « Analyse comptable et financière.

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :



Le périmètre géographique de la mission de contrôle n'a pas évolué entre 2020 et 2021. Il porte sur l'ensemble des 528 communes du département Calvados.

La mission de contrôle 2022 (données 2021) a été lancée le 30 mars 2022 par le Syndicat. Enedis et EDF ont communiqué le **Compte Rendu** annuel d'**ACT**ivité (CRAC) de l'année 2021, le 1^{er} juin 2022. Ils ont conjointement présenté les données 2021 relatives à leur activité lors d'une réunion qui s'est tenue le 8 juin 2022. Le SDEC ÉNERGIE leur a adressé une série de questions le 14 septembre 2022. Les Concessionnaires ont communiqué leurs réponses à ces questions le 16 décembre 2022. Plusieurs réunions d'audit se sont déroulées les 11 et 12 janvier 2023. Les réponses aux questions posées par le SDEC ÉNERGIE à la suite de ces réunions ont été apportées les 17 et 23 mars 2023.

Il s'agit du troisième exercice de contrôle complet mené sous l'empire de la nouvelle convention de concession conclue le 29 juin 2018. Pour cet exercice, les dispositions du E] de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à ladite convention seront mises en œuvre :

¹ Le SDEC ÉNERGIE peut être dénommé dans le corps de ce rapport, Autorité concédante, le Concédant ou encore l'Autorité organisatrice de distribution d'électricité (AODE).

- Le projet de rapport de contrôle sera notifié aux Concessionnaires qui disposent d'un délai de 8 semaines pour apporter leurs observations.
- Un exemplaire du rapport de contrôle final leur sera transmis.
- Les Concessionnaires présentent le cas échéant les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'Autorité concédante dans un délai de 4 semaines.

Les faits marquants de 2021

1 - À fin 2021, ce sont près de **340 nouveaux contrats de concession** qui ont été renégociés (soit 92%) pour une durée moyenne d'environ 30 ans entre les Autorités concédantes et les Concessionnaires.

2 - Le 21 janvier 2021, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT). Cette délibération définit le cadre de régulation d'Enedis sur la période 2021-2024. **Le TURPE 6** s'inscrit dans la continuité du TURPE 5. Le TURPE 6 porte une hausse tarifaire moyenne au 1^{er} août 2021 de 0,91 %.

3 - Reprise économique et forte hausse des demandes de raccordement : L'essor des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, conjugué à la reprise économique, se sont traduits par une forte croissance des demandes de raccordement, qu'ils soient destinés à des consommateurs ou à des producteurs.

4 - La flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros²: La demande de gaz naturel a été portée par la reprise vigoureuse de l'activité industrielle mondiale en 2021. Les importations de gaz au 1^{er} semestre 2021 ont été inférieures aux années précédentes et insuffisantes compte tenu de la demande, ce qui a entraîné une augmentation des prix du gaz. L'électricité ne pouvant être stockée et la production s'ajustant à chaque instant à la demande en conséquence, le prix de l'électricité est déterminé par les coûts de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. La reprise forte de l'activité mi-2021 s'est traduite par un pic de demande d'électricité satisfaite par la mise en service de centrales à gaz, dont le coût a fortement augmenté. En fin d'année, la baisse importante de la disponibilité du parc nucléaire a contribué à renforcer la hausse des prix de gros de l'électricité. Ainsi, les prix journaliers s'établissent en moyenne en 2021 à 109,2 €/MWh, **soit un doublement** par rapport au niveau moyen constaté ces dernières années.

5 - La hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros en 2021 s'est répercutée sur les marchés de détail³. Plusieurs mesures ont été déployées afin de limiter l'augmentation des prix de détail de l'électricité :

- Le Gouvernement a fixé par arrêté, en janvier 2022, un barème des TRV (tarifs réglementés de vente d'électricité) en plafonnant leur hausse à 4 % TTC en moyenne. Sans cette décision du Gouvernement au 1^{er} février 2022, l'augmentation des TRV aurait été de 45 % HT, avant abaissement de la TICFE⁴ à son seuil minimal, ce qui aurait alors limité la hausse à 20,12 % TTC.
- Avant la mise en place du bouclier tarifaire pour la fourniture de gaz naturel au 1^{er} novembre 2021, le Gouvernement avait mis en place plusieurs mesures de protection des consommateurs, dont un chèque énergie exceptionnel de 100 € envoyé courant décembre à 5,8 millions de ménages modestes en France. Il s'est ajouté au chèque énergie existant (150 € en moyenne) et ses bénéficiaires peuvent l'utiliser pour régler leurs factures d'énergie, leurs charges de chauffage ou des dépenses liées à la rénovation énergétique de leur logement. De plus, une indemnité inflation de 100 € a été attribuée pour les personnes ayant un revenu inférieur à 2 000 € net par mois.

6 - la flambée des prix a entraîné l'arrêt de l'activité en France de trois fournisseurs et la disparition d'un autre. À cette occasion, le Gouvernement a désigné le 3 novembre 2021 EDF comme « fournisseur de

² Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises). Les données de ce paragraphe sont tirées du Rapport 2021 de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

³ Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité des clients finals, par opposition au marché de gros.

⁴ Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité : En vertu de la loi de finances pour 2022, le Gouvernement a baissé cette taxe à son taux minimal.

secours en électricité à titre transitoire pour la zone de desserte d'Enedis et pour toutes les catégories de clients », afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs en cas de défaillance de leur fournisseur.

7 - Poursuite de l'ouverture du marché de fourniture d'électricité : À la maille nationale, 39,7% des sites résidentiels et non résidentiels du marché de détail ont choisi une offre de marché, 60,3% sont aux TRV. S'agissant des flux de consommation, 72% sont fournis en offre de marché et 28% le sont aux TRV. Par ailleurs, au 31 décembre 2021, 93 fournisseurs ont signé un contrat GRD-F⁵ avec Enedis. Ce nombre a été multiplié par deux en cinq ans. 93% des parts de marché sont détenues par trois fournisseurs.

8 - Fin, au 31 décembre 2021, du déploiement en masse des compteurs Linky : 34,3 millions de compteurs posés, plus de 90% des foyers en sont désormais équipés. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) dresse un bilan positif de ce déploiement.

9 - Raccordements des installations EnR, autoconsommation: En 2021, Enedis a raccordé plus de 3,7 GW d'installations EnR, soit plus du double qu'en 2020 et franchi à mi-année le cap d'un demi-million de sites raccordés au réseau. À fin 2021, plus de 148 000 installations avec une composante autoconsommation sont raccordées contre 96 000 un an auparavant. L'autoconsommation représente près de 94% des nouveaux raccordements réalisés pour les petites installations (< 36 kVA), essentiellement photovoltaïques).

10 - L'année 2021 a confirmé l'accélération de la pénétration du véhicule électrique en France. En effet, ce sont près de **276 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables qui ont été immatriculés depuis janvier 2021, soit 75% de plus qu'en 2020**. La France est le deuxième pays européen où l'on achète le plus de véhicules 100% électriques et deux véhicules électriques sur trois sont acquis par des particuliers.

11 - En 2021, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités par la CRE dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation (critère B et critère M⁶). Ainsi et au principal, **l'indicateur critère B**, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de **56 min en 2021**, pour un objectif fixé à 62 min. Ce niveau est le plus faible atteint avec la méthode de calcul actuelle et représente une diminution de plus de 4 % par rapport au niveau de 2020 (58,4 min) qui était déjà lui-même le plus bas niveau atteint depuis 2010. **Cette bonne performance d'Enedis sur les indicateurs mesurant la durée moyenne de coupure en 2021 est principalement due à une année très calme sur le plan des événements climatiques, ce qui a causé peu de perturbations sur le réseau.**

12- Plusieurs dispositions de la loi Climat et Résilience du 22 août 2021 concernent le domaine de la distribution d'électricité, il s'agit notamment de la création dans chaque région d'un comité régional de l'énergie associant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE pour le Calvados) et les GRD (Gestionnaires de réseau de distribution) afin de favoriser la concertation sur les questions liées à l'énergie au sein des régions et de la création des zones d'accélération des installations de production d'énergie renouvelable.

13 - EDF a pris en 2021 la **décision de mettre fin aux coupures d'alimentation pour impayés**, à compter de cette année 2022. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet en avril 2022 (c'est-à-dire en sortie de trêve hivernale), et s'applique dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

14 - **Plusieurs textes réglementaires concernant les activités d'Enedis ont été publiés**, notamment :

⁵ Contrat liant le distributeur (Enedis) et les fournisseurs d'électricité.

⁶ L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 37,2 min en 2021, pour un objectif fixé de 42,1 min. Ce niveau est en diminution de 4 % par rapport au niveau atteint en 2020 (38,9 min) et est le plus faible atteint lors depuis 10 ans.

- Les arrêtés des 13 et 17 avril 2021 relatifs aux aides pour l'électrification rurale : ces textes élargissent les objectifs du CAS-Facé⁷ afin d'accompagner des actions plus novatrices en faveur de la transition énergétique en milieu rural, rénovent les modalités de gestion du CAS FACÉ et répartissent les 360 M€ d'aides pour 2021 entre les différents programmes,
- l'arrêté du 27 avril 2021 qui a modifié les dispositions de l'arrêté du 12 mai 2020 rehaussant à 5 000 kVA le niveau de puissance de raccordement des IRVE ouvertes au public installées sur les autoroutes et routes expresses pour bénéficier de la prise en charge par le TURPE à hauteur de 75% des coûts de raccordement,
- les décrets et les arrêtés du 10 mai 2021 qui décrivent les modalités d'élaboration de validation et de suivi des schémas directeurs de développement des infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables,
- le décret du 5 juillet 2021 relatif à l'autoconsommation collective dans les habitations à loyer modéré qui précise les modalités d'information des locataires de ces habitations et de leur droit de retrait d'une opération d'autoconsommation collective,
- l'arrêté du 12 juillet 2021 qui prévoit que le GRD peut proposer aux producteurs d'énergie renouvelable des offres de raccordement alternatives en complément de l'offre de raccordement de référence,
- l'arrêté tarifaire pour les installations photovoltaïques du 6 octobre 2021, dit « S21 » relève le plafond du guichet à 500 kW pour ces installations implantées sur bâtiments, hangars ou ombrières et permet à un producteur de pouvoir injecter tout ou partie de son surplus dans le périmètre d'une opération d'autoconsommation collective et, le cas échéant, de vendre le « surplus du surplus » à EDF Obligation d'Achat (OA) à un tarif bonifié.

Par ailleurs sur le plan local,

1 - Le 1^{er} janvier 2021 est entrée en vigueur la **nouvelle répartition des communes du département du Calvados au titre du régime d'aide à l'électrification rurale** (i.e CAS Facé - Arrêtés préfectoraux du 23 décembre 2020 et 8 février 2021). Ce classement sera maintenu jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Le département comptabilise 528 communes dont désormais, 438 dites rurales, 78 dites urbaines et 12 dites mixtes⁸ (Condé-en-Normandie, Isigny-sur-Mer, Le Hom, Les Monts d'Aunay, Livarot-Pays-d'Auge, Mézidon Vallée d'Auge, Moulton-Chicheboville, Pont-l'Évêque, Rots, Saint-Pierre-en-Auge, Thue et Mue, Vire Normandie). Le nouveau régime d'électrification a entraîné le reclassement d'un nombre très limité de communes.

2 - Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont réalisé en commun le bilan des investissements 2019/2021 et ont dressé les perspectives d'investissements 2022 dans le cadre de la **9^e conférence départementale**⁹ qui s'est tenue le 22 novembre 2021.

3 - En 2021, Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont modifié les dispositions contractuelles les liant en concluant plusieurs avenants ou conventions :

- **L'avenant n° 3 à la convention de concession** : cet avenant a pour objet de préciser le régime de maîtrise d'ouvrage sur le territoire des communes mixtes au titre du CAS-Facé jusqu'au 1^{er} janvier 2027,
- les avenants n° 2 à la convention d'intervention et à la convention de branchement,
- et la convention pour un référentiel commun relatif au terme I de la redevance R2.

⁷ Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) a été instauré en 1936. Le CAS Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les AODE dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales. Schématiquement, les communes rurales sont celles de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Ce classement est revu l'année qui suit les élections municipales (renouvellement général des conseils municipaux).

⁸ Une commune est dite mixte au titre du CAS Facé lorsqu'elle intègre des territoires urbains et ruraux.

⁹ La loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME impose aux deux maîtres d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité à savoir sur le périmètre du département du Calvados Enedis et le SDEC ÉNERGIE établir un bilan ainsi qu'un compte rendu de leur politique d'investissement et de développement des réseaux. La loi du 17 août 2015 (dite loi TECV, loi de transition énergétique pour la croissance verte) a renforcé les enjeux de ce rendez-vous annuel en instituant un cadre national et un formalisme à la présentation des décisions locales.

4 - Conformément aux dispositions relatives à la **qualité de la distribution d'électricité**, Enedis a communiqué au Syndicat les 13 mai 2022 et le 30 juin 2022, les évaluations de la tenue globale de la tension et de la continuité au titre de l'exercice 2021. Ces résultats de ces évaluations sont présentés en détail dans la 4^e partie du présent rapport.

5 - Monsieur Jean-Olivier MARTIN, Directeur Régional Poitou-Charentes, a pris ses fonctions de **Directeur Régional d'Enedis en Normandie le 6 avril 2021**. Il a succédé à Monsieur **Philippe GUILLEMET**, nommé Directeur Opérations et Patrimoine au siège de la Direction Technique d'Enedis.

Projet-2023-10-03

TABLE DES MATIÈRES

I - LES USAGERS	9
1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé.....	9
2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance.....	10
3. Les volumes consommés par segment de puissance	11
4. Les usagers en injection, les producteurs	12
5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence	13
6. La relève des compteurs et le compteur Linky™	17
7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)	21
8. Les raccordements.....	23
9. Les indemnités versées par Enedis	25
10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis	27
11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF.....	28
12. EDF et les réclamations écrites.....	30
13. EDF et la solidarité	31
14. EDF et le chèque énergie.....	31
15. La satisfaction des usagers	32
16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV	33
17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis.....	34
18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF	35
II - LES TRAVAUX.....	36
1. La répartition des travaux.....	36
2. Les travaux mis en concession par Enedis.....	37
3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis.....	38
4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis	38
5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques	39
6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes	40
7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV.....	42
8. Les travaux d'élagage	43
9. Le contrôle des programmes annuels.....	44
10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022	45
11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE.....	46
12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage.....	47
13. Les travaux et l'environnement.....	49
14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	51
III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	52
1. Le réseau de distribution d'électricité 2021	52
2. Les canalisations HTA et BT.....	53
3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT.....	54
4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus	55
5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques.....	57
6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP.....	59
7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources.....	60
8. Les départs HTA et BT et les OMT	62
9. Les branchements collectifs	62
10. L'âge moyen des réseaux BT	63
11. L'âge moyen des réseaux HTA.....	64
12. La concordance globale des bases techniques et comptables.....	66
13. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES	69
IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ	70
1. La qualité de fourniture.....	70
2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale.....	70

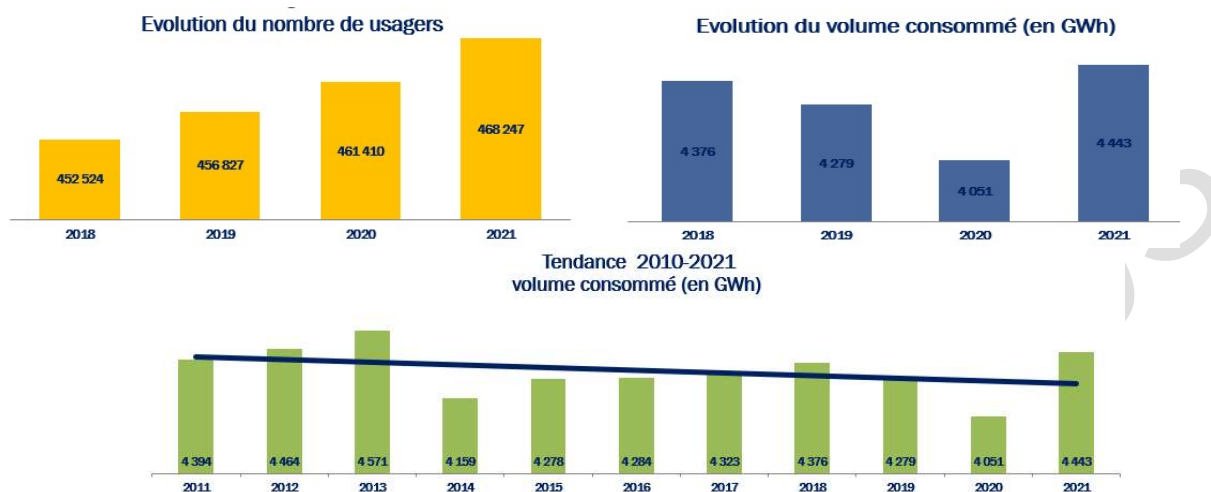
3.	L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département en 2021	72
4.	L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département	73
5.	Les départs en contrainte de tension	73
6.	La qualité de la continuité d'alimentation	75
7.	L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département	75
8.	L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation.....	76
9.	La continuité d'alimentation : évolution du critère B	77
10.	Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal.....	79
11.	Le critère B HIX hors RTE communal 2021	80
12.	La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT.....	81
13.	La continuité d'alimentation : critères D et M	82
14.	Les fréquences de coupures	82
15.	Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021.....	83
16.	BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ.....	87

V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES..... 88

1.	La valeur brute d'actif : montant et évolution	88
2.	La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages.....	88
3.	La localisation des ouvrages	90
4.	L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité	92
5.	Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021.....	92
6.	Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux).....	93
7.	Les origines de financement des ouvrages (stock).....	94
8.	Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis.....	96
9.	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE.....	99
10.	Les différentes valeurs comptables en k€.....	101
11.	Les pratiques d'amortissements.....	102
12.	Les taux d'amortissements.....	104
13.	Les provisions pour renouvellement (PR)	105
14.	L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices.....	106
15.	L'évolution des droits du Concédant.....	108
16.	L'évolution du ticket de sortie	110
17.	Le compte d'exploitation : qualité de l'information.....	111
18.	Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non.....	111
19.	Le compte d'exploitation : évolution des produits.....	112
20.	Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre.....	114
21.	Le compte d'exploitation : évolution des charges	114
22.	Le compte d'exploitation : le résultat.....	116
23.	Les flux financiers.....	117
24.	BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE.....	118

I - LES USAGERS

1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé



Enedis communique dans le cadre des missions de contrôle le nombre de Points De Mesure (PDM) actifs en soutirage sur le périmètre de la concession au 31 décembre de l'année N.

Le PDM est un **point de mesure** placé au niveau du compteur. Il est dit **actif** lorsqu'il est rattaché un contrat de fourniture (que ce contrat ait enregistré de la consommation ou non au cours de l'année).

Par simplification, au titre du présent rapport, le nombre de PDM actifs représente le nombre d'usagers en soutirage¹⁰.

Enedis communique également, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. Il faut différencier ce volume d'énergie du volume d'énergie consommée puisqu'une part de cette énergie peut ne pas avoir été facturée.

Par ailleurs, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. n'est pas strictement égal au volume d'énergie acheminée, car il ne prend pas en compte les pertes techniques (les pertes techniques sont liées notamment à échauffement des ouvrages ou à certaines conditions climatiques).

Par simplification, au titre du présent rapport, le volume d'énergie acheminée et facturée est dénommé volume consommé.

En 2021, le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution continue d'augmenter à un rythme similaire à celui observé les années précédentes (+ 1,5%). La croissance du nombre d'usagers autour de 1% est récurrente depuis 2004.

Le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution s'établit à 468 247 usagers.

Le volume consommé par ces usagers s'établit à 4 443 GWh. Il progresse fortement en 2021 (9,7%).

Cette hausse importante intervient après deux exercices où la consommation était en retrait. En valeur absolue, c'est la plus forte évolution constatée depuis 2014. Il est à noter, cependant, que l'évolution du volume consommé reste sur une tendance baissière sur une chronologie de 10 ans.

L'augmentation du volume consommé à la maille de la Concession est supérieure à celle constatée à la maille nationale.

¹⁰ Usagers qui soutirent de l'électricité et qui sont à différencier des producteurs qui injectent de l'électricité, dans le réseau de distribution d'électricité.

Le Bilan Électrique produit par Enedis expose que la consommation sur son périmètre a connu une hausse de 4,8 %, cette évolution s'expliquant principalement par l'allègement des mesures sanitaires et par des températures légèrement inférieures aux normales saisonnières. Interrogés sur l'existence de ce différentiel, les représentants d'Enedis ont précisé qu'ils ne disposaient pas d'études ou d'éléments qui l'expliqueraient.

Il est à noter que les requêtes informatiques d'Enedis ne permettent plus d'obtenir le nombre d'utilisateurs en soutirage, les puissances souscrites, le volume d'énergie consommé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.



Cet état de fait interdit donc désormais de ventiler ces données en fonction du régime d'électrification applicable sur les différents territoires de ces communes et notamment pour les communes mixtes au titre de ce régime. Cet état de fait dégrade la qualité des données communiquées au Concedant.

2. Le profil des utilisateurs en soutirage par segments de puissance

Le tableau ci-dessous indique les profils des utilisateurs en soutirage par segments de puissances de raccordement souscrites ainsi que par tranches tarifaires pour les TRV délivrés par le fournisseur EDF :

Segments de puissance de raccordement souscrite ¹¹	Codification Enedis	TRV EDF	Utilisateurs concernés
CARD P > 250 kVA	C1	VERT	CARD (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs...
P > 250 kVA	C2	En extinction	Industries, gros consommateurs...
P < 250 kVA	C3		Industries, collectivités locales...
36 kVA < P ≤ 250 kVA	C4	JAUNE En extinction	Collectivités locales, professionnels...
P ≤ à 36 kVA	C5	BLEU	Utilisateurs domestiques, petits professionnels, collectivités locales...

En 2021, les utilisateurs de la catégorie C5 représentent un peu moins de 99 % des utilisateurs, tous segments tarifaires confondus. Le nombre d'utilisateurs appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1,5 % et 2,4 %. Dans le même temps, le nombre d'utilisateurs de la catégorie C1 à C3 progresse légèrement de 0,2%.

Nombre d'utilisateurs	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	446 801	450 998	455 512	462 226	1,5%	99%	6 714
36 kVA < P < 250 kVA	C4	4 754	4 870	4 940	5 061	2,4%	1%	121
P > 250 kVA	C1 à C3	969	959	958	960	0,2%	0,2%	2
Nombre d'utilisateurs de la Concession		452 524	456 827	461 410	468 247	1,5%		6 837

¹¹ C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD (contrat passé entre un utilisateur et un distributeur d'électricité qui ne couvre que l'acheminement d'électricité).

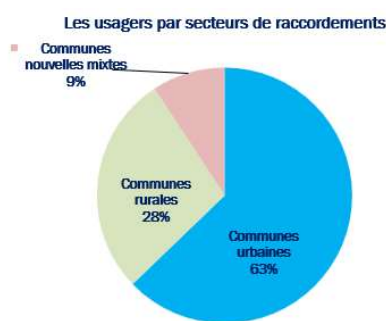
C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.

C3 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée.

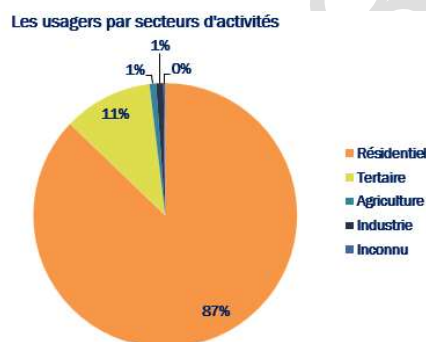
C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

28% des usagers sont raccordés en secteur rural au titre du financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) tandis que **63%** des usagers sont raccordés en zone urbaine et **9%** des usagers résident sur le territoire de communes nouvelles dites mixtes au titre du CAS Facé c'est-à-dire réunissant des communes préexistantes à la création aux communes nouvelles appartenant pour partie au régime rural d'électrification et en zone urbaine. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **87%** des usagers sont issus du secteur résidentiel et **11%** du secteur tertiaire.



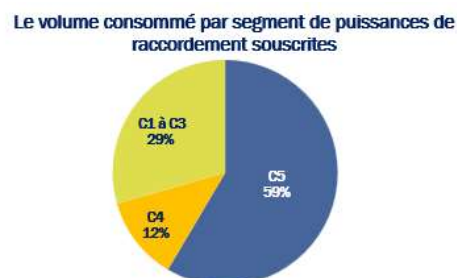
3. Les volumes consommés par segment de puissance

Volumes consommés en GWh	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	2 468	2 384	2 286	2 599	14%	59%	314
36 kVA < P < 250 kVA	C4	553	551	502	535	7%	12%	33
P > 250 kVA	C1 à C3	1 355	1 344	1 263	1 309	4%	29%	46
Ensemble de la consommation		4 376	4 279	4 051	4 443	10%		392

En 2021, les volumes consommés pour tous les segments de puissance de raccordement souscrite progressent.

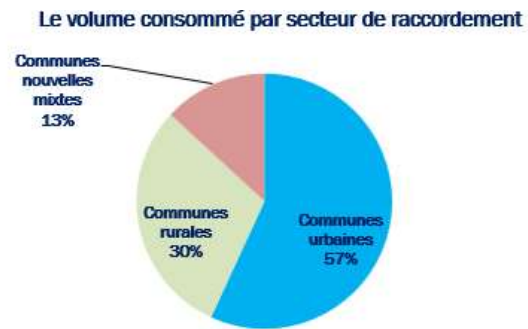
Les volumes appartenant à la **segmentation C5** progressent de **14 %** par rapport à l'exercice précédent (+ 314 GWh), c'est la plus forte progression enregistrée depuis 2011. Les volumes appartenant à la segmentation C4 augmentent de 7%. Les volumes appartenant à la segmentation C1 à C3 sont en hausse de 4%.

Le volume consommé par les usagers de la tranche **C5** représente **59%** du volume consommé global contre 12% pour la tranche C4 et 29% pour les tranches C1 à C3.

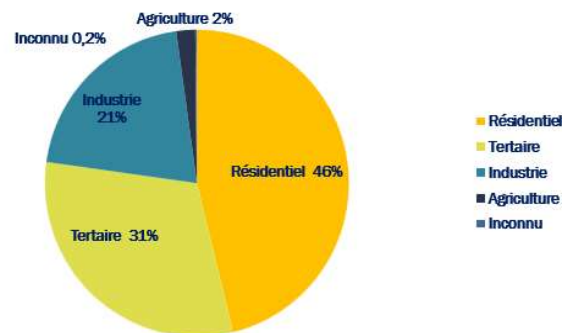


La part du volume consommé par les usagers des communes urbaines représente **57%** du volume global. Cette part se restreint légèrement par rapport à 2020 (-1 %).

La part du volume consommé par les usagers des communes rurales représente **30%** du volume global, en progression de 2% par rapport à l'exercice précédent. Le volume consommé par les usagers des communes nouvelles mixtes reste stable et représente **13%** du volume global consommé.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **46%** du volume consommé est destiné au secteur résidentiel, **31%** au secteur tertiaire et 21% au secteur de l'industrie.



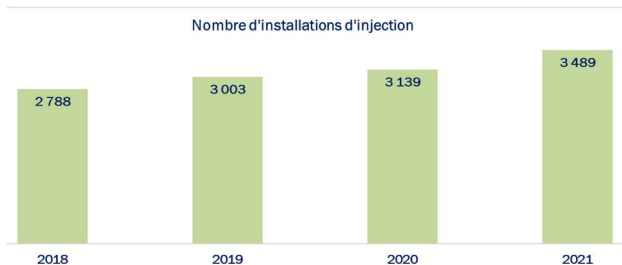
4. Les usagers en injection, les producteurs

Selon Enedis, son activité à la maille nationale en direction des producteurs a été exceptionnelle en 2021 : environ 61 000 installations ont été mises en service, dont 52 200 installations en autoconsommation, **soit deux fois plus de raccordements qu'en 2020**. Ces raccordements au réseau public de distribution exploité par Enedis ont représenté une puissance totale cumulée de production d'environ 3,7 GW (contre 1,8 GW en 2020), dont près de 1 GW pour l'éolien et plus de 2,5 GW pour les installations photovoltaïques.

À la maille de la concession, **3 489 installations de production d'énergies renouvelables sont raccordées au réseau de distribution d'électricité**.

Le nombre d'installations progresse de 5 % en 2021. Cette progression est liée à l'évolution naturelle du nombre d'installations, mais aussi à une évolution des modalités de dénombrement du Concessionnaire en 2021.

On relèvera sur ce point que désormais les autoconsommateurs totaux (producteurs qui n'injectent pas sur le RPD) sont comptabilisés dans les données.



98 % des installations sont des installations photovoltaïques, 95% sont des installations BT ≤ 36 kVA.

Quantité d'énergie produite des sites d'injection par filière En MWh	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
Photovoltaïque	9 336	28 574	28 560	38 328	34%	9%	9 768
Éolien	293 049	329 382	365 054	308 947	-15%	71%	-56 107
Hydraulique	6 011	5 081	4 970	5 130	3%	1%	160
Autre	100 959	93 242	91 865	83 691	-9%	19%	-8 173
Ensemble des quantités injectées	409 355	456 279	490 449	436 096	-11%		-54 353

Les valeurs communiquées par Enedis concernant les quantités d'énergie injectées et les puissances de raccordement des installations sont calculées de façon à protéger les données à caractère personnel (DCP), ainsi que les informations commercialement sensibles (ICS) des utilisateurs du réseau : les puissances souscrites et les quantités d'énergie injectées des installations BT ≤ 36 kVA éoliennes, hydrauliques et autres ne sont donc pas communiquées.

La quantité d'énergie produite par les sites d'injection se contracte de 11% et atteint 436 096 MWh, elle représente 10% du volume distribué sur le périmètre de la concession.



Cette baisse pourrait être liée au fait que le Concessionnaire a affiné ses méthodes de comptabilisation pour certains producteurs HTA, il précise notamment sur ce point que « Ces évolutions peuvent induire des ruptures de chronique ». **L'évolution de cette donnée sera à surveiller lors du prochain exercice.**

71% du volume injecté provient d'installations éoliennes et 9% des installations photovoltaïques.

Les installations éoliennes représentent 65% de la puissance des installations de production, les installations photovoltaïques représentant 22% de la puissance des installations de production.

5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les consommateurs d'électricité peuvent choisir entre deux types d'offre de fourniture d'électricité :

- Une offre à prix de marché, le prix de cette offre est fixé par les fournisseurs d'électricité,
- Une offre à prix réglementés de vente, ou TRV. **Cette offre est proposée uniquement par EDF**, en raison de sa qualité de fournisseur d'électricité historique.

Fixés par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE, les TRV visent à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité **plus stable** que les prix de marché, **s'agissant d'un bien de première nécessité**. Les évolutions des tarifs réglementés de vente peuvent intervenir une à deux fois par an, toujours sur proposition de la CRE et décision des pouvoirs publics.

Jusqu'au 1^{er} janvier 2016, 3 tarifs réglementés de vente étaient proposés :

- **Le tarif bleu** qui désigne le tarif applicable aux compteurs dont la puissance est égale ou inférieure à 36 kVA. Le tarif bleu est destiné aux particuliers et aux petits professionnels.
- **Le tarif jaune** qui s'applique aux compteurs électriques dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Il correspond aux besoins des entreprises.
- **Le tarif vert** est destiné aux usines et aux entreprises à très forte consommation. Ce tarif concerne les compteurs dont la puissance est supérieure à 250 kVA.

Depuis cette date, seul perdure le tarif bleu, les tarifs jaune et vert ne sont plus proposés.

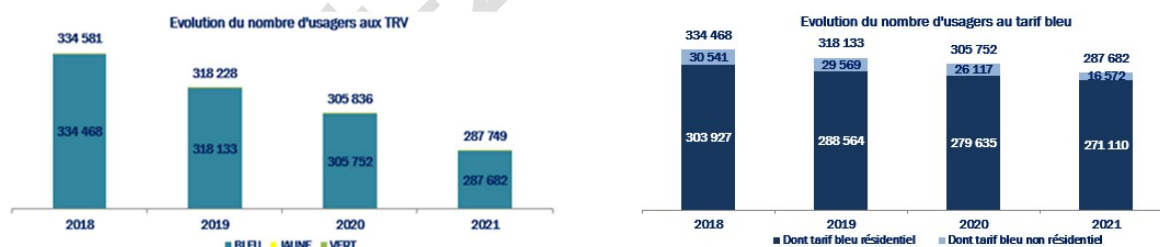
A compter du 1^{er} janvier 2021, les offres au tarif bleu sont caduques pour les entreprises et professionnels ayant une puissance de compteur inférieure ou égale à 36 kVA. Seules les TPE peuvent encore souscrire ce tarif (< 10 salariés et chiffre d'affaires, recettes ou le total du bilan, annuels < 2 M€).

Le tarif bleu est proposé par EDF avec différentes options afin de s'adapter à tous les profils de consommateurs :

- **L'option « Base »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 3, 6, 9, 12 et 15 kVA. Les consommations sont réparties sur une seule période tarifaire.
- **L'option « heures pleines / Heures Creuses »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur deux périodes tarifaires : heures pleines (16 heures par jour) et heures creuses (8 heures par jour). Les heures creuses sont déterminées par le gestionnaire du réseau électrique. Elles peuvent être contiguës ou non contiguës et sont impérativement fixées entre 12 h et 17 h et entre 20 h et 8h.
- **L'option « Tempo »** : Cette option est toujours disponible à la souscription pour les puissances de 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur six périodes tarifaires déterminées en fonction de l'heure de la journée (16 heures en heures pleines et 8 heures en heures creuses, de 22 h à 6 h le lendemain matin) et de la couleur du jour : 22 jours rouges par an, compris entre le 1^{er} novembre et le 31 mars (sauf samedi et dimanche), 43 jours blancs, 300 jours bleus.
- **L'option « EJP » (Effacement Jour de Pointe)** : Cette option n'est plus disponible depuis 1998. Dans le cadre de cette option, le prix du kilowattheure est identique toute l'année, excepté 22 jours par an appelés « jours de pointe » (18 heures par jour), compris entre le 1^{er} novembre et le 31 mars.

Dans le cadre de la mission de contrôle, EDF communique le nombre de contrats conclus aux TRV et les consommations associées. Afin de simplifier la lecture des données, le nombre de contrats est dénommé ci-dessous, le nombre d'utilisateurs.

Sur le périmètre de la concession, le nombre d'utilisateurs bénéficiant des TRV décroît chaque année depuis 2015. En 2021, il s'établit à 287 749, en retrait de 6 % par rapport à 2020. 94 % des utilisateurs aux TRV bénéficiant d'une offre au tarif bleu sont des utilisateurs résidentiels.



Ce mouvement de baisse est lié à :

- L'ouverture totale du marché au 1^{er} janvier 2007 et la mise en place d'une dynamique concurrentielle depuis lors.
- L'augmentation du nombre de fournisseurs alternatifs depuis 2016 et de leurs offres.
- La réduction de l'assiette des utilisateurs aux TRV (disparition des tarifs jaune et vert depuis le 31/12/2015 et au 31/12/2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont réservés aux consommateurs résidentiels et aux consommateurs non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes, ou le bilan annuel sont inférieurs à 2 millions d'euros).
- Au positionnement commercial des offres aux TRV vis-à-vis des autres offres de fourniture d'électricité. On note en 2021 une progression à la hausse du prix de vente de l'électricité sur le marché de détail (+1.93% et +0.48% pour les tarifs bleus résidentiels à compter du 1^{er} février 2021 et du 1^{er} août 2021, +3.23% et +0.38 % pour ce qui concerne les tarifs bleus résidentiels). Il est à

noter sur le plan de la comparaison des offres l'offre TRV est mieux positionnée vis-à-vis des autres offres de marchés au 31/12/2021 qu'au 31/12/2020 (Observatoire Marché de détail –CRE- T4-2021).

- La fluidité du marché de détail pour les petits consommateurs est assurée grâce à la possibilité de changer à tout moment et sans frais de fournisseur sur tout le territoire.

Seuls 67 usagers bénéficient encore des tarifs jaune et vert. (TRV supprimés au 1^{er} janvier 2016 et maintenus à quelques rares exceptions énumérées à l'article R338-17 du Code de l'énergie).

En 2021, le nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel baisse quelle que soit son option, les baisses en pourcentage les plus importantes se situent sur les options EJP et Tempo.

Ces baisses s'expliquent par l'extinction de ces options pour tous les usagers bénéficiant des tarifs bleus pour ce qui concerne l'option EJP et seulement les usagers bénéficiant des tarifs bleus non résidentiels, pour ce qui concerne l'option TEMPO.

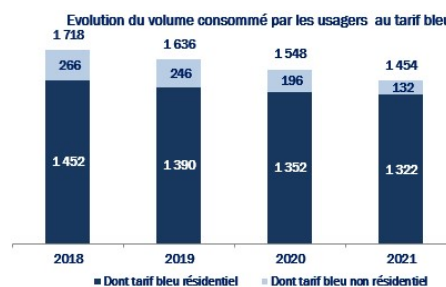
Interrogé sur les éléments expliquant la moindre part et l'érosion du nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel option tempo alors qu'elle représente la seule offre à effacement existant à grande échelle sur le marché des usagers résidentiels, EDF a indiqué : « L'érosion s'explique notamment par la perte d'attractivité financière de cette option par rapport aux autres options dans les grilles tarifaires proposées par la CRE jusqu'au mouvement tarifaire du 1^{er} février 2022 qui a bien repositionné l'option Tempo ».



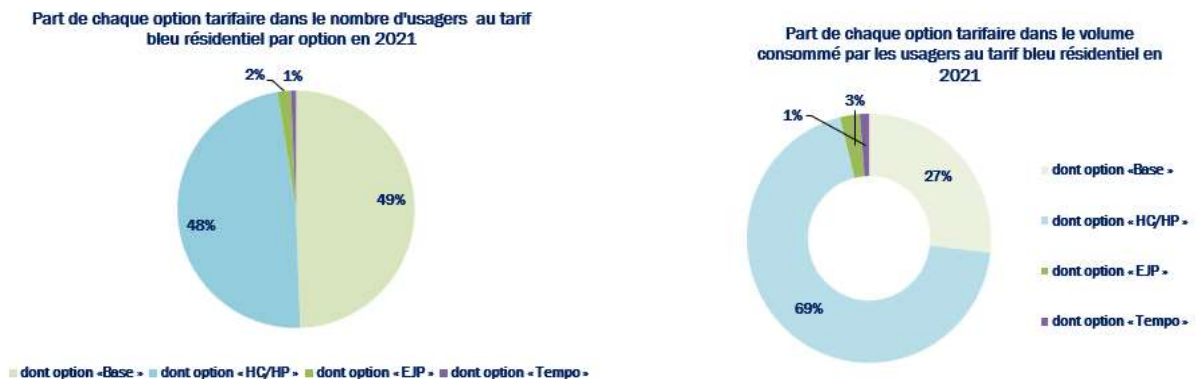
L'évolution du nombre d'usagers tarif bleu résidentiel option tempo sera à mesurer lors du prochain exercice.

Les usagers aux TRV ont consommé 1 456 GWh en 2021. Le volume consommé par les usagers aux TRV s'établit à la baisse lui aussi de 6% par rapport à 2020. Cette baisse est continue depuis 2015.

99,8% du volume d'énergie consommé par les usagers aux TRV est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre au tarif bleu, dont 91 % par des usagers résidentiels et 9% par des usagers non résidentiels.

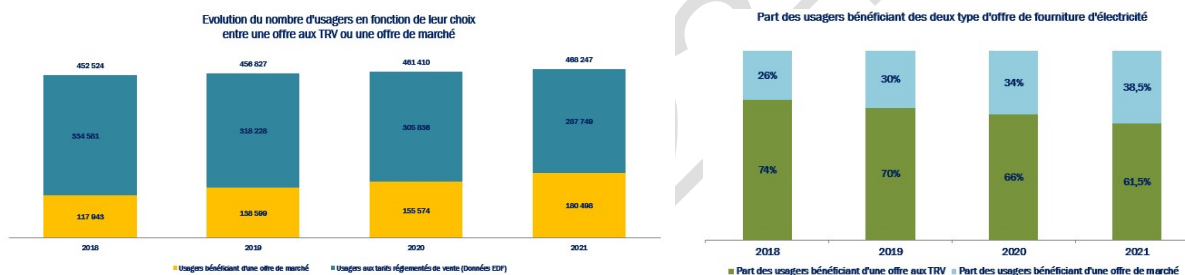


49% des usagers résidentiels bénéficient de l'option de base et 49% de l'option « Heures Creuses ». 69% du volume consommé par les usagers résidentiels bénéficiant d'une offre au tarif bleu est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre dotée de l'option « Heures Creuses/Heures Pleines ».

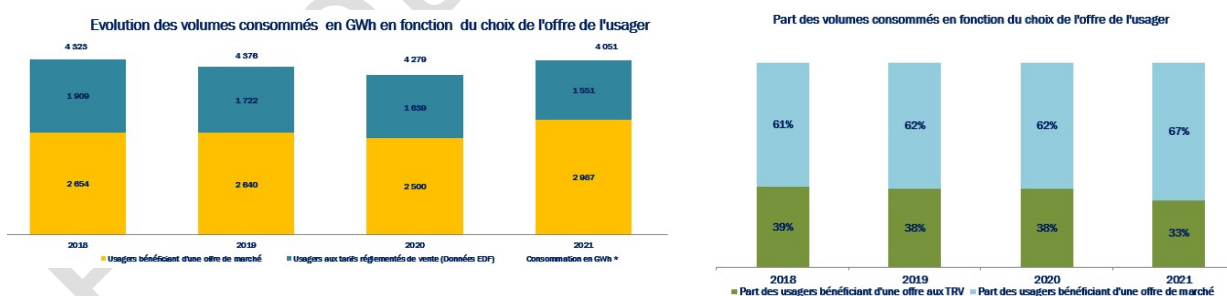


À partir du nombre de points de mesure et du volume consommé, communiqués par Enedis, le Concédant calcule :

- d'une part, la part du nombre d'usagers bénéficiant des TRV et la part du nombre d'usagers bénéficiant d'une offre de marché,
- et d'autre part, la part du volume consommé par les usagers bénéficiant des TRV et la part du volume consommé par les usagers bénéficiant d'une offre de marché.



Sur la base de ce calcul, en 2021, 61,5% des usagers de la concession sont des usagers bénéficiant des TRV, cette part est en baisse de 5 points par rapport à celle calculée en 2020, ces usagers consomment 33% du volume d'électricité acheminé.



Ces données sont similaires à celles relevées au niveau national par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avec cependant à la maille de la concession une part de la consommation destinée aux offres aux tarifs réglementés de vente plus importante.

Au 31 décembre 2021, la CRE relève qu'environ 40% des sites sont en offre de marché (soit 60% de sites en offre aux tarifs réglementés de vente) et environ 72% de la consommation est fournie par des offres de marché (soit 28 % des consommations fournies par les offres aux tarifs réglementés de vente).

Les données communales relatives aux usagers bénéficiant des TRV pour l'exercice 2021 qui ont été transmises par EDF sont partielles, car elles ont été « secrétisées ».

Le Concessionnaire refuse de communiquer, par tarif, le montant des recettes / la quantité d'électricité consommée/le nombre de PDL actifs et la somme des puissances totales pour le tarif bleu résidentiel et le tarif bleu non résidentiel, lorsque le nombre de consommateurs est inférieur ou égal à 10 points de consommation et/ ou le volume consommé inférieur à 200 MWh.

EDF justifie sa position au motif que l'article D111-52 du Code de l'énergie complété par un arrêté du 18 juillet 2016 impose la secrétisation au public de ces données lorsque les conditions exposées ci-dessus sont réunies.



Le Concédant s'oppose à cette décision pour les motifs suivants :

- Les dispositions reprises ci-dessus s'appliquent à la mise à disposition de données dans le cadre de la planification énergétique et non au contrôle de concession.
- La mission de contrôle visée à l'article L2224-31 du CGCT impose au Concédant de transmettre au Concédant les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences. Les données de consommation à la maille communale et par tarif sont utiles au contrôle du bon accomplissement de la mission de contrôle, car ces données, lorsqu'elles sont non secrétisées à la maille communale, permettent de vérifier la donnée à la maille concessive communiquée par le Concessionnaire et donc les évolutions du nombre de consommateurs et du volume consommé d'une année sur l'autre notamment.
- Le Concédant souligne qu'il est donc désormais dans l'impossibilité de reconstituer ces données à la maille concessive en partant des données à la maille communale.

6. La relève des compteurs et le compteur Linky™

6.1 La relève des compteurs

Enedis doit facturer au minimum une fois dans l'année les consommations des usagers sur index réel. Dans les faits, le gestionnaire effectuait deux relèves par an, chacune espacée de 6 mois.

De plus, il est à noter qu'aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

La relève des compteurs, qui est une des missions du Concessionnaire, a vu sa portée profondément revue par le déploiement du compteur LINKY™.

Pour les usagers disposant d'un compteur communicant, il n'y a plus de relève physique. En effet, les index de consommation sont directement télérelevés (relève à distance).

En 2021, un peu moins de 91% des usagers C5 de la concession disposent d'un compteur LINKY™ et voient leurs consommations télérelevées sans intervention d'un releveur à pied.

Les autres usagers disposant de compteurs d'ancienne génération nécessitent encore une relève à pied. C'est ce qu'on appelle « la relève résiduelle ».

Pour ces derniers, à la suite de l'achèvement du déploiement en masse des compteurs LINKY™, le 31 décembre 2021, deux périodes successives vont se succéder :

- Une phase transitoire (2022-2024), durant laquelle seuls les usagers « muets » (c.-à-d. usagers non équipés de compteur LINKY™, n'ayant pas permis à Enedis l'accès à leur compteur et n'ayant pas mis à la disposition d'Enedis leurs index de consommation durant 12 mois) seront facturés d'un coût supplémentaire, à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux

mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué, d'un montant de 8,48 € tous les deux mois (Délibération de la CRE du 17 mars 2022- valeur actualisée au 1^{er} août 2022).

- À partir de 2025, une seconde phase dans laquelle l'ensemble des clients non équipés de LINKY™ seront facturés du coût de la relève résiduelle sauf si la pose du compteur LINKY™ s'avère impossible pour des raisons techniques.



La facturation des relèves pour les usagers « muets » devra faire l'objet d'un suivi lors du prochain exercice.

Dans le cadre de la mission de contrôle, la performance d'Enedis en matière de relève des compteurs se mesure au travers de plusieurs indicateurs. Ces indicateurs concernent l'ensemble des compteurs ou seulement les compteurs non communicants. Ils ne portent dans les deux cas que sur les seuls compteurs C5 ($P \leq 36$ kVa).

Les indicateurs portant sur l'ensemble des compteurs, qu'ils soient communicants ou non sont :

- **Le taux de compteur relevé semestriellement** (Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou autorelevé au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois) et
- **le taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an**, dénommé plus simplement **taux de non-relève** (Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans autorelevé/ nombre de compteurs à relever durant l'année).

En 2021 :

- Le taux de compteur relevé semestriellement s'établit à **97%** en progression par rapport à 2020 (94,2%),
- le taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé depuis 1 an s'établit à **1,2 %**, ce taux s'améliore par rapport à 2020 (2,8%).



À la suite de la dégradation de ces deux indicateurs en 2020 dans un contexte sanitaire complexe, le Concédant constate avec satisfaction leur redressement à des niveaux très satisfaisants en 2021.

Pour ce qui concerne plus spécifiquement les indicateurs relatifs au parc des **compteurs non communicants**, on relève :

- Une amélioration de deux points du taux d'index autorelevés semestriellement C5 qui atteint 13%,
- une dégradation du taux d'index relevés ou autorelevés semestriellement qui passe de 76% alors qu'il atteignait 81%,
- une stagnation du taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans autorelevé depuis 1 an (9,6%).

Les évolutions constatées en ce qui concerne ces taux sont à appréhender **avec précautions** compte tenu de la forte baisse du nombre de compteurs non communicants pris en compte pour leurs calculs. En effet, le stock de compteurs concernés a été divisé par plus de la moitié entre les deux exercices.

L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants lors du prochain exercice devra être mesurée.



Le Concédant estime que la concession disposait au 31 décembre 2021 de 468 247 compteurs actifs, dont 462 226 compteurs actifs C5.



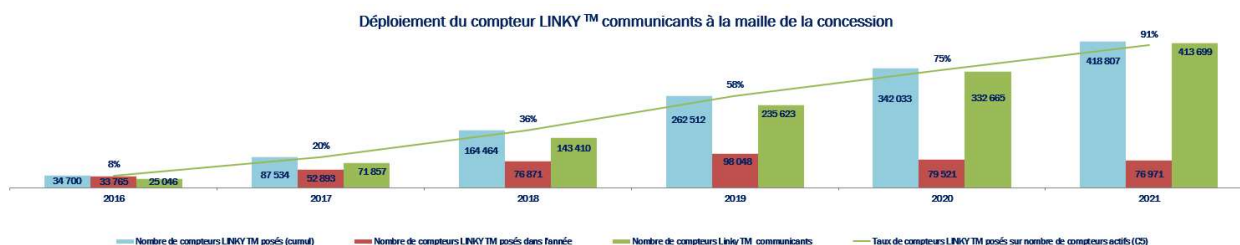
Enedis n'a pas fourni en 2021 comme l'année précédente la requête permettant de confirmer cette conclusion et de ventiler les compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non ni fourni le nombre de compteurs inactifs.

Interrogé sur cet état de fait lors de l'exercice précédent, le Concessionnaire avait précisé : « La production de ce fichier est conditionnée à l'inventaire en cours des branchements. Sa production sera

possible lorsque cet inventaire aura été finalisé ». Il a indiqué en audit que cette requête sera finalisée pour les données 2021, ce qui manifestement n'a pas été le cas.

Cette situation constitue un appauvrissement de la qualité des informations communiquées au Concédant : le Concédant sera attentif à la production de cette requête au titre de la prochaine mission de contrôle.

6.2 État du déploiement du compteur LINKY™



En 2021, le nombre des compteurs LINKY™ posés atteint **418 807 compteurs**. Ils représentent 91% du volume des compteurs actifs C5 à la maille de la concession.



Cette proportion a fortement évolué entre 2020 et 2021, passant de **75% à 91%**. Le **taux d'équipement atteint à la maille de la concession est très légèrement supérieur au taux cible de 90%** à la maille nationale, ce qui est satisfaisant.

L'année 2021 est la dernière année de déploiement en masse des compteurs communicants et ouvre une période de déploiement « diffus » caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an à la maille nationale) et la réinternalisation de la pose par les équipes d'Enedis. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs LINKY™ sur le reste du parc d'ici la fin 2024.

À la maille communale en 2021 sur le département, **480 communes disposent d'un taux de compteurs LINKY™ posés de 75% et plus, 38 communes, d'un taux de compteurs LINKY™ posés entre moins de 75% et 50% et 10 d'un taux de compteurs LINKY™ posés inférieur à 50%**.

413 699 de ces compteurs sont communicants (soit 99% du nombre de compteurs posés).

Le déploiement du compteur LINKY™ a été initié en 2015, mais a pris son essor en 2016.

- Fin 2016, environ 34 700 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 8%, à titre informatif, la concession bénéficiait en 2016 d'un taux de déploiement identique à l'objectif prévisionnel national de la CRE en matière de déploiement de ce compteur.
- Fin 2019, environ 262 500 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 58 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 61.4%.
- Fin 2020, environ 342 033 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de taux de déploiement de 75 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 80%. Ce jalon a été gelé compte tenu de l'impact de la crise sanitaire.



Le niveau d'acceptabilité de la pose du compteur communicant reste important avec un taux de refus de 0,02% en 2021. Ce taux s'améliore par rapport à celui constaté l'année précédente (0,7%).

Indicateurs de suivi du déploiement	2018	2019	2020	2021
Nombre compteurs Linky™ posés	76 971	98 140	79 521	76 971
Échecs de pose	6 748	9 516	8 999	6 464
Refus de pose (ne sont comptabilisés que les refus signifiés par écrit (lettre AR))	529	934	574	14
Taux de refus concessif de pose du compteur LINKY™	0,69%	0,95%	0,72%	0,02%

La performance de la pose du compteur LINKY™ est suivie au travers notamment du taux de réintervention à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement et du taux de réclamations.

À la maille nationale, la CRE fait état d'une performance satisfaisante avec un taux de réintervention à la suite de la pose très faible (inférieur de 1%) et un taux de réclamations stable autour de 0,7%.

La performance de la pose LINKY™	2018	2019	2020	2021
Taux de réinterventions	0,13%	0,72%	0,92%	2,19%
Taux de réclamations sur nombre de compteurs posés	0,94%	0,82%	1,08%	1,60%

À la maille de la concession, **le taux de réintervention est de 2.2 %, il est en forte progression en 2021**, il est donc moins bon que celui relevé l'année précédente. Par ailleurs, il est plus important de celui relevé à la maille nationale, bien qu'il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes. **Cette progression reste inexplicable au terme de la mission de contrôle.**

Le nombre de réclamations relatives à la pose de LINKY™ s'établit à 1 235 en 2021 : le nombre de réclamations est plus important que celui relevé en 2020. On constate une progression des réclamations relatives à la pose des compteurs communicants depuis 2017, accompagnant la montée en puissance du déploiement : le nombre de réclamations progresse de 43% en 2021. Ces réclamations portent principalement sur la non-qualité de l'intervention (65%) et la contestation des index (22%).

Le taux de réclamations calculé par le SDEC ÉNERGIE est de 1,6% en 2021 (nombre cumulé de réclamations/ nombre de compteurs Linky posés). Il progresse par rapport à celui calculé en 2020 (1.1%) : Comme lors de l'exercice précédent, il est à noter d'une part que le nombre de réclamations progresse alors que le nombre de compteurs LINKY™ posés en 2021 est moindre et d'autre part que ce taux est supérieur à celui relevé à la maille nationale, bien que là encore, il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes.



En conclusion, il semble que la performance d'Enedis dans le cadre de cette dernière année de déploiement massif soit moindre que les années précédentes. Le déploiement en masse étant maintenant clos, il est à noter que la CRE supprime à compter de 2022 le suivi du taux de réintervention lié au déploiement massif des compteurs communicants. L'évolution du nombre de réclamations relatives à la pose du compteur LINKY™ devra néanmoins se poursuivre.

6.3 Les indicateurs permettant de mesurer le bon fonctionnement de la chaîne communicante du compteur LINKY™

Enedis fournit plusieurs indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™. Il s'agit d'indicateurs incités ou suivis par la CRE, à la maille nationale.

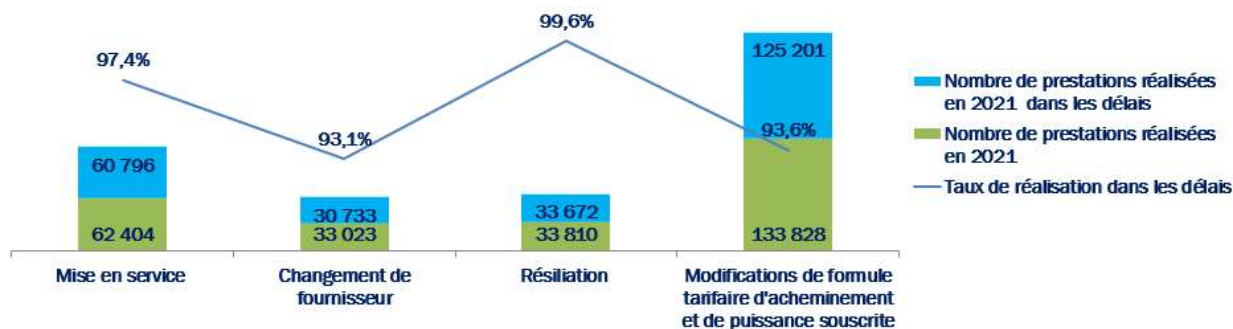
Les indicateurs fournis par Enedis dans le cadre de la mission de contrôle sont des indicateurs à la maille de la Direction Régionale Normandie.

Bien que la comparaison soit périlleuse, il est à noter qu'ils sont dans l'ensemble plus satisfaisants que les objectifs fixés par la CRE à Enedis à la maille nationale.



Il est regrettable que le Concédant ne dispose pas d'indicateurs à la maille de la concession sur le fonctionnement du système d'information.

7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)



Enedis est chargé de la distribution d'énergie et perçoit à ce titre des recettes d'acheminement (TURPE). Au surplus, il réalise un certain nombre des prestations annexes à titre exclusif : mise en service, raccordement, changement de fournisseurs...

Ces prestations, réalisées à la demande principalement des fournisseurs et des consommateurs finals, sont rassemblées dans un catalogue de prestations qui est public. Ce catalogue est publié par Enedis sur son site internet.

Ces prestations sont regroupées en fonction de leur objet en 8 catégories : les mises en service et résiliations, les prestations liées à une modification contractuelle ou de comptage, les interventions pour impayé ou manquement contractuel, les prestations relatives au traitement et à la transmission des données de relève, la vérification d'appareils, les prestations liées à la qualité de fourniture, les raccordements et modifications de raccordements et les autres prestations.

La CRE fixe les tarifs de ces prestations. Ils évoluent au 1^{er} aout de chaque année comme les recettes d'acheminement.

En 2021, on dénombre 274 642 prestations réalisées sur le territoire de la concession.

Les prestations réalisées les plus courantes sont les modifications de formule tarifaire d'acheminement et de puissance souscrite qui représentent 49% du nombre de prestations réalisées en 2021 viennent ensuite les mises en service qui représentent 23 % des prestations réalisées puis les résiliations et les changements de fournisseurs.



Les taux de réalisations des prestations dans les délais standards ou convenus sont bons :

- Pour les mises en service, ce taux est de 97,4 %,
- Pour les résiliations, ce taux est de 99,6%,
- Pour les modifications de formule tarifaire d'acheminement, ce taux est de 93,6%,
- Pour les changements de fournisseur de 93,1%.

En 2021, on note par ailleurs une forte hausse du nombre de prestations pour impayés qui regroupent les prestations de réduction de puissance, les prestations de rétablissement et les prestations de coupure ferme.

Au total en 2021, 11 499 prestations pour impayés ont été réalisées (6 710 interventions pour impayés ont été réalisées en 2020 contre 9 082 en 2019). Le nombre de prestations pour impayés progresse de **71%** par rapport à l'exercice antérieur fortement impacté par le contexte sanitaire. Comparées aux données de l'exercice 2019, on note néanmoins une augmentation de 26% du nombre de prestations réalisées.

Plus spécifiquement, il est observé une hausse de 65% des réductions de puissance entre les exercices 2020 et 2021 avec une progression de 105% des coupures fermes (3 289 en 2021 pour 1 604 en 2020 et 3 835 en 2019). **Cette dernière variation apparaît comme un retour aux résultats antérieurs à la crise sanitaire.**

Ce constat local est corroboré par les remarques du Médiateur de l'Énergie (Rapport d'activité 2021 p° 22) qui précisent :

« L'année 2021 a été marquée par une augmentation des interventions pour impayés ; ce sont ainsi 785 096 interventions (coupures d'alimentation ou réductions de puissance) qui ont été réalisées en 2021, ce qui représente une hausse de **17%** par rapport à l'année 2019. Ce constat confirme que la diminution des impayés constatée en 2020 n'était qu'une baisse en trompe-l'œil, due sans doute à la prolongation jusqu'en juillet de la trêve hivernale et à une attitude plus conciliante des fournisseurs compte tenu du contexte. »



Cependant, l'évolution du nombre de ces prestations est à la maille de la concession plus importante que celle observée sur le plan national. Au terme de la mission de contrôle, l'importance de cet écart reste inexplicée. L'évolution du nombre de prestations pour impayés devra être surveillée au titre de la prochaine mission de contrôle.

Projet-2023-1023

8. Les raccordements

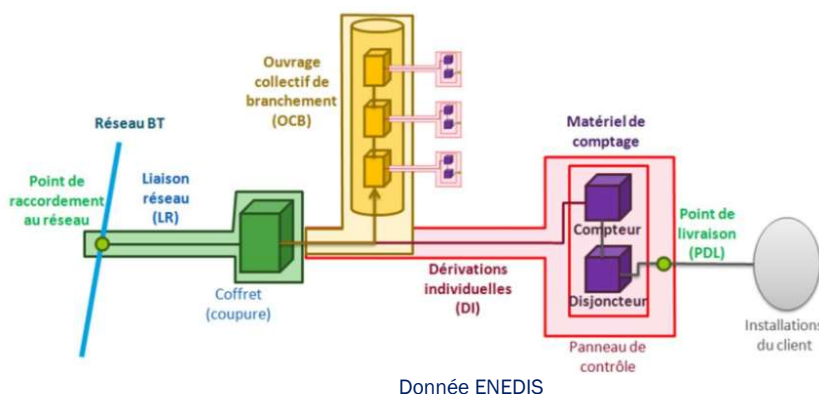
Le **raccordement** au réseau public de distribution d'électricité comprend la création **d'ouvrages de branchement, d'ouvrages d'extension** et le cas échéant le **renforcement des réseaux existants**.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

En pratique, un **raccordement est dit simple ou sec** lorsqu'il consiste seulement en la réalisation d'ouvrages de branchement à partir d'un point de raccordement au réseau existant.

Les ouvrages de branchements sont composés :

- d'une **liaison réseau**,
- d'un **coffret de coupure**,
- d'une **dérivation individuelle et/ou d'ouvrage collectif de branchement (OCB)**,
- d'un **matériel de comptage**.



Les **longueurs de canalisations d'extension ou de renforcement** réalisées dans le cadre des raccordements **sont comptabilisées dans les longueurs de canalisations évoquées ci-après (parties II et III du rapport)**.



Ceci n'est pas le cas des **longueurs de canalisations de branchement réalisées par Enedis**, car il n'existe pas à ce jour d'inventaire localisé de tous ces ouvrages finalisés.

Cet inventaire est néanmoins en cours depuis 2018 (projet ADELE, acronyme pour Actifs Détaillés et Localisés), en application de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (art. 153).

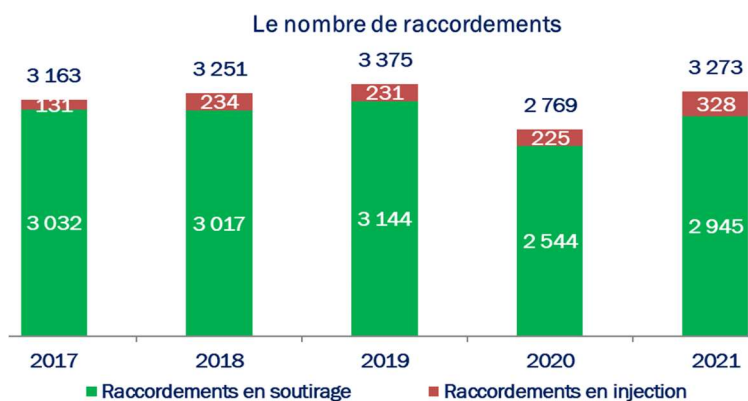
Ainsi, Enedis a produit en 2018 un premier inventaire localisé **des ouvrages de branchements collectifs** (colonnes montantes). La localisation des ouvrages de branchement doit se poursuivre rapidement, l'article 8 et l'annexe 4 de l'arrêté du 10 février 2020 précisant qu'un inventaire complet doit être mis à disposition du Concédant au plus tard en 2023. Dans le détail, les informations localisées sur le stock et le flux en ce qui concerne les ouvrages de liaison réseau et de dérivations individuelles auraient dû être communiquées :

- Pour les liaisons réseaux, le 01/06/2022 pour les données de l'exercice 2021.
- Pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs, le 01/06/2023 pour les données de l'exercice 2022.

Enedis a précisé que, les contraintes sanitaires ayant retardé ses développements informatiques, il sera en mesure de livrer ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022.

Cette absence d'inventaire localisé des canalisations de branchement explique d'une part, pourquoi les longueurs de canalisations mises en concession sont présentées sans les longueurs de canalisations de branchement et d'autre part, pourquoi nous évoquons un nombre de raccordements sans plus de précisions sur les quantités d'ouvrages réalisés.

Le nombre de raccordements réalisés s'établit, en 2021, à **3 273** dont : **2 945** raccordements en soutirage et **328** raccordements en injection.



Le nombre de raccordements en soutirage croît de 18% et le nombre de raccordements en injection progresse de 46% par rapport à ceux de 2020. Dans leur ensemble, le nombre des raccordements progresse de 18% par rapport à l'exercice précédent.

L'évolution marquée du nombre de raccordements est liée aux données 2020 qui étaient en **fort retrait** compte tenu du contexte sanitaire.

Localement, le nombre de raccordements réalisés en soutirage en 2021 est à rapprocher de celui de l'année 2018 sans atteindre celui de 2019 (2021 : 2 945, 2019 : 3 144, 2018 : 3 017). À la maille nationale, on constate que nombre de raccordements en soutirage en 2021 est similaire à celui de l'exercice 2019 (2019 : 193 017, 2021 : 193 501).



Il semble donc que, la reprise d'activité n'a pas été suffisante afin d'atteindre le nombre de raccordements en soutirage réalisés en 2019, contrairement à ce que l'on peut observer à la maille nationale. Lors du prochain exercice, l'évolution du nombre de raccordements sera mesurée, en attente *a minima* d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire.

Pour ce qui concerne les raccordements en injection, à la maille nationale et concessive, le nombre de raccordements progresse fortement, bien que restant très en deçà du nombre de raccordements réalisés en soutirage.

Pour ce qui concerne, les délais de réalisation des raccordements, on rappellera, à titre liminaire, que la CRE a institué en 2021 (délibération du 21 janvier 2021) de nouveaux indicateurs de performance qui portent sur **les délais moyens de réalisation des travaux**. Ces indicateurs ont remplacé les taux de respect d'une date convenue de mise à disposition des raccordements qui ne semblaient pas permettre d'améliorer notablement la qualité du service rendu par Enedis aux utilisateurs, compte tenu du fait que la date convenue est souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur.

Ces délais moyens sont les délais exprimés en jours s'écoulant entre la date l'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par Enedis, à la suite de la réalisation du raccordement.

Ces taux sont calculés pour plusieurs catégories de raccordements en soutirage et en injection telles que notamment les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau, les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau...

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement sans adaptation des réseaux (≤ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	62 jours	56 jours
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		74 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		84,9 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau (hors collectif) est de 56 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 6 jours.

Par ailleurs, il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (84,9 jours) et à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (74 jours) : **ce résultat est donc très satisfaisant.**

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement avec adaptation des réseaux (\leq à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	198 jours	154 jours
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		150 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		162,8 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT \leq 36 kVA avec extension de réseau (hors collectif) est de 154 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 44 jours : **cette amélioration est notable.**

Cependant, s'il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (162,8 jours), **il est néanmoins supérieur à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (150 jours).** L'Autorité concédante souligne la nécessité de maintenir et d'accroître l'amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT \leq 36 kVA avec extension de réseau.



Par ailleurs localement, les délais moyens de réalisation des travaux pour les autres types d'installations sont supérieurs aux délais observés à la maille nationale et aux objectifs fixés par la CRE : L'Autorité concédante souligne la nécessité d'améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement En jours	Segments d'utilisateurs	2021	2021 Objectif CRE maille nationale	2021 Maille nationale (réalisé)
Raccordements en soutirage sans adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels et collectifs	56		
	BT > 36 kVA	206	141	143,2
Raccordements en soutirage avec adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels	154		
	Collectifs BT-HTA	230	219	229,6
	BT > 36 kVA	150	141	143,3
	HTA	225	190	216,6
Raccordements en injection sans adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels et collectifs	0	195	233,2

9. Les indemnités versées par Enedis

Plusieurs motifs peuvent expliquer le versement par Enedis aux utilisateurs du réseau de distribution d'une indemnité. Il peut s'agir ainsi :

- De pénalités versées pour la mise à disposition d'un raccordement non réalisée à la date convenue,
- Du mécanisme d'indemnité pour coupures longues des utilisateurs en soutirage,
- D'indemnités des utilisateurs liées à un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité.

En cas de dépassement par Enedis de la date prévue de mise à disposition du raccordement convenue avec l'utilisateur, le demandeur peut bénéficier du versement d'une pénalité conformément aux mesures incitatives fixées par la CRE dans le cadre du TURPE 5 et 6. Les montants des pénalités sont les suivants :

- 50 € pour les raccordements BT \leq 36 kVA,
- 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT,
- 1 500 € pour les raccordements en HTA.



À nouveau, Enedis n'a pas communiqué le nombre de pénalités versées, pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue, constaté sur le périmètre de la concession. Il est à noter,

cependant, que le nombre de pénalités à la maille nationale reste limité : 77 pénalités ont été versées à la maille nationale en 2021.

Le TURPE 6 adopté par délibération de la CRE le 21 janvier 2021 a maintenu le mécanisme d'indemnisation pour coupures longues, des usagers en soutirage, raccordés au réseau de distribution.

Au titre de ce mécanisme, Enedis doit verser automatiquement des indemnisations aux clients coupés pour une durée supérieure à 5 heures.

Cette indemnisation est versée pour toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures, lorsqu'elle est due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par Enedis, y compris lors d'évènements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures. En cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés.

Le montant de l'indemnité varie en fonction des puissances souscrites pour les usagers. Elle est de 2€ HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA, de 3,5 € HT/kVA de puissance souscrite pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite > à 36 kVA. Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure.

En nombre	2017	2018	2019	2020	2021
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
C1	0	2	0	NC	
C2	4	6	3	NC	41
C3	25	34	20	NC	
C4	70	130	77	NC	154
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
Total	13 677	17 605	11 821	20 328	18 658
Évolution		29%	-33%	72%	-8%
Moyenne			15 858		

En 2021, le Concessionnaire a communiqué une requête permettant de déterminer le nombre d'indemnités versées, par segmentation de puissance souscrite.



Le Concédant reste en l'attente de la production d'une requête **présentant les montants de pénalités** par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

Enedis a versé en 2021, 18 658 pénalités aux usagers de la concession dont 98,95% ont été versées à des usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA pour un montant total de 1 893 k€ (données « Autres charges » au compte d'exploitation, part affectée à la concession).



Le nombre d'indemnisations fluctue de manière importante d'une année à l'autre. **S'il se contracte de 8% par rapport à l'exercice précédent, il est supérieur à la moyenne constatée sur les quatre exercices précédents. L'évolution de cet indicateur doit être surveillée sur une chronique plus longue.**

Montant en k€ des abattements forfaitaires sur la part fixe du TURPE	2020	2021
C5	NC	NC
C1	NC	NC
C2	NC	NC
C3	NC	NC
C4	NC	NC
Total	1 585	1 893

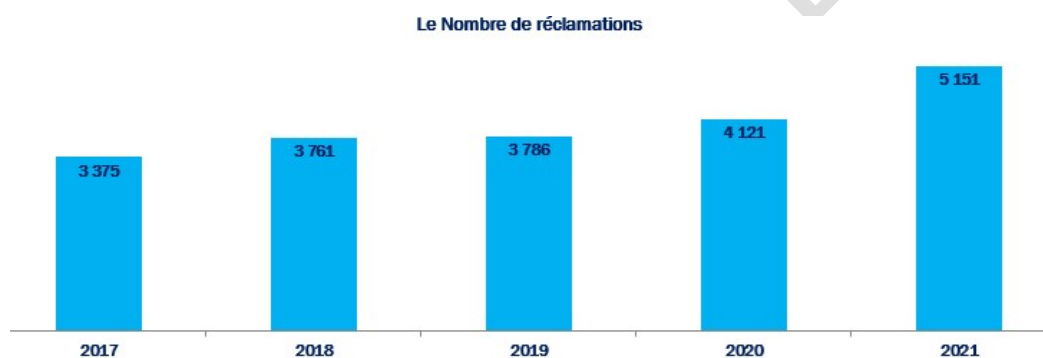
Lorsqu'un usager subit un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité, il est en droit de solliciter une indemnisation.

Le Concessionnaire communique chaque année dans le cadre de la mission de contrôle, le nombre de dossiers de sinistre qu'il a ouverts pour un sinistre ayant eu lieu dans l'année, le montant qu'il a versé au titre des indemnisations, le nombre d'usagers lésés ainsi que les causes des sinistres.

Le nombre de dossiers traités diminue fortement pour atteindre 141 en 2021. Le nombre d'usagers concernés par ces sinistres diminue de même pour atteindre 166. Le montant global des indemnisations s'élève à 38 486 € en 2021 contre 80 797 € en 2020 (- 52%).

Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le Concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé. Le nombre de dossiers correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré "clos" 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser ; la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnisations.

10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis



Le nombre de réclamations progresse très fortement en 2021. Il s'agit du 4^e exercice consécutif d'augmentation du nombre de réclamations : le nombre de réclamations progresse depuis 2017. Le nombre de réclamations progresse de 25% par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 5 151 réclamations.

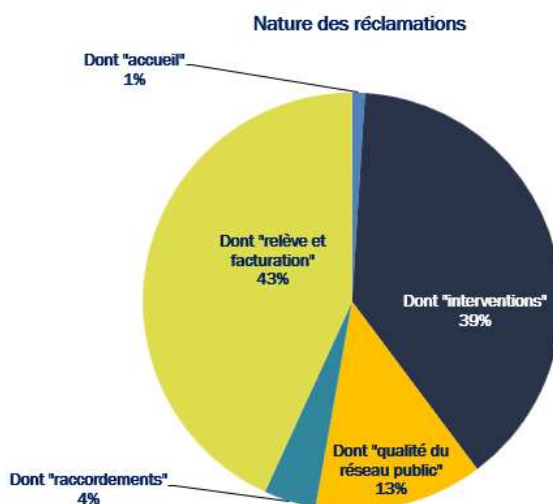
Cette progression est plus ou moins importante en fonction des années concernées, +11% entre 2017/2018, +1 % entre 2018/2019, +9% entre 2019/2020 et + 25% entre 2020/2021.

Les réclamations comptabilisées sont celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en ligne.

Ces réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (43%), les interventions (39%) et la qualité de la distribution d'électricité (13%), ces 3 items représentant 95% des réclamations.

Entre les derniers exercices, la part des réclamations relatives aux interventions progresse de 11% tandis que la part des réclamations sur la qualité de la distribution décroît dans les mêmes proportions.

La part des réclamations liées à la relève et la facturation reste stable.



27 réclamations ont été traitées en instance d'appel.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	2018	2019	2020	2021
Maille concession	98%	97%	93%	89%
Objectif national CRE				93%
Taux observé à la maille nationale				91,3%

89% des réclamations sont traitées sous 15 jours : ce taux se dégrade à nouveau en 2021 de 4 points, ce qui est important. Il est moins bon que le taux constaté à la maille nationale et en deçà de l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (93% de réponse dans les 15 jours).

Durée moyenne de traitement des réclamations en jour	2018	2019	2020	2021
			9,5	19

La durée moyenne de traitement des réclamations s'allonge passant de 9 jours à 19 jours en 2021.

Interrogé sur cette dégradation, le Concessionnaire a précisé : « • Celle-ci est essentiellement due à un effet de rattrapage : 2020 ayant été en net repli en termes de volume en raison de la pandémie. • La non-réalisation ou le report de certaines interventions, en raison notamment des périodes de confinement, a également contribué à l'augmentation des réclamations ».

Il est à noter qu'à la maille nationale dans le cadre de la régulation incitative, la CRE relève :

- D'une part une forte progression du nombre de réclamations,
- et d'autre part une dégradation du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours.

Les évolutions des données locales en 2021 sont donc semblables aux évolutions des données nationales.



La dégradation du taux de réponse dans les 15 jours depuis plusieurs exercices, indique une baisse de performance du Concessionnaire dans le traitement des réclamations : le Concédant souligne la nécessité de rétablir une qualité de service satisfaisante en la matière.

11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF

Données générales- Usagers tarif Bleu résidentiel -Maille concession	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de contrats prélevés		84%	84%	84%	0,2%
Taux de contrats mensualisés		69%	69%	70%	1,3%

84 % des usagers résidentiels sont des usagers utilisant le prélèvement automatique et 70 % sont mensualisés. Ces données sont stables depuis plusieurs exercices.

80% de leurs factures ont été établies sur la base d'un index relevé par le distributeur dont 72% ont été établies sur la base d'une téléopération sur compteur LINKY™. Le nombre de factures rectificatives progresse après trois années de diminutions importantes (2018/2019/2020). Le déploiement du compteur LINKY™ qui limite les erreurs de relevé d'index, principale source des factures rectificatives, est à l'origine de ce mouvement de repli.



L'évolution du nombre de factures rectificatives sera à mesurer lors du prochain exercice dans l'attente d'une reprise d'une baisse similaire à celle observée sur les exercices précédents.



Pour ces usagers, **le nombre de lettres de relance et le nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure se contractent respectivement de 24 et 23%.** Le nombre de demandes de délais de paiement acceptées reste stable en 2021.

Le nombre de 1^{res} mises en service revient au niveau de 2019, après une année 2020 fortement impactée par la crise sanitaire.



Le nombre de résiliations se contracte de 5% pour atteindre 33 285 résiliations dont 98,7% ont été sollicitées à la demande du client. La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur revient à son niveau de 2019 (1.3%).

Le nombre de coupures demandées par le fournisseur progresse de 40 % (2 679 en 2021, 1 910 en 2020) sans atteindre le niveau de 2019 avec 6 053 coupures.

Le nombre de coupures effectives progresse de 78% en 2021 (816 coupures effectives) sans atteindre le niveau de 2019, 1 037.

Cette évolution est liée à la forte baisse du nombre de coupures effectives en 2020 (prolongement de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020 et au chèque énergie, dont l'utilisation a été prolongée jusqu'au 23 septembre 2020).

Il est précisé que la décision d'EDF, annoncée en novembre 2021, de mettre fin aux coupures pour impayés tout au long de l'année s'applique depuis le 1^{er} avril 2022. Elle concerne tous les clients particuliers, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

Le nombre de pénalités liées aux impayés progresse de 13%.

Ces pénalités s'appliquent aux usagers au tarif bleu résidentiel non protégés, elles sont d'un montant de 7,50 €, elles sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par la société EDF. Elles ne s'appliquent pas aux usagers en situation de précarité.

En 2021, le nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année atteint 395 en progression de 13% par rapport à l'exercice précédent. Le nombre de réductions de puissance progresse fortement pour revenir à un niveau équivalent à celui de 2018.



L'évolution du nombre de clients en situation de réduction de puissance sera mesurée lors du prochain exercice dans un contexte particulier compte tenu de la fin des coupures pour impayés.

Deux cas de réduction de puissance peuvent se produire :

- Durant la période de trêve hivernale : limitation à 3 kVA pour les usagers (hors usagers « protégés ») disposant d'une alimentation supérieure à 3 kVA et limitation à 2 kVA pour les usagers disposant d'une alimentation égale à 3 kVA ;

- Hors période de trêve hivernale, limitation à 1 kVA pour les usagers non présents lors du déplacement du gestionnaire de réseau.

12. EDF et les réclamations écrites

Les réclamations écrites	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021	Part 2020	Part 2021
Facturation	1 470	1 578	2 433	2 939	21%	33%	34%
Recouvrement	1 141	1 194	1 616	1 676	4%	22%	20%
Contrat, conseil et service	787	949	1 347	1 620	20%	18%	19%
Accueil	520	676	933	1 318	41%	13%	15%
Relations avec le distributeur	93	107	309	493	60%	4%	6%
Relève	455	564	436	328	-25%	6%	4%
Qualité de fourniture et réseau	230	231	240	176	-27%	3%	2%
Nombre total de réclamations	4 696	5 299	7 314	8 550	16,9%		
Progression en % du nombre de réclamations	0,3%	12,8%	38%	16,9%			
Dont réclamations saisies en ligne	3 033	3 849	6 125	7 099	16%	84%	83%
Taux de réclamations produites en ligne	64,6%	72,6%	83,7%	83,0%			
Instances d'appel	186	242	342	286			
Taux de réclamations traitées en instance d'appel	3,9%	4,5%	4,6%	3,3%			
Nombre de réclamations traitées dans un délai de 30 jours		5 050	6 948	8 151			
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	95%	95,3%	95%	95,3%			
Délai moyen de réponse (en jours)		5,3	4,3	12,4			

Il est comptabilisé 8 550 réclamations en 2021, leur nombre progresse de 16.9 % par rapport à 2020. Le nombre de réclamations progresse depuis 2015. Elles concernent principalement : la gestion de la facturation (34%), le recouvrement (30%) et les questions liées aux contrats des usagers au conseil et services (13%). 95% des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours. En 2021, 286 réclamations ont été portées en instance d'appel.

Le délai moyen de réponse (en jours) progresse très fortement : il passe de 4 jours à 12 jours.

Interrogé sur l'évolution du nombre de réclamations, EDF a dans un premier temps justifié cette augmentation par la multiplication des canaux d'échanges avec l'utilisateur.

Le Concessionnaire a ensuite complété ces propos en confirmant les observations qu'il a présentées au Médiateur de l'énergie :

« L'augmentation des saisines recevables du médiateur national de l'énergie concernant le fournisseur EDF (+29%) a été particulièrement importante en 2021 ; une telle augmentation n'avait jamais été observée chez ce fournisseur, qui dispose d'un système d'information robuste et de services de traitement des réclamations performants. Cette image est mise à mal en 2021, car ce fournisseur n'a pas été en capacité de traiter aussi bien que par le passé les réclamations de ses clients. Son taux de litiges pour 100 000 clients particuliers est passé de 38 en 2020 (et 29 en 2015) à 47 en 2021.

Dans le cadre des réunions avec le médiateur national de l'énergie, le fournisseur EDF a indiqué que les problèmes étaient liés tout d'abord à des effectifs insuffisants, à des difficultés de recrutement après la crise sanitaire (-10% des effectifs nécessaires à l'activité à la fin de l'été) et à l'affectation de ses ressources au flux d'appels entrants à l'automne dans le contexte de l'augmentation des prix de l'énergie, avec des conséquences sur le traitement des réclamations écrites » (Rapport d'activité du MNE 2021).

L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse seront à observer lors des prochains exercices. Par ailleurs, il serait utile de disposer d'un indicateur qui mesure le nombre de réclamations multiples d'un même usager.



13. EDF et la solidarité

Fond de solidarité énergie (FSE) Département du Calvados	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	1 094	898	639	649	2%
Participation EDF au FSE en €	210 000	200 000	200 000	185 000	-8%
Dont montant attribué aux actions curatives	184 000	190 000	174 000	169 000	-3%
Dont montant attribué aux actions préventives	26 000	10 000	26 000	16 000	-38%

Le FSE est un dispositif de financement pour venir en aide aux personnes ou familles se trouvant en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie. Selon le niveau de revenu, les aides peuvent être entre 100 et 400 € pour les dettes d'énergie.

Ce fonds est abondé notamment par EDF, mais aussi par le Syndicat.

Le montant de la participation d'EDF au FSE se réduit avec une participation d'un montant de 185 000€ en baisse 15 000€ par rapport à 2020.



L'évolution du montant de la participation d'EDF au FSE sera suivie dans l'attente d'une stabilisation à la suite de la baisse constatée 2021.

On note une très légère reprise du nombre de dossiers acceptés dans le cadre de ce dispositif géré par le Conseil Départemental (+10) en 2021. C'est le premier exercice de reprise depuis 2015.

14. EDF et le chèque énergie

Sur proposition du Médiateur de l'énergie, le chèque énergie a été mis en œuvre au 1^{er} janvier 2018, emportant ainsi la suppression des tarifs sociaux d'accès à l'énergie.

Titre spécial de paiement, le chèque énergie est destiné à couvrir les factures de tout type d'énergie et financer en partie certains travaux de rénovation énergétique.

Attribué à ses bénéficiaires par l'Agence de services et de paiement (ASP), sur la base d'un critère fiscal unique (revenu fiscal de référence), son montant annuel est compris entre 48 et 277 € selon le revenu et la taille du foyer. Les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires des logements-foyers et les professionnels ayant facturé des travaux sont tenus d'accepter ce nouveau mode de règlement.

Aucune démarche particulière n'est à effectuer, le chèque énergie est envoyé automatiquement entre avril et juin de chaque année.

En revanche, si l'utilisateur n'est pas imposable, il doit impérativement avoir renvoyé sa déclaration fiscale aux impôts pour être identifié et bénéficier du chèque énergie.

En 2021, le Concessionnaire EDF a réceptionné 21 055 chèques énergie et 329 attestations de droits complémentaires. En outre, il a pris en compte 14 586 chèques énergie exceptionnels de 100 euros sur l'exercice.

À fin décembre 2021, 45 % des chèques envoyés ont été utilisés pour régler une facture d'énergie auprès du fournisseur historique EDF (contre 51 % en 2020).

15. La satisfaction des usagers

Enedis et EDF mesurent la satisfaction des usagers en fonction de plusieurs indicateurs. Pour ce qui concerne Enedis, ces indicateurs sont les suivants, à la maille de la concession :

Taux de satisfaction des usagers	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	85,40%	89,70%	4,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	78,50%	87,20%	8,70%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	90,90%	83,00%	-7,90%

Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	91,10%	88,80%	-2,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	91,50%	89,20%	-2,30%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	94,80%	90,40%	-4,40%



Les taux de satisfaction des usagers sont bons depuis plusieurs exercices. Néanmoins, plusieurs taux sont en décroissance en 2021. Il s'agit des taux de satisfaction pour les opérations de raccordement et du taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4). L'évolution de ces taux devra être surveillée en 2022.

Pour ce qui concerne EDF, ces indicateurs sont les suivants, il est à noter que ces indicateurs sont à la maille nationale :

La satisfaction	2020	2021	Évolution 2020/2021
Clients résidentiels	92%	91%	-1%
Clients non résidentiels	91%	90%	-1%
Clients Collectivités territoriales	92%	93%	1%
Clients Entreprises	90%	88%	-2%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons néanmoins, on relève en 2021 une inflexion de 1 % des taux de satisfaction des usagers résidentiels et non résidentiels et une inflexion de 2 % du taux de satisfaction des entreprises. L'évolution de ces taux sera à suivre en 2022.

16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV

Les éléments ci-après correspondent à ceux communiqués par EDF dans le Compte rendu d'activité. Ces éléments sont définis par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

L'article D.2224-40 du CGCT, créé par ce même décret, stipule qu'au titre de la mission de fourniture :

- les produits à communiquer correspondent au chiffre d'affaires réalisé sur la concession,
- les charges à communiquer correspondent aux coûts commerciaux, établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par EDF à la CRE .

Montant des recettes du Concessionnaire en k€ à la maille de la concession	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Tarif bleu	185 484	185 393	192 382	188 675	-2%
Tarif jaune	122	116	107	75	-29%
Tarif vert	293	205	167	126	-25%
Somme	185 899	185 714	192 657	188 876	-2%

En 2021, les **recettes du Concessionnaire se contractent** de 2%.

Les coûts commerciaux relatifs au tarif bleu progressent de 6% :

Coûts commerciaux - Tarif Bleu (en k€ d'euros HT)	2018	2019	2020	2021	Évolution
Tarif Bleu résidentiel	17 925	14 224	15 113	17 455	15%
Tarif Bleu non résidentiel	3 962	3 624	3 552	2 302	-35%
Total Tarif Bleu	21 887	17 848	18 664	19 757	6%

Le Concédant s'interroge sur la **représentativité des coûts commerciaux** (charges) qui se révèlent être des données estimatives, établies par recours à des clés de répartition.

17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis



POINTS FORTS

- Un niveau d'acceptabilité du compteur communicant qui reste satisfaisant.
- Forte évolution de la part de compteurs LINKY™ sur le nombre de compteurs C5.
- Redressements du taux de compteur relevé semestriellement et du taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé.
- Les taux de réalisation des prestations annexes dans les délais standards ou convenus sont bons.
- Amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT avec et sans extension de réseau.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution des quantités d'énergie produite des sites d'injection par filière et par segment à la suite d'une contraction de 11 % en 2021,
- L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants, et la mise en place de la relève facturée pour certains usagers.
- L'évolution des indicateurs de performance de la pose du compteur LINKY™ (taux de réintervention en progression et nombre de réclamations qui se dégradent en 2021 dans un contexte où le développement de masse se termine).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire).
- L'évolution du nombre de pénalités pour coupures longues (supérieur à la moyenne des exercices précédents).
- L'évolution du nombre de réclamations, du taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours et du délai moyen de traitement des réclamations.

Points en attente en 2022 :

- Communiquer des indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™ à la maille de la concession.
- Améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.
- Rétablir certains taux de satisfaction des usagers en baisse (Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4), Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement).



POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

Le Concessionnaire n'a pas communiqué :

- Le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.
- Le nombre de compteurs inactifs et de la ventilation des compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non à la maille de la concession.
- Le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisé à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF



POINTS FORTS

- Contraction du nombre de lettres de relance et du nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure.
- La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur reste faible.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse aux réclamations.
- L'évolution du nombre d'utilisateurs bénéficiant de l'option TEMPO.
- L'évolution du nombre de factures rectificatives.
- L'évolution du montant de participation du Concessionnaire au titre du FSE à la suite de la baisse constatée en 2021.
- L'évolution du nombre de réductions de puissance à la suite de la forte augmentation constatée en 2021.

Point à améliorer en 2022 :

- Fournir un indicateur relatif aux réclamations permettant de mesurer le nombre de réclamations multiples d'un même utilisateur,
- Réduire le délai de traitement moyen des réclamations,



POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

- Communication des données communales relatives aux utilisateurs de la concession « secrétisées ».

II – LES TRAVAUX

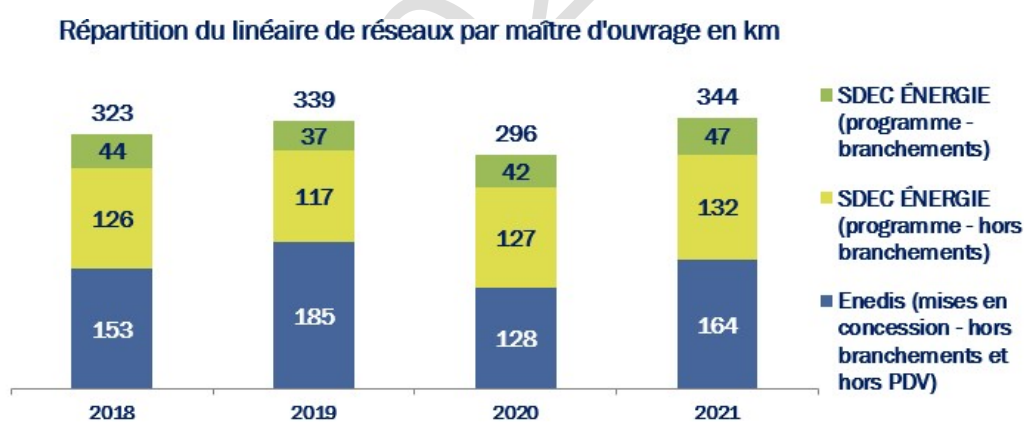
La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEC ÉNERGIE, et le Concessionnaire Enedis est inscrite au nouveau cahier des charges de concession (articles 6, 7, 8 du cahier des charges et article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges).

Pour éviter les interventions des deux maîtres d'ouvrage sur une même opération, le SDEC ÉNERGIE peut, dans le cadre de sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau BT : intervenir par exception sur le réseau HTA, modifier et/ou reprendre des branchements existants et réaliser des branchements.

Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction des types de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- Les extensions du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou un bâtiment ;
- Les renouvellements sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- Les renforcements consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du Concessionnaire) ;
- Les effacements de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

1. La répartition des travaux



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre :

- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par le SDEC ÉNERGIE, il s'agit des linéaires dont la programmation est décidée à l'année N, la date de mise en service de l'ouvrage pourra intervenir dans le courant de l'année N ou les années suivantes. Les linéaires programmés intègrent les linéaires de branchement.
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par Enedis, il s'agit des linéaires inscrits à l'inventaire (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service. Compte tenu de l'absence d'inventaire localisé des liaisons réseau et des dérivations individuelles, les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire.

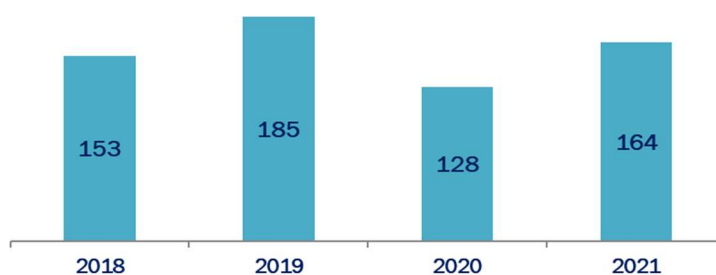
Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 344 km de travaux sur le territoire de la concession,

La longueur de réseau posé est en hausse de 16% par rapport à 2020 et retrouve le niveau de 2019.

Ces travaux sont imputables pour 52% à l'Autorité concédante et pour 48% au Concessionnaire : cette répartition est à pondérer au regard des précisions ci-dessus.

2. Les travaux mis en concession par Enedis

Linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par ENEDIS en km

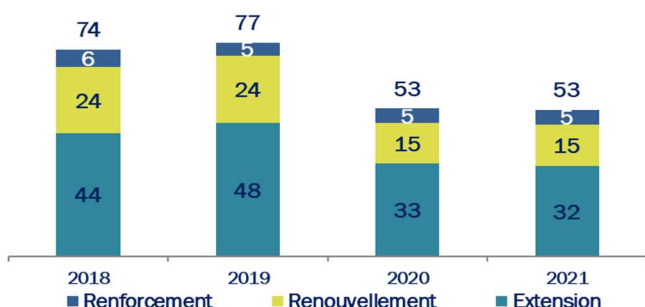


En 2021, Enedis a mis en concession **164 km** de réseau, dont **53 km de réseau BT** et **112 km de réseau HTA**.

Le linéaire mis en concession **a fortement augmenté (37 km, soit 29%)** par rapport à 2020, après la baisse importante liée à la pandémie, sans toutefois retrouver le niveau de 2019 (185 km).

L'augmentation du linéaire mis en concession concerne **uniquement le réseau HTA**.

Linéaire de réseau BT mis en concession par Enedis par typologie de travaux en km

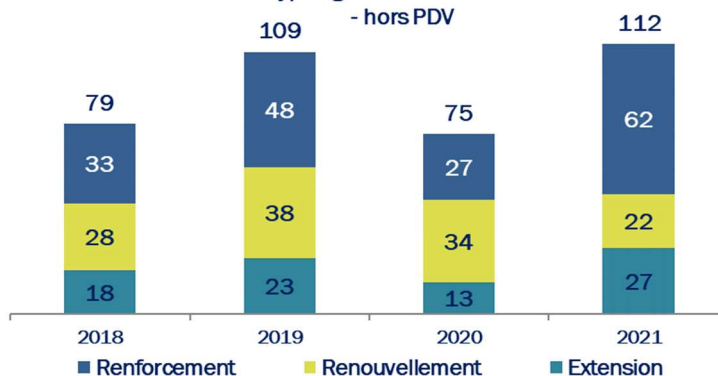


Pour ce qui concerne le réseau **BT**, le linéaire mis en concession est équivalent à celui de 2020, quelle que soit la typologie de travaux.

Le linéaire de **câble HTA mis en concession en 2021 augmente de 50%** et retrouve un niveau comparable à celui de 2019.

56% du linéaire mis en concession concerne des travaux de renforcement, en forte augmentation (62 km contre 27km en 2020).

Linéaire de réseau HTA mis en concession par Enedis par typologie de travaux en km - hors PDV



Sur l'ensemble des linéaires mis en concession, la proportion de réseau HTA augmente par rapport à 2020 (68% contre 58%).



La proportion de réseau, HTA et BT, mis en concession en technique souterraine en 2021 tout en restant très élevée, diminue depuis 2018 (91% contre 97%).

Enedis a vu son activité d'extension, dans le cadre des raccordements, augmenter fortement en 2021, après la forte réduction de l'activité selon les restrictions sanitaires liées à la pandémie de Covid-19. Le linéaire ainsi réalisé est équivalent à celui de 2018.

Les linéaires mis en concession en 2021 augmentent par rapport à ceux mis en concession en 2020 pour les typologies de travaux extension et renforcement, diminuent pour la typologie renouvellement : +29% pour les linéaires d'extension, -24% pour ceux de renouvellements et +108% pour ceux de renforcements.

3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis



Le taux de renouvellement est le ratio du linéaire renouvelé sur le linéaire total. Il peut aussi être décliné par technologie (HTA ou BT).



Ce taux est 0,18% en 2021 en baisse depuis deux exercices.

Sur une chronique plus longue, ce taux n'a jamais dépassé 0,4% (chronique 2008/2021).

Schématiquement, il faudrait atteindre un taux annuel de 2,5 % pour renouveler totalement les ouvrages en quatre décennies. Cet élément de comparaison est à interpréter avec précaution, le renouvellement d'un ouvrage étant lié à son manque de fiabilité.

Le taux de renouvellement du réseau BT reste stable à 0,13%, tandis que le taux de renouvellement du réseau HTA se contracte passant de 0,39% en 2020 à 0,25% en 2021.

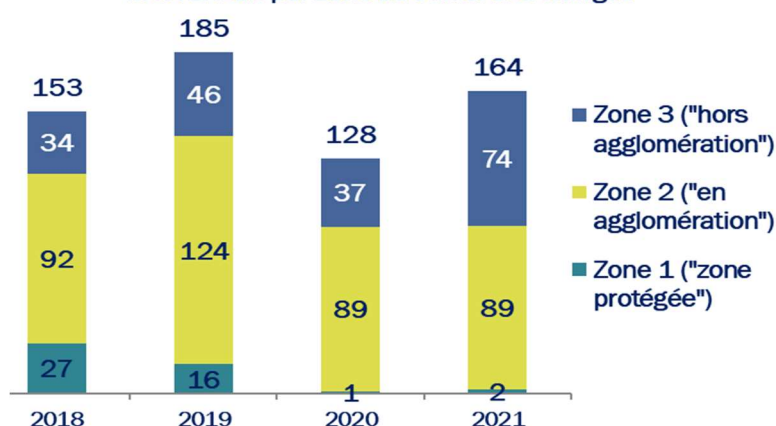
Par ailleurs, nous souhaitons rappeler :

- Tous les travaux de remplacement de réseau existant par du réseau neuf concourent au renouvellement de celui-ci, quelle que soit la finalité principale ou la typologie de travaux affichée.
- Il est à noter également que les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concedant concourent également au renouvellement du réseau.
- Par ailleurs, le Concessionnaire réalise également des travaux de Prolongation de Durée de Vie (PDV) et de Rénovation, ces travaux concourent au renouvellement partiel des lignes électriques HTA aériennes.

4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis

54% du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par Enedis en 2020 l'a été en zone 2 dite « en agglomération ».

Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par zone du cahier des charges

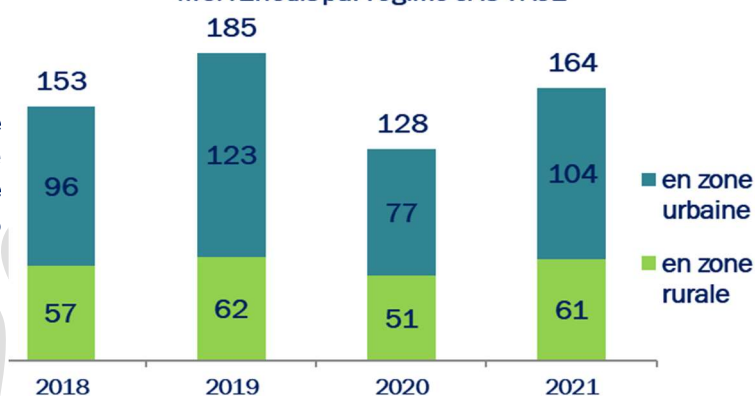


La convention de concession crée trois zones distinctes : la zone dite protégée¹², la zone en agglomération¹³ et la zone hors agglomération.

Dans ces zones, les maîtres d'ouvrages ont l'obligation de privilégier la réalisation de travaux souterrains selon des pourcentages fixés par le contrat (voir ci-après : 13. Les travaux et l'environnement).

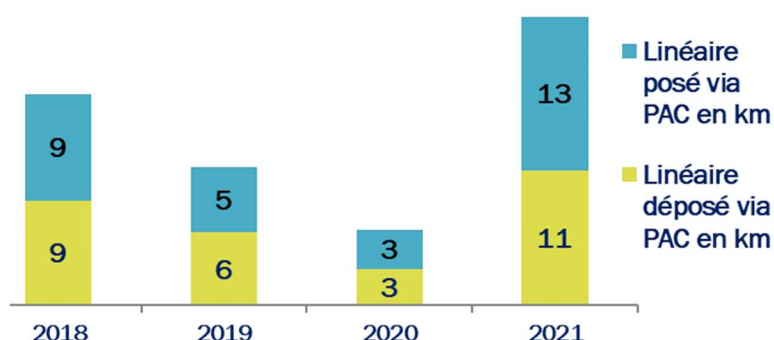
Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par régime CAS-FACE

Un peu moins des deux tiers du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par le Concessionnaire en 2021 l'a été **en zone urbaine** au titre du CAS-Facé¹⁴ (63% contre 60% en 2020).



5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques

Linéaire de réseau HTA traité par PAC par Enedis



¹² La zone protégée intègre le périmètre de visibilité des monuments historiques et le périmètre de zones naturelles protégées.

¹³ La zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le Code de la route.

¹⁴ Seules les communes de moins de 2 000 habitants ne faisant pas partie d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants sont éligibles au CAS Facé. Cependant, des dérogations peuvent être accordées par les préfets, à la demande d'une Autorité concédante.

Enedis a mis en œuvre un **Plan Aléas Climatiques (PAC n° 1)** à partir de 2005 au niveau national. Ce plan consiste à sécuriser les lignes HTA aériennes principales à risque climatique avéré afin de diminuer la sensibilité du réseau aux intempéries.

En Normandie, la politique PAC a démarré fin 2011. Enedis indique avoir dépensé **490 k€** (CAPEX) en 2021 pour des travaux relatifs au Plan Aléas Climatiques, **déposé 11 km et posé près de 13 km de réseau HTA**.

6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes

La politique de fiabilité du réseau HTA aérien d'Enedis comporte 3 types d'actions :

- L'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes,
- le remplacement complet de la ligne (renouvellement).
- la prolongation de durée de vie (PDV), appelée également "rénovation"

Enedis réalise des opérations de PDV depuis 2013. Ce dispositif consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

En matière de gestion comptable, cette opération **correspond à un renouvellement partiel d'ouvrages** et se traduit donc sur le plan comptable par trois opérations :

- L'identification du linéaire traité en PDV et le transfert des valeurs comptables des linéaires non traités vers les autres numéros d'immobilisation,
- Le retrait partiel des actifs traités,
- La mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

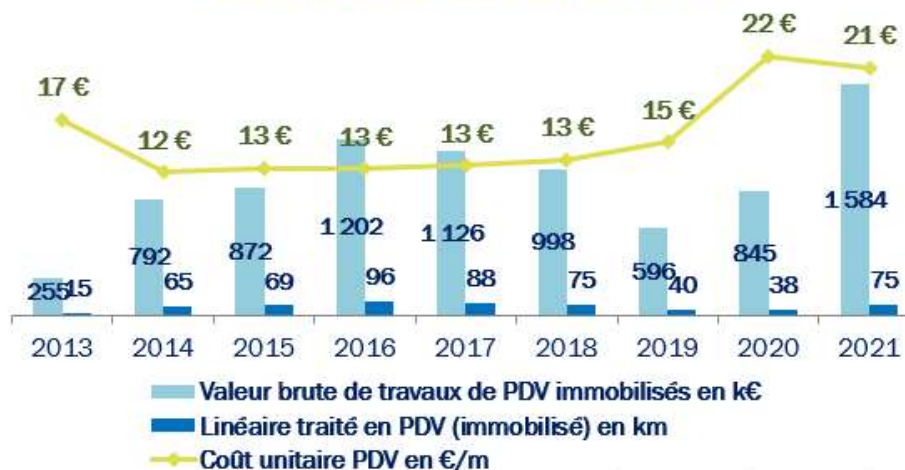
Les travaux de PDV entraînent une prolongation de la durée de vie des ouvrages traités de 15 ans. Si la durée de vie prolongée de ces ouvrages ne dépasse pas la date de fin de la convention de concession (19 juin 2048), les passifs des ouvrages retirés sont réaffectés en financement du Concédant. Dans le cas contraire, les provisions pour renouvellement sont portées aux résultats de la concession, en application des dispositions de l'article L322-5 du Code de l'Énergie¹⁵.

Le Concessionnaire refuse toujours de communication des études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation. Le Concédant souhaite savoir comment Enedis justifie que « les coûts engagés sont considérés comme des dépenses ultérieures à la création de l'ouvrage, conduisant à prolonger la durée d'utilisation de l'ensemble au-delà de leur durée de vie actuelle de 40 ans ».



¹⁵ Article L322-5 du Code de l'Énergie : « Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, les entreprises Concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenues, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité Concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »

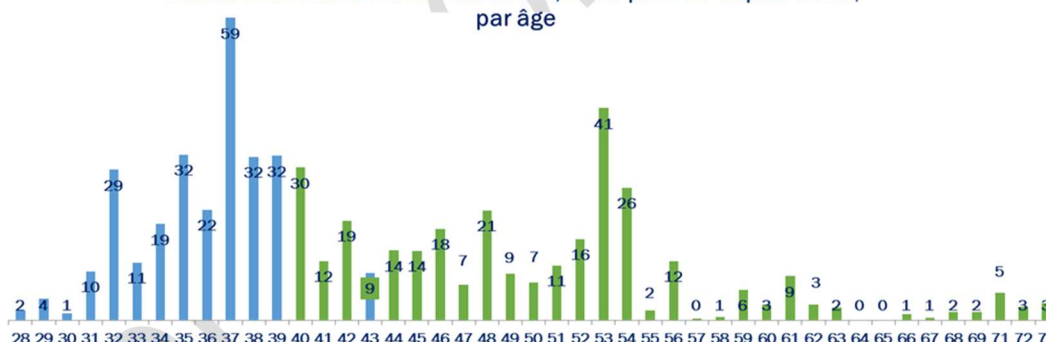
**Linéaire et coût unitaire des travaux de PDV immobilisés annuellement
(à fin 2021 : 561 km, CU moyen global 15 €/m)**



Au terme de l'exercice, on relève que :

- **561 km** de linéaires de réseau HTA aériens ont fait l'objet d'**opérations de PDV**, dont **75 km en 2021** (en hausse de 96% par rapport à 2020, même niveau qu'en 2018) sur la chronique 2013/2021.
- Sont concernés des réseaux âgés de **25 à 73 ans**.
- L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV (immobilisé) est d'environ **40 ans**. L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV en 2021 est d'un peu plus de 43 ans.¹⁶

Linéaire de réseau HTA aérien en km, traité par PDV depuis 2013, par âge



- Le montant total de travaux immobilisés est de **8 270 k€**,
- Le coût unitaire moyen des opérations de PDV sur la chronique 2013-2021 est de **15 €/m**.
- **Le coût unitaire moyen annuel est élevé en 2020 et 2021** par rapport aux exercices précédents.

Pour le Concédant, cette augmentation du coût unitaire est très certainement la conséquence de la mise en place progressive du programme de « **rénovation programmée** ». La mention de ce nouveau programme est apparue pour la première fois dans le CRAC 2021.

Ce programme se différencie du programme de PDV notamment en ce qu'il entraîne le remplacement d'un nombre plus important de composants des lignes HTA aériennes. Elle pourrait en outre entraîner l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.



Enedis a transmis au Concédant une présentation de ce nouveau programme. **Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions**, restées sans réponses depuis la mission de contrôle 2021 (questions

¹⁶ L'âge des réseaux traités en PDV varie de 25 à 73 ans, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 88 ans. Au vu des risques sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré et établi dans la durée. Quelques anomalies ont été constatées par le Concédant parmi les données communiquées : des tronçons compris dans la zone PDV qui n'auraient pas dû l'être, car leur âge est inférieur à 25 ans, tronçons indiqués avec une année de construction en 2020 et 2021 et une année de travaux PDV en 2015. Le Concessionnaire a précisé avoir effectué l'une des corrections en 2022 et l'autre devrait intervenir en 2023.

relatives aux règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...), justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages...).

Lors de la présente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé qu'aucune affaire de Rénovation Programmée n'a été traitée ou programmée en 2021.

Au titre du contrôle de l'exercice comptable 2021, l'Autorité concédante a souhaité **contrôler les différents mouvements comptables liés à la réalisation d'une opération de PDV**. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont les suivantes :



- **Le Concessionnaire a refusé de communiquer plusieurs documents** : les diagnostics techniques permettant de calculer le taux de retrait par FIES (fiche d'immobilisation), les FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, la méthodologie de calcul du taux de retrait. **Ce refus de communication interdit au Concédant de contrôler efficacement les différents mouvements comptables liés à la réalisation des opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, il est **impossible de vérifier l'exact transfert des valeurs comptables sur les tronçons non traités par les opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des diagnostics techniques, il est donc **impossible de vérifier l'exactitude des taux de retrait sur les différentes valeurs comptables des ouvrages affectés par les opérations de PDV.**
- Au vu des taux de retrait recalculés, a posteriori, sur la base de plusieurs inventaires et des mouvements comptables communiqués par Enedis, **le Concédant a pu vérifier l'exact transfert des passifs retirés sur les ouvrages traités en financement du Concédant.**
- Le transfert des provisions pour renouvellement en financement du Concédant est possible dans ce cas, car l'allongement de la durée de vie comptable des ouvrages (15 ans) n'a pas pour effet d'en faire des ouvrages non renouvelables au titre du présent contrat (millésime de l'opération de PDV : 2020 + 15 ans = 2035, date de fin de contrat SDEC ÉNERGIE : 19/06/2048).
Cette situation est temporaire : les opérations de PDV vont être remplacées dans un futur proche par les opérations dites de rénovations programmées. Ces opérations entraîneront des taux de retrait plus importants et un prolongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans. **À compter de 2023** (2023 + 25 ans = 2048), **les ouvrages traités deviendront des ouvrages non renouvelables et donc les provisions pour renouvellement rattachées à ces ouvrages seront reprises aux résultats d'Enedis.**

7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV



Le Concessionnaire assure un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés au fil de l'eau. **Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages** ont fait l'objet d'une communication au Concédant jusqu'aux données 2020. **Ces données n'ont pas été communiquées pour l'année 2021.**



Pour mémoire, les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé. Ainsi, le Concessionnaire a constaté, **sur la période 2017-2020, une diminution globale de 22% du taux d'incident** de l'ensemble du réseau aérien traité en PDV en prenant en considération les incidents toutes causes confondues **et une suppression des coupures longues pour cause d'usure.**

Les analyses du Concessionnaire :

- Ont porté sur des opérations de PDV réalisées depuis 2015 et prenaient en considération les coupures pour cause de défaillances matérielles¹⁷ constatées antérieurement à la réalisation de l'opération de PDV et sur une chronique de 5 ans.
- Ont comparé un nombre de coupures longues après travaux de PDV sur des périodes de 6 mois (programme 2020) à 5,5 ans (programme 2015) selon les tronçons.



Le Concédant considère que les périodes utilisées ne sont pas toutes représentatives et que la comparaison sera plus fiable sur un historique de 5 ans sur chaque tronçon fiabilisé, avant comme après travaux. Il est donc pertinent d'inclure les résultats des programmes de PDV depuis 2015 dans les calculs.

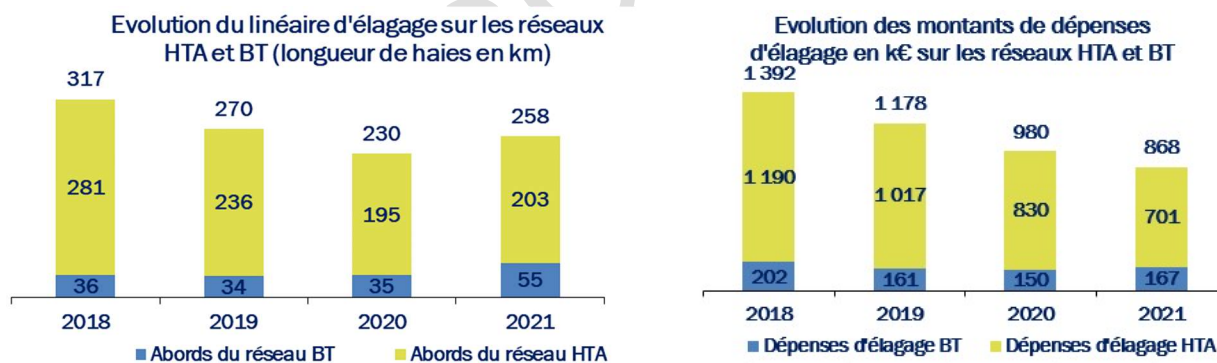
8. Les travaux d'élagage

En 2021, Enedis a élagué **258 km** de haies. Ce linéaire est en progression de 12 % par rapport à l'année précédente et le budget consacré à l'élagage (**868 k€**).

Après la diminution du linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA aériens de -27% entre 2017 et 2020, le Concédant constate que le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA est légèrement supérieur à celui de 2020 (+4%), alors que le budget est inférieur de -16% (701 k€ contre 830 k€).

Le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux BT a fortement augmenté par rapport à 2020 (+57%) et retrouve un niveau équivalent à celui de 2017.

Le Concessionnaire concentre ses actions sur l'élagage des lignes HTA qui représente 79% des haies élaguées et des dépenses d'élagage.



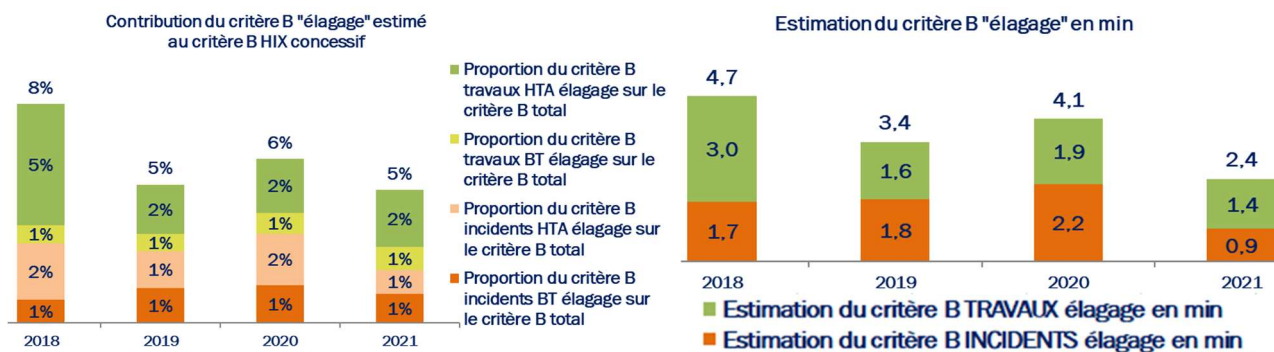
Le Concessionnaire précise qu'il effectue par hélicoptère une vérification des réseaux HTA aériens pour évaluer les besoins d'élagage, par cycle de 3 ans en moyenne. Il utilise le nombre de coupures longues ayant pour causes "Abattage insuffisant" ou "Élagage insuffisant" pour compléter le programme de surveillance des lignes HTA aériennes. En fonction de la qualité de fourniture, l'élagage d'un départ peut être avancé ou reporté d'une année.

Pour le réseau BT, le Concessionnaire intervient sur dépannage ou réclamation pour réaliser des actions d'élagage à proximité des postes HTA/BT. L'objectif prioritaire d'Enedis étant de garantir la sécurité du réseau.

Si le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA, il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce que refuse toujours le Concessionnaire.

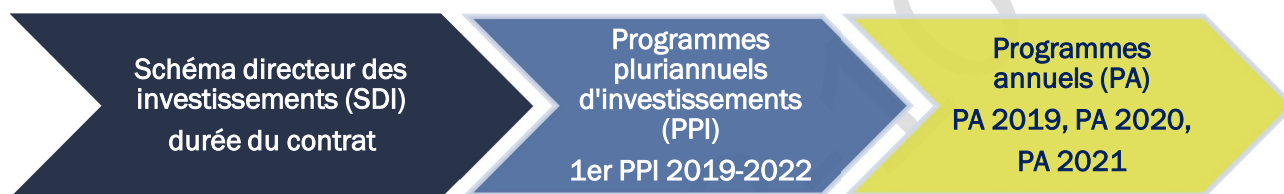
En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT.

¹⁷ Conducteurs dérégés, Défaillance de matériel : autre défaillance, Défaut de conception, Défaut de montage / tirage, Dépassement de capacités électriques, Mise en sécurité et Usure naturelle.



Le Concédant estime la part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT à **2,4 minutes en 2021** (contre 4,1 minutes en 2020, soit -42%). Il représente **5% du critère B total hors incidents exceptionnels** (critère B HIX), contre 6% en 2020.

9. Le contrôle des programmes annuels



La convention de concession conclue le 29 juin 2018 comprend un **Schéma Directeur des Investissements (SDI)** sur le réseau de distribution d'électricité sur la durée du contrat (30 ans).

Pour être au plus près des besoins et de la réalité du terrain, le SDI est décliné en **Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)** de 4 ans, puis en **Programmes Annuels de travaux (PA)**.

Le **1^{er} PPI** couvre la période du **1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2022** et fixe un montant d'investissements de **73 millions d'euros**, dont **38 M€** investis par **Enedis** et le **35 M€** par le **SDEC ÉNERGIE**.

Le **contrôle des PA** mené dans le cadre des missions de contrôle a pour **objet de contrôler la traçabilité des linéaires déclarés** dans les différents fichiers communiqués.

Les quantités d'ouvrages réalisées sont contrôlées **en priorité**, car c'est sur la base de celles-ci que le mécanisme du séquestre prévu au contrat (4^e A article 11 du cahier des charges annexé à la convention de concession conclue le 29 juin 2018) pourrait être éventuellement mis en œuvre **si nous constatons que les volumes déclarés par le Concessionnaire n'ont pas été réalisés au terme du PPI 2019/2022**.

Au titre du PA 2021, le Concessionnaire a été interrogé sur la bonne cohérence entre les finalités de chantiers du PPI 2019/2022 et les objectifs investissements pour **5 chantiers**.

Enedis a précisé la genèse de ces opérations, les techniques mises en œuvre et les gains espérés.



L'évaluation des gains espérés n'est pas réalisée par affaire par le Concessionnaire. Elle pourra être réalisée lors de missions de contrôle ultérieures, après un laps de temps suffisant pour mesurer les effets des travaux réalisés.

Au titre du contrôle du PA 2021, les résultats sont les suivants :

- Les quantités de pose et de dépose indiquées au PA ont été retrouvées à l'inventaire pour 2 dossiers sur 5,

- Pour 3 dossiers sur 5, soit les quantités de pose, soit celles de dépose, indiquées au PA n'ont pas été retrouvées à l'inventaire.



Les résultats du contrôle 2022 de traçabilité des linéaires réalisés au titre du PA 2021 seront donc à consolider avec la production de l'inventaire 2022.

10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022

Finalités du PPI 2019/2022	Unités	Objectifs (quantité)	Quantités réalisées à fin 2021	Taux de réalisation à fin 2021
1- Modernisation - HTA souterrain	km	44	23	52%
2- Modernisation - HTA aérien	km	44	111	252%
3- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km	10	15	150%
4- Modernisation - PDV HTA aérienne	km	320	155	48%
5- Modernisation - Automatisation	Nombre	112	81	72%
6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (U)	N. B. Départs	4	Donnée non mesurable	
7- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	N. B. Départs	7	8	114%
8- Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'objectif quantitatif			
9- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	20	19	95%
10- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	24	26	108%
11- Matériels HTA/BT pollués au PCB	N. B. Transfos	160	136	85%
12- Modernisation - BT aérien	km	13,5	12	89%
13- Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	17	170%

Le Concédant a mesuré l'état d'avancement du PPI 2019-2022 à fin 2021 et interrogé le Concessionnaire sur les résultats intermédiaires. Certaines quantités n'ont pas été communiquées : elles concernent les finalités 6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U) et 8- Modernisation et continuité d'alimentation. **Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 pour ces deux finalités ne peuvent être calculés.**

Il est à noter que les unités utilisées dans le cadre du suivi de la finalité de renforcement HTA (finalité 6) sont différentes de celles arrêtées dans le PPI.



Le taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA et BT aériens, de réalisation des travaux du PAC, d'automatisation, de création de départs HTA pour la levée de contraintes, de protection contre le risque inondation, de renforcement du réseau BT et de traitements des transformateurs pollués au PCB sont satisfaisants.



Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV doivent être suivis, car ils sont très en deçà des objectifs du PPI 2019/2022.

L'établissement du bilan provisoire du 1^{er} PPI 2019-2022, ainsi que la mise à jour du diagnostic technique afin d'établir le 2^d PPI qui interviendra sur la période 2023/2026, a fait l'objet de réunions de négociations tout au long de l'année 2022 et du 1^{er} trimestre de l'année 2023 pour le bilan définitif du 1^{er} PPI.



Le Concédant a également souhaité établir un point d'étape de l'avancement des valeurs repères du SDI. Le Concessionnaire a communiqué plusieurs résultats, mais a refusé de présenter ceux pour lesquels les pas de temps indiqués dans le cahier des charges sont l'échéance du/des PPI. **Les résultats obtenus sont présentés en fin de la partie "Qualité-Sécurité".**

11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

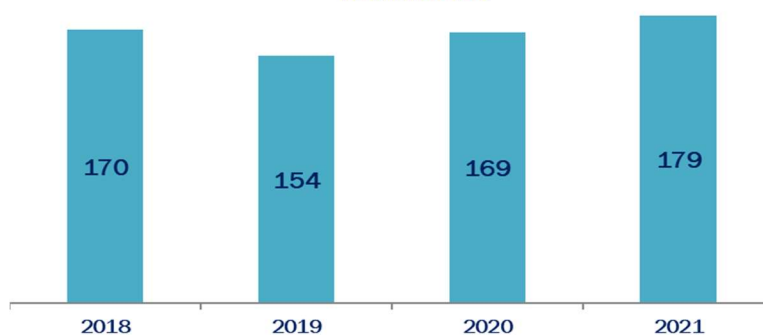


Les linéaires déclarés ci-dessous correspondent à ceux de l'année de programmation budgétaire du SDEC ÉNERGIE.

Ces linéaires sont pour partie mis en service au titre de cette année, mais peuvent être mis en service au cours des années suivantes.

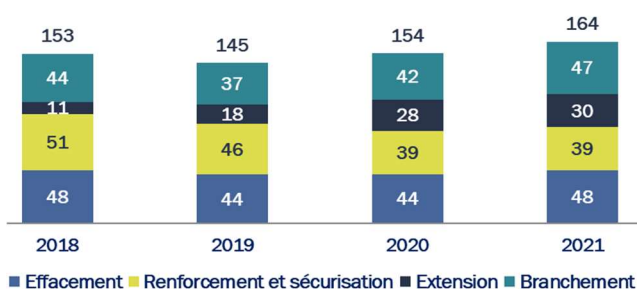
Ces linéaires comprennent les longueurs de canalisation de branchement réalisées à la différence de celles déclarées par le Concessionnaire.

Linéaire de réseau HTA-BT réalisé par le SDEC ENERGIE par année de programmation incluant les linéaires de branchement



En 2021, le SDEC ÉNERGIE a réalisé **179 km de linéaire de réseau BT et HTA** pour l'année de programmation budgétaire 2021.

Répartition des linéaires de réseau BT posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé 164 km de réseau BT, y compris les branchements, soit un linéaire en augmentation de **7% par rapport au programme de 2020**.

Le Syndicat a eu recours à la **technique souterraine pour 92%** du linéaire de ses travaux sur le réseau BT.

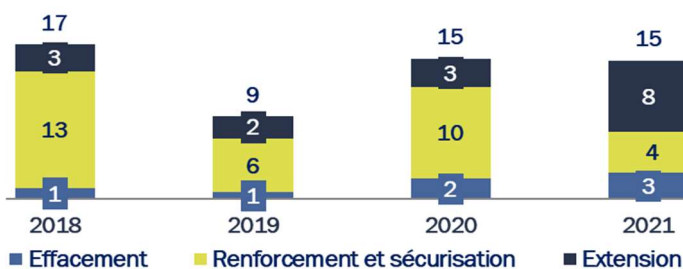
Les travaux réalisés par le Concédant sur le réseau BT sont essentiellement des travaux d'**effacements, de raccordement et de renforcements**.

Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au Concessionnaire Enedis, **néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE peut être amené à intervenir sur ce type de réseau.**

Au titre de 2021, le SDEC ÉNERGIE a posé **15 km de linéaire HTA, uniquement en technique souterraine.**

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau (52%).

Répartition des linéaires de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Les travaux du Syndicat, pour le programme 2021, ont **contribué à renouveler 112 km de réseau HTA, BT et de branchements, dont 29 km de réseau BT aérien en fils nus.**

La répartition du linéaire de réseau HTA et BT, construit par le SDEC ÉNERGIE au titre du programme 2021, est **relativement équilibrée sur les 3 zones du cahier des charges** (article 8b du cahier des charges de concession et article 4 de l'annexe 1) : 28% en zone 1 dite "zone protégée", 37% en zone 2 dite "en agglomération" et 36% en zone 3 dite "hors agglomération".

Le SDEC ÉNERGIE a construit 87% du linéaire de réseau HTA et BT en zone rurale au titre du CAS-FACE et 82% en comptabilisant aussi les branchements.

12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage

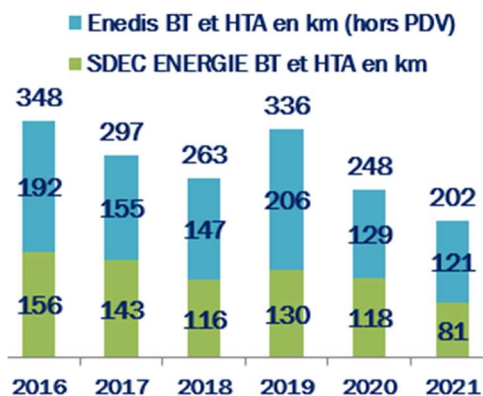
En complément des présentations précédentes, basées sur les mises en concession de l'année pour Enedis et sur l'année de programmation pour le SDEC ÉNERGIE, voici une présentation « comptable » des linéaires de réseau créé par Enedis et le SDEC ÉNERGIE.

Il s'agit de comptabiliser, pour chaque maître d'ouvrage, le linéaire mis en concession (c'est-à-dire à l'inventaire) par année de mise en service, sans prendre en compte leur origine de financement et sans comptabiliser les linéaires de branchement, en l'absence d'inventaire pour ces ouvrages.

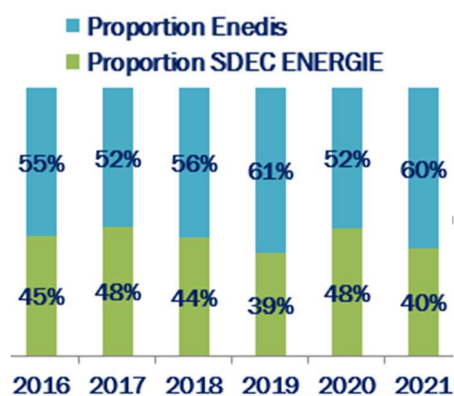
Ces données sont issues de la compilation des ouvrages mis en concession sur la période 2016-2021 (fichiers 23xx). Il est à noter que les données de la dernière année de mise en service (dans le cas d'espèce 2021) sont toujours **très partielles à l'année de production de l'inventaire**. Les linéaires déclarés sont consolidés lors des exercices comptables suivants. **Les remarques ci-dessous ne concernent donc que l'année N-1 c'est-à-dire 2020.**

Il est à noter que **les linéaires déclarés pour le Concessionnaire ne font pas apparaître les linéaires traités par des opérations de PDV**, ces canalisations ayant fait l'objet d'une maintenance lourde et non d'un renouvellement.



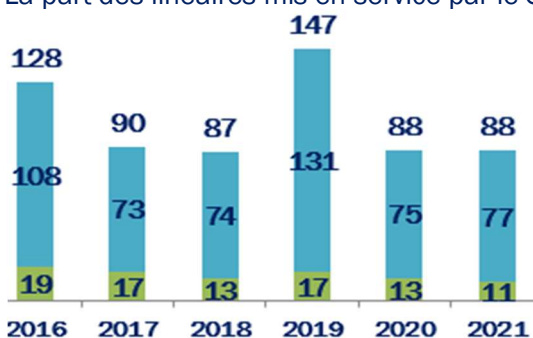


Linéaire de réseau HTA et BT mis en concession en 2016-2021 par année de mise en service et par maître d'ouvrage



En 2020, le SDEC ÉNERGIE a mis en service **118 km** de réseau, tandis que le Concessionnaire a mis en service **129 km** de canalisations. Le linéaire mis en service est en diminution pour les deux maîtres d'ouvrage **avec une diminution beaucoup plus forte pour le Concessionnaire** (-77 km).

Enedis a mis en service **52% des linéaires de réseau**, cette part diminue de 9 points par rapport à 2019. La part des linéaires mis en service par le Syndicat croît de 9 points.



Linéaire de réseau HTA (hors PDV)

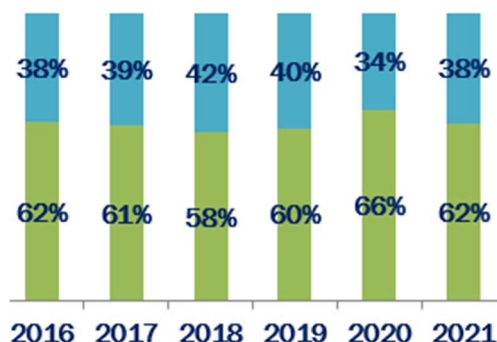


En 2020, Enedis a mis en service **75 km de réseau HTA**, c'est-à-dire 85% des mises en service.

Pour rappel, le SDEC ÉNERGIE peut intervenir par exception sur le réseau HTA lorsqu'il est maître d'ouvrage de travaux sur le réseau BT. Une mesure du niveau d'intervention du Syndicat sera réalisée au terme du 1^{er} PPI 2019/2022, ce niveau d'intervention sur la durée de ce PPI sera mesuré par rapport à une valeur initiale de 100 km.



Linéaire de réseau BT



En 2020, **159 km de réseau BT** ont été mis en service dont **105 km** sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE. Ceci représente **66%** du linéaire global mis en service.

13. Les travaux et l'environnement

13.1 Les travaux souterrains

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule **un taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine** en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération. L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Les différentes zones	Leur objet	Part de technique souterraine ou discrète
Zone 1	Autour de monuments ou de sites inscrits ou classés	100%
Zone 2	En agglomération	Au moins 85%
Zone 3	Hors agglomération	Au moins 50%



Pour 2021, les résultats des **deux maîtres d'ouvrages atteignent les objectifs fixés** par le cahier des charges de concession, voire les **dépassent largement** pour les linéaires de réseau posés **en zones 2 et 3**. Il s'agit des linéaires de réseau mis en concession en 2021 pour Enedis et des linéaires du programme de travaux 2021 pour le SDEC ÉNERGIE.

13.2 Traitement des transformateurs pollués par les PCB (polychlorobiphényles)

Lors d'une précédente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que : « La politique d'Enedis en matière [de pollution des transformateurs par les PCB] est calée sur le respect de la nouvelle réglementation et du nouveau plan particulier d'Enedis validé par arrêté ministériel du 3 juillet 2014 :

- Les transformateurs > 500 ppm ont été traités,
- les transformateurs entre 50 et 500 ppm sont en cours de traitement : les transformateurs en cabines non conformes (ni bac, ni fosse) doivent être traités avant fin 2019, les transformateurs H61 et les cabines conformes d'ici fin 2025,
- 50% au moins de l'ensemble des transformateurs pollués doivent être traités avant 2019. »

Enedis a communiqué la liste des transformateurs de la concession dont le taux de PCB est supérieur à 50 ppm (**130 au 31/12/2022**), donnant ainsi au SDEC ÉNERGIE des éléments permettant de mieux préparer ses investissements, notamment d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux.

En 2021, les travaux menés sur les postes de transformation HTA/BT par les deux maîtres d'ouvrages ont permis le **traitement de 19 transformateurs pollués par les PCB** (polychlorobiphényles).

Afin d'éliminer l'ensemble des appareils pollués avant le 31 décembre 2025 (article R543-22 du Code de l'environnement) et selon le stock au 31/12/2021, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne 33 par an.

13.3 Traitement des poteaux en béton

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des **poteaux en béton** au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les deux maîtres d'ouvrage se sont associés (**groupement de commandes**) pour traiter ensemble ces déchets par concassage.

Les deux maîtres d'ouvrages déposent également des **poteaux en bois** lors de leurs chantiers. Ces poteaux déposés sont classés déchets dangereux (article R541-8 du Code de l'environnement). En effet, les bois ont été traités afin d'assurer leur durabilité en extérieur, principalement à la créosote ou aux sels de cuivre-chrome-arsenic (CCA), substances classées cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques (CMR) par le règlement CLP (règlement (CE) n° 1272/2008).

Ces déchets sont traités dans des installations de traitement thermique avec valorisation énergétique (usines d'incinération de déchets spéciaux ou fours de cimenteries), **séparément** par les deux maîtres d'ouvrages.

Projet-2023-10-03

14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX



POINTS FORTS

- La technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT), quel que soit le maître d'ouvrage.
- Des précisions relatives à l'objectif et au périmètre du nouveau programme de Rénovation Programmée (RP) ont été apportées. Plusieurs questions du Concédant restent toutefois en attente.
- Dans le cadre du PPI 2019/2022, les taux de réalisation des travaux de :
 - modernisation du réseau HTA et BT aérien,
 - d'automatisation,
 - de réalisation des travaux du PAC,
 - de création de départs HTA pour levée de contraintes,
 - de renforcement du réseau BT,
 - d'équipement des postes de transformation pour le risque inondation,
 - et de traitements des transformateurs pollués au PCB,sont satisfaisants.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV dans le cadre du PPI 2019/2022, doivent progresser.

Points en attente en 2022 :

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a pas été actualisé pour la mission de contrôle 2022 et l'incidentologie avant et après les opérations de PDV doit être comparée sur des durées similaires et pour tous les programmes.
- Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions relatives au programme de Rénovation Programmée (RP), notamment les règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...) et la justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.
- La communication (à la suite d'un contrôle d'une affaire de prolongation de durée de vie (PDV), lors de la mission de contrôle 2022) des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'Immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait.



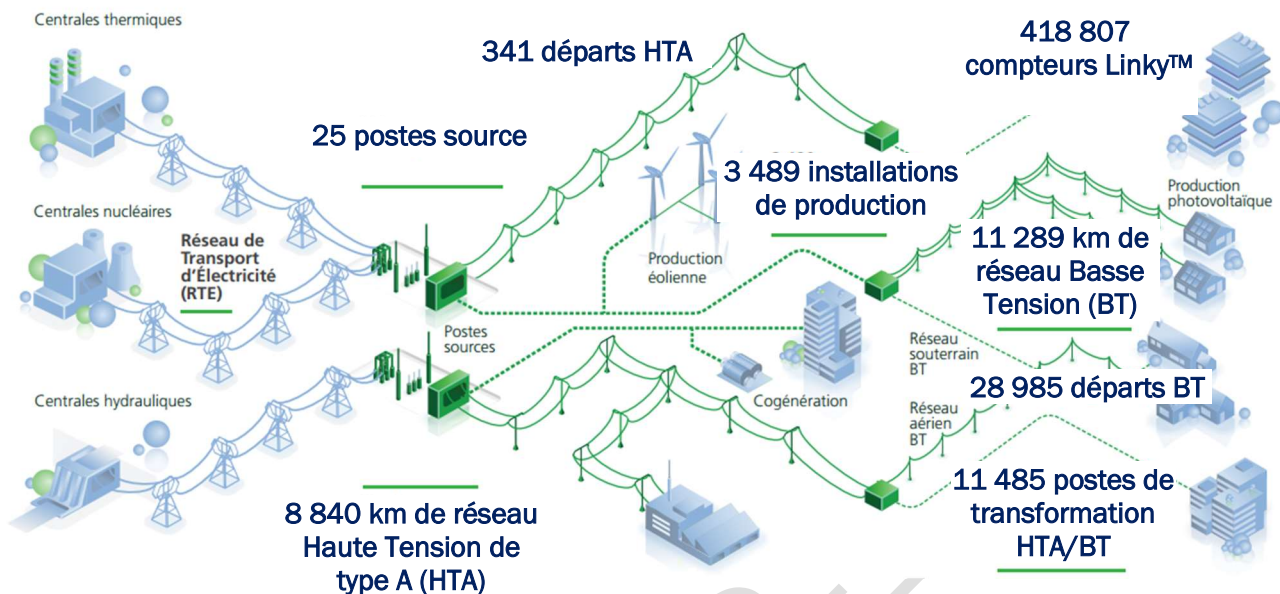
POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS

- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages.

III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Le réseau de distribution d'électricité 2021

LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



Source de l'illustration : CRAC Enedis

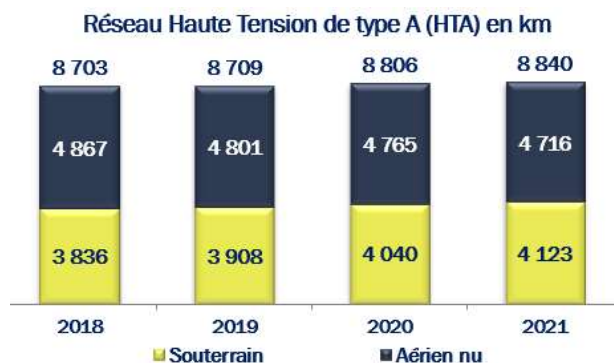
Au terme de l'année 2021, le réseau de distribution public d'électricité sur le territoire de la concession est composé de :

- **25 postes source** alimentant et situés **sur la concession**, 4 autres sont situés en dehors du territoire du Calvados. Ils alimentent **341 départs HTA**.
- **20 128 km de réseau** (hors câbles de branchement) répartis en deux niveaux de tension : **11 289 km de réseau BT** et **8 840 km de réseau HTA**.
- **11 485 postes de transformation** qui permettent d'abaisser la tension de HTA à BT. Ils alimentent **28 985 départs BT**.
- **418 807 compteurs Linky** ont été installés. Le nombre de compteurs total à fin 2021 n'a pas été communiqué (compteurs actifs et inactifs).
- **3 489 sites de production** sont raccordés sur les réseaux HTA et BT.
 - **56%** de ce réseau est constitué par du **réseau BT**, c'est une proportion constante.
 - **66% de ce réseau électrique** se situe dans les **communes rurales** au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
 - **Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent respectivement de 0,8% et de 0,4% en 2021.**



2. Les canalisations HTA et BT

Le linéaire de réseau haute tension de type A¹⁸ (HTA) est constitué de **8 840 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,4%, soit **34 km**.



Ce réseau est composé de **4 716 km** de **réseau aérien** et de **4 123 km** de **réseau souterrain**.

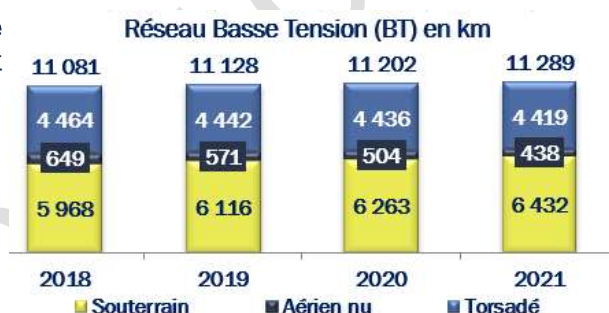
Il comporte également une petite longueur de réseau aérien torsadé (538 mètres en 2021). Enedis précise que la technologie de réseau est très peu répandue à la maille France. Elle est parfois utilisée en zone boisée, avec des inconvénients liés à la chasse ou aux chutes d'arbres.

0,9% du réseau HTA est en aérien fils nus de faible section (76 km).

Le linéaire de réseau basse-tension (BT) est de **11 202 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,8%, soit de **87 km**.

Il est constitué de :

- **438 km** de **réseau aérien nu** (4% du réseau BT),
- **4 419 km** de **réseau torsadé**,
- **6 432 km** de **réseau souterrain**.



Pour les deux types de tension, les mises en service sont **majoritairement réalisées en réseau souterrain**, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

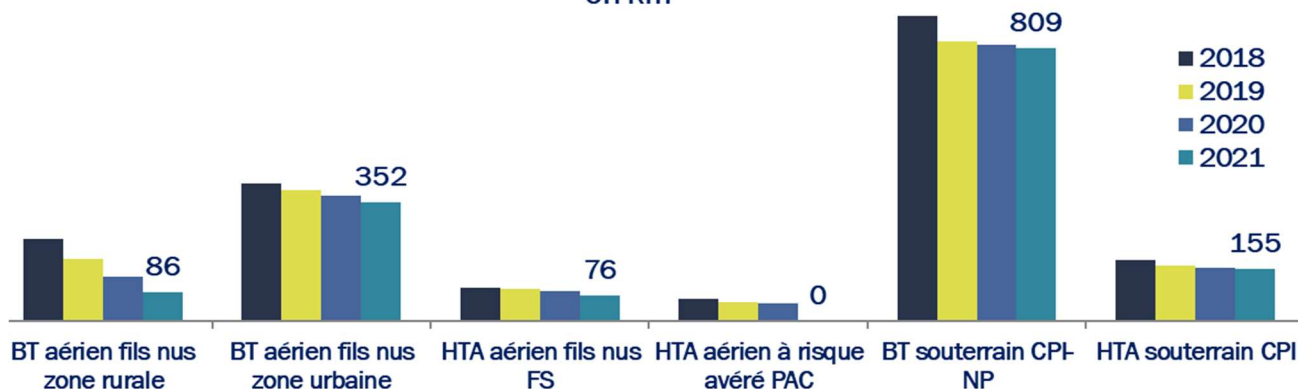


Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à **57%**, alors que celui du réseau HTA est de **47%**.

¹⁸ Le réseau de distribution d'électricité est constitué de deux types de lignes : les lignes moyenne tension de type A (HTA) et les lignes basse tension (BT). Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV. Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230V ou 400V.

3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT

Evolution des linéaires des réseaux de technologies fragiles sur la concession en km



Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres.

La concession compte à fin 2021 :

Pour le réseau HTA	Pour le réseau BT
76 km de réseau aérien de faible section, soit une proportion de 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien nu.	438 km de réseau BT aériens nus, c'est -13% de linéaire en moins qu'en 2020. Cette diminution est essentiellement due à l'action du SDEC ÉNERGIE en domaine rural.
155 km de réseau souterrain à isolation en papier imprégné (CPI), soit une proportion de 2% du réseau HTA total et 4% du réseau HTA souterrain.	Le réseau BT compte 809 km de câble souterrain à isolation papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP).
Ces longueurs sont en diminution, respectivement de -16% et -2%.	Ce linéaire a diminué de -1% par rapport à 2020.
Le réseau HTA compte également 75 km de réseau souterrain synthétique de 1 ^{re} génération qui est potentiellement à risque.	Il représente 13% du linéaire de réseau BT souterrain et 7% du réseau BT total.

Il est rappelé sur ce point :

- Qu'ENEDIS n'a pas transmis les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale.
- que la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de la localisation des réseaux :
 - BT souterrain estimés à isolation papier et BT souterrain estimés à neutre périphérique ;
 - HTA souterrain à isolation papier (CPI).

4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus

Le remplacement du réseau BT aérien nu est inscrit au schéma directeur des investissements (SDI), avec pour échéance de résorption la fin du 2^e programme pluriannuel d'investissements (PPI) en zone rurale et le terme du contrat en zone urbaine.

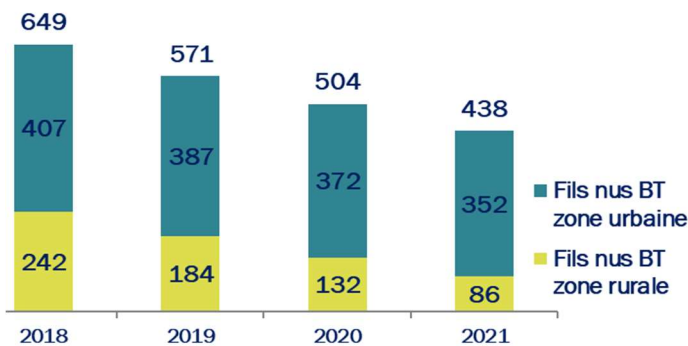
Le contrat précise que la suppression du réseau BT aérien en fils nus doit être la plus régulière possible d'un PPI à l'autre. Le premier PPI a été établi sur la période 2019-2022.



Au rythme de dépose 2021, la résorption des 86 km de cette technologie en zone rurale et des 352 km en zone urbaine pourrait être observée :

- en 2 ans en domaine rural,
- en 18 ans en domaine urbain. Cette durée est plus beaucoup courte que celle observée l'année précédente, ce qui traduit une **accélération de la résorption dans cette zone.**

Evolution du linéaire de réseau BT aérien fils nus en km par zone FACE



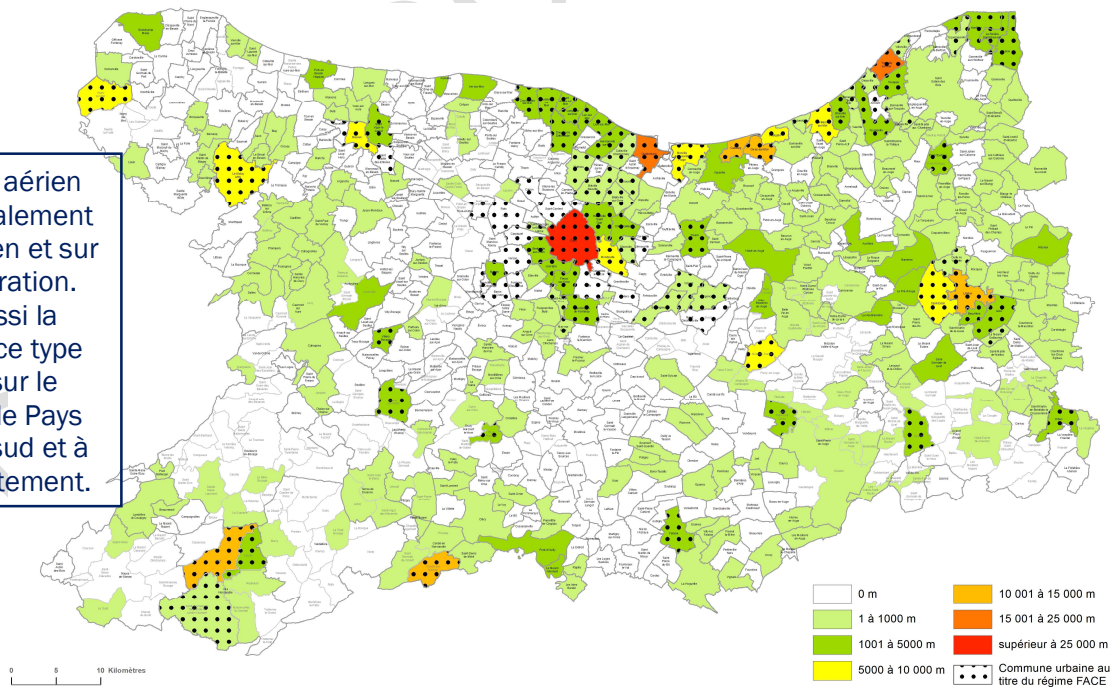
Réseau BT aérien en fils nus :

Quantité **438 km** (4% du réseau BT)

Évolution 2020/2021 : **-13%**

- 46 km en domaine rural (action du Syndicat)
- 20 km en domaine urbain.

La localisation du linéaire de réseau BT aérien fils nus



Réseau HTA aérien fils nus de faible section :

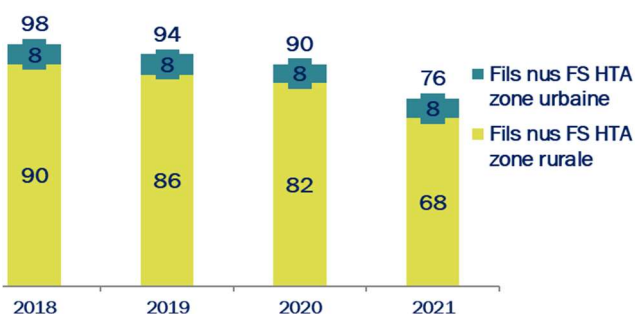
Quantité : **76 km** (0,9% du réseau HTA)

Évolution 2020/2021 : **-16%**

Le remplacement du réseau HTA aérien nu de faible section n'est pas inscrit comme valeur repère au schéma directeur des investissements (SDI).

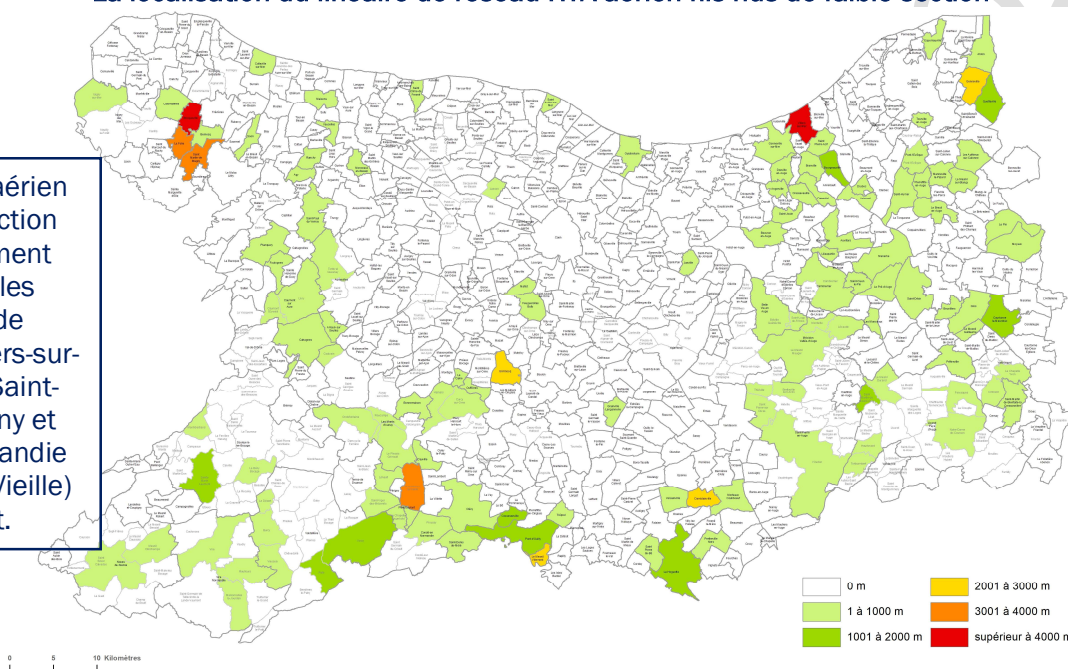
Au rythme de dépose en 2021, la résorption des 76 km de cette technologie pourrait être observée en 5 ans (contre 23 ans en 2020).

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section en km par zone FACE



La localisation du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section

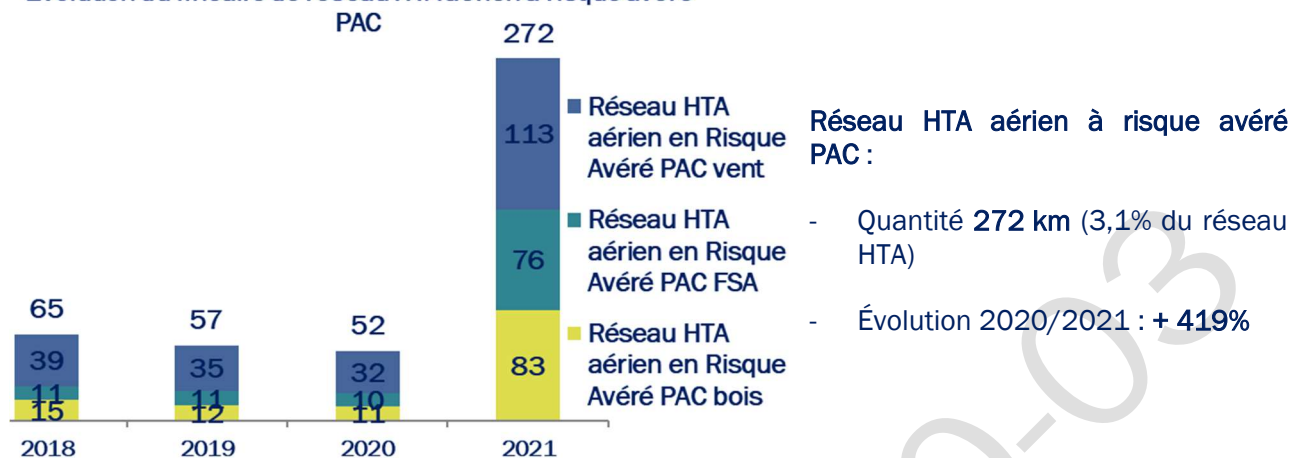
Le réseau HTA aérien nu de faible section est principalement implanté sur les communes de Bricqueville, Villers-sur-Mer, La Folie, Saint-Martin-de-Blagny et Condé-en-Normandie (Saint-Pierre-la-Vieille) notamment.



5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques

5.1 Le linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré (PAC)

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré



Le remplacement du **réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC)** est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption le terme du dernier PPI.

Au terme de l'exercice, ce linéaire s'élève à 272 km, contre 52 km en 2020. Ce réseau HTA aérien à risque avéré PAC se répartit en 83 km en zone de bois, 76 km de faible section et 113 km en zone de vent.

Enedis ayant communiqué ces données tardivement, l'augmentation du stock de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC) reste inexpliquée au terme de la mission de contrôle.

Cependant, et en l'attente d'interroger Enedis dans le cadre de la prochaine mission de contrôle, il semble que cette augmentation pourrait être liée à la mise en œuvre d'un programme complémentaire de résorption.

En effet, lors de la précédente mission de contrôle, Enedis a évoqué la mise en œuvre du Plan Aléas Climatiques (PAC n°2) dans la continuité du PAC n°1.

L'objectif retenu de ce programme est notamment, pour un évènement climatique équivalent aux tempêtes de 2017, de réduire le pic de clients coupés et d'accélérer la réalimentation par automatismes. Pour cela, le programme PAC n°2 vise à sécuriser les antennes des départs HTA aériens alors que le PAC n°1 vise prioritairement les lignes principales.

Lors de la mission de contrôle 2022, Enedis a précisé que les deux programmes sont complémentaires et coexisteront dans le temps.

Le Concédant interrogera Enedis lors de la prochaine mission de contrôle afin qu'il confirme les raisons expliquant la variation de linéaire.



5.2 Le linéaire de réseau HTA en zone de vent

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien en zone de vent > 170 km/h



Réseau HTA aérien en zone de vent >170 km/h :

- Quantité : **369 km** (4,2% du réseau HTA),
- Problématique de **vieillissement plus rapide**.

Enedis a précisé dans le diagnostic technique du cahier des charges de concession : « Le réseau côtier est celui présent dans la zone vent > 170 km/h c'est-à-dire sur les communes qui ont connu cette vitesse de vent dans les 20 dernières années.

Tout réseau présent dans la zone vent > 170 km/h n'est pas retenu comme étant à risque climatique. Cependant il faut prendre en compte la problématique de vieillissement plus rapide du réseau aérien se situant dans cette zone ».

Le concédant suit donc l'évolution du stock de réseau HTA aérien dans cette zone. On note une nette décroissance de ce stock entre 2018 et 2021 (394 km en 2018, 369 en 2021).

Le Concessionnaire ayant communiqué ces données tardivement, le Concédant n'a pas été en mesure de l'interroger sur l'évolution des quantités de réseau HTA aérien nu de faible section en zone de vent entre 2020 et 2021.

En effet, on relève une progression importante du stock de réseau HTA aérien nu de faible section (9 km en 2020, 102 km en 2021) s'accompagnant d'une diminution du stock de réseau HTA aérien nu hors faible section.



Le concédant interrogera Enedis sur les causes de ce basculement lors de la prochaine mission de contrôle.

Le SDEC ÉNERGIE souligne que le constat de vieillissement plus rapide du réseau HTA aérien se situant dans la zone de vent >170 km/h peut être élargi au réseau BT aérien dans cette zone à défaut d'étude démontrant le contraire.

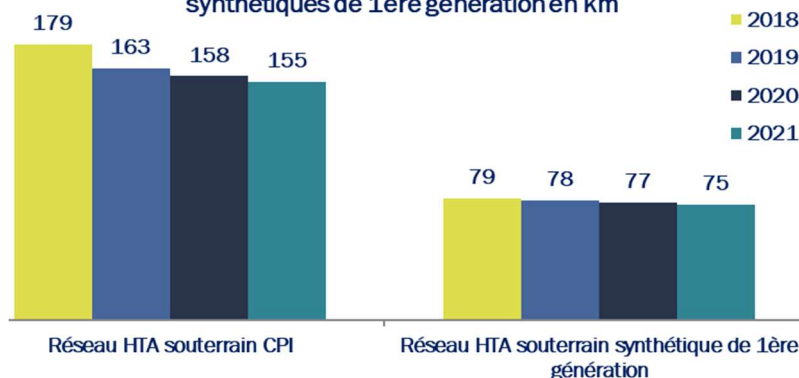
Le Syndicat a donc inscrit, au SDI, l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain en zone de vent > 170 km/h en zone rurale de 54% à 70%, au terme du 6^e PPI.


Au terme de l'exercice, le taux de réseau BT rural en souterrain est de 62%.

6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP...

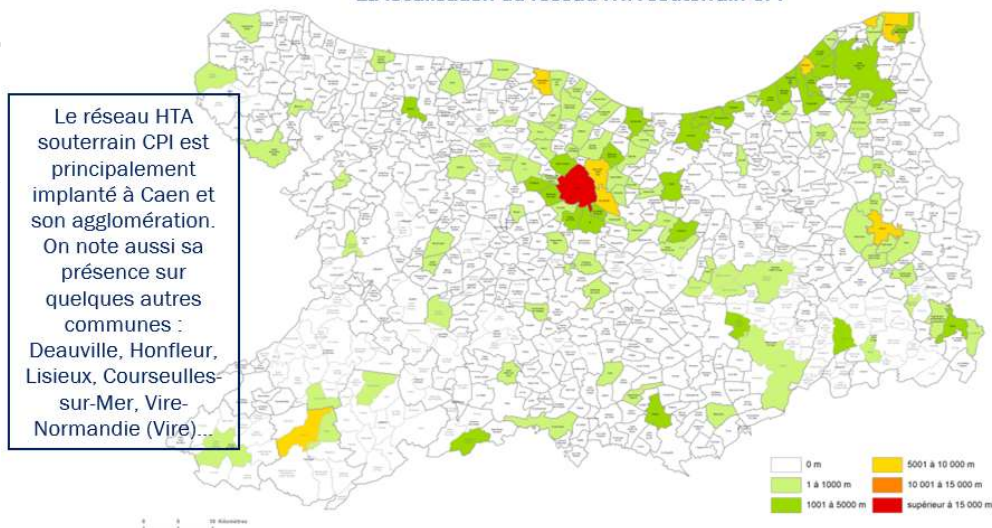
6.1 le réseau HTA

Evolution du linéaire de réseaux souterrains HTA en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) et câbles synthétiques de 1ère génération en km



Le réseau HTA souterrain CPI	Le réseau HTA souterrain synthétique de 1 ^{re} génération
<ul style="list-style-type: none"> - Évolution 2020/2021 : -2% (- 4 km) - 4% du réseau HTA souterrain est en CPI (2% du réseau HTA total) 	<ul style="list-style-type: none"> - Évolution 2020/2021 : -2% (-2 km) - 2% du réseau HTA souterrain est en synthétique de 1^{re} génération
<p>Le remplacement du réseau HTA souterrain CPI est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption de 90% du stock de 2017, le terme du 4^e PPI.</p> <p>À fin 2021, le linéaire de réseau HTA souterrain CPI s'élève à 155 km, contre 179 km en 2018. Ce réseau HTA souterrain CPI est localisé à 95% en zone urbaine.</p>	<p>Le réseau HTA souterrain synthétique de 1^{re} génération est sous surveillance, car potentiellement incidentogène. Sa suppression n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.</p> <p>Au rythme de dépose 2021, la résorption des 75 km de cette technologie pourrait être observée en 41 ans (en 69 ans au rythme 2020).</p>
 <p>Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de cette technologie pourrait être observée en 36 ans (en 29 ans au rythme 2020). Ce rythme s'il se maintient ne permettra pas la suppression de 90% du stock en 4 PPI soit 16 ans comme le prévoit le schéma directeur.</p>	

La localisation du réseau HTA souterrain CPI



6.2 Le réseau BT

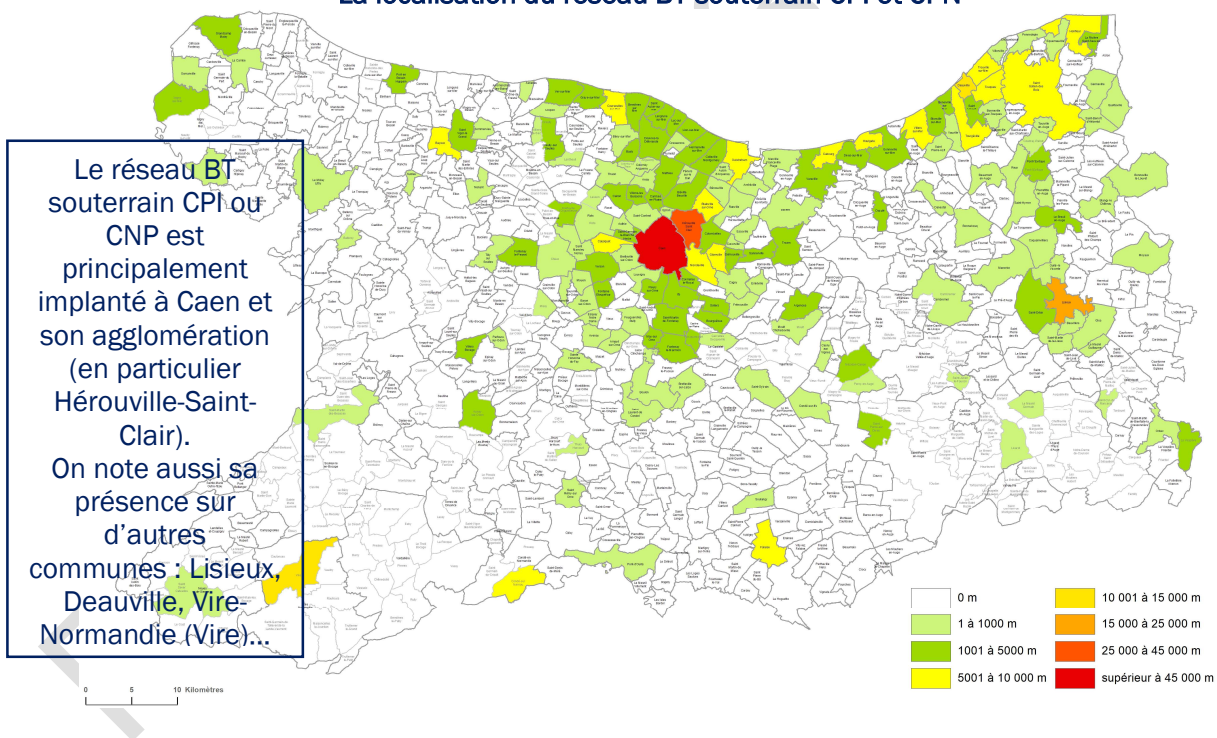
Le réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI) et câble à neutre périphérique (CNP) est également **sous surveillance**. Le stock est estimé, car ces informations ne sont pas natives dans les SI du Concessionnaire. La suppression de ces technologies n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.

Evolution du linéaire de réseaux souterrains BT en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) en km



Au rythme de dépose 2021, la résorption du stock estimé à **809 km** de cette technologie pourrait être observée en 76 ans (en 99 ans au rythme 2020).

La localisation du réseau BT souterrain CPI et CPN



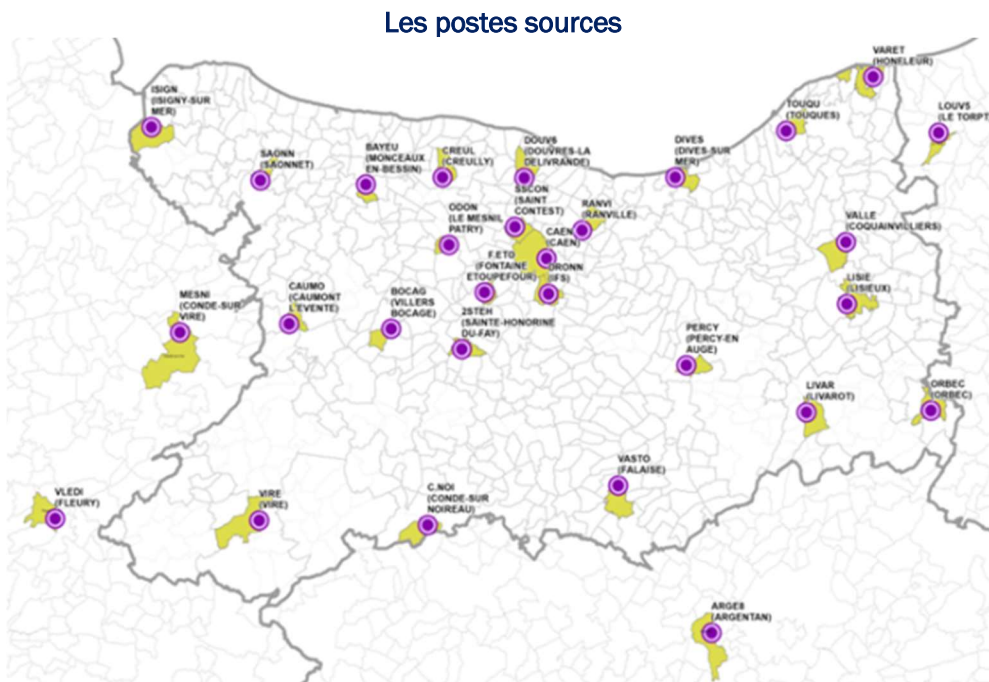
7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources

7.1 Les immeubles mis à disposition du Concessionnaire



Le Concédant réitère sa demande que le Concessionnaire constitue une liste des conventions qu'il a conclues pour l'ensemble des immeubles mis à sa disposition, y compris les terrains utilisés, avec leur localisation (immeubles et terrains prévus à l'article 13 du CDC).

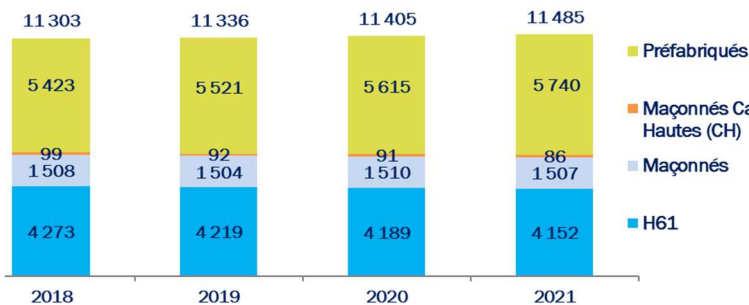
7.2 Les postes sources



29 postes sources alimentent la concession, dont 4 sont situés en dehors du périmètre de la concession.

7.3 Les postes de transformation

Evolution du nombre de postes de transformation HTA/BT par catégorie



- **11 485** postes de transformation HTA/BT
- Évolution 2020/2021 : + **0,7%**
- **68%** des postes de transformation sont situés en **zone rurale**.
- Âge moyen : **30 ans**
- **24%** des postes ont plus de **40 ans** (contre 19% en 2019).

Le nombre de **postes de transformation HTA/BT** augmente légèrement chaque année pour atteindre **11 485** en 2021 (+ 0,7% d'augmentation par rapport à 2020). **64%** de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués.

Les postes sur poteau (H61) sont en baisse de **44 unités** en moyenne par an depuis 2012.

Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés de **30 ans**, âge en légère augmentation.

On constate cependant une certaine hétérogénéité en fonction du type de poste. **Les préfabriqués** sont **relativement jeunes**, en moyenne âgés de 20 ans, alors que l'âge moyen des **postes sur poteau (H61)** et des **postes maçonnés** (hors postes tours) s'établit respectivement à **38 et 42 ans** à fin 2021.

Les postes de transformation de plus de 40 ans représentent 24 % du parc en concession au terme de l'exercice.

7.4 Les transformateurs et les autotransformateurs

La concession compte **11 570 transformateurs HTA/BT** au terme de l'exercice. Plus des trois quarts (77%) ont une puissance assignée inférieure à 250 kVA. **13% de ces transformateurs ont plus de 40 ans.**

La concession du Calvados compte **24 autotransformateurs** en 2021, contre 25 en 2020.

Le Concessionnaire ne communique plus les années de création de ces ouvrages depuis les données 2018, car la complétude du champ "année de création" de la base technique correspondait à la création de la fiche de l'autotransformateur et non à la date de création de celui-ci. Enedis précise que l'évolution de la requête est en cours d'étude pour ajouter la date de mise en service des autotransformateurs.

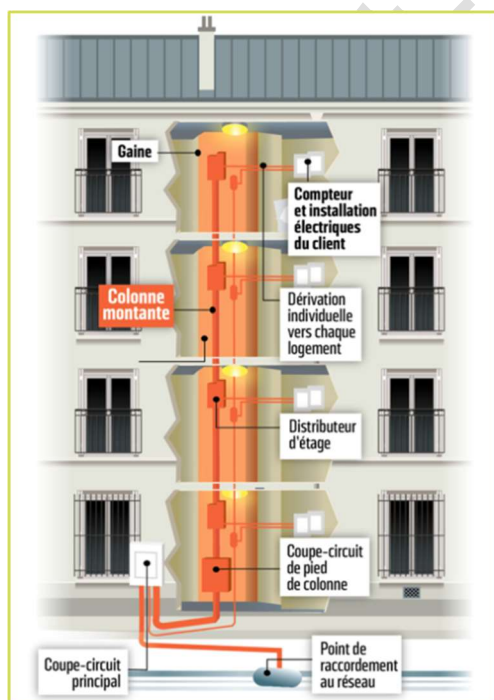
8. Les départs HTA et BT et les OMT

341 départs HTA alimentent la concession dont **45% sont souterrains** (c'est-à-dire dont plus de 95% du linéaire est en technique souterraine). **Aucun départ HTA n'a une longueur supérieure à 100 km** et **24** ont une longueur comprise **entre 70 km et 100 km.**

Le réseau de distribution d'électricité est équipé **d'organes de coupure (interrupteurs ou sectionneurs)** qui permettent d'isoler une grappe de postes de transformation HTA/BT et d'assurer le sectionnement et le bouclage de parties du réseau. La manœuvre de ces organes peut être automatisée ou manuelle. Ainsi, le réseau HTA comptabilise **2 187 points** de manœuvre automatisés (organe de manœuvre télécommandé - OMT) et **1 449 IACM** (interrupteurs aériens à commande manuelle) en 2021. La concession compte **31 départs sans OMT**. En moyenne, **6 OMT** équipent un départ HTA alimentant la concession et 1 OMT isole 2,2 km de réseau HTA aérien.

Parmi les **28 985 départs BT** alimentent la concession. **45%** sont en zone rurale et **66%** sont dits souterrains (c'est-à-dire qu'ils comptabilisent plus de 95% de leur linéaire en technique souterraine).

9. Les branchements collectifs



Les **ouvrages collectifs de branchement (OCB)** sont constitués des matériels suivants :

- La **canalisation collective** raccordée au CCPC (borne aval de la liaison réseau) assure la distribution électrique en acheminant le courant aux différents distributeurs d'étage ;
- Les distributeurs portent la fonction de **coupe-circuit principal individuel** et connectent la canalisation collective et les dérivations individuelles ;
- Les **dérivations individuelles (DI)** branchées en aval du CCPI permettent l'acheminement de l'électricité jusqu'au point de livraison.

À fin 2021, Enedis dénombre 16 472 ouvrages collectifs de branchement.

Source de l'illustration : LP/INFOGRAPHIE - JOSÉ MANCHEGO

La loi ÉLAN¹⁹ a introduit de nouvelles dispositions relatives aux colonnes montantes. Les colonnes montantes mises en service après le 24 novembre 2018 appartiennent aux AODE et sont gérées et entretenues par le Concessionnaire. Depuis le 24 novembre 2020, il en est de même pour les colonnes montantes mises en service avant le 24 novembre 2018, sauf opposition des propriétaires.

L'inventaire technique 2021 fait apparaître l'ensemble des colonnes montantes propriété du SDEC ÉNERGIE. Seules 6 colonnes montantes sont restées hors concession, leurs propriétaires ayant refusé le transfert des ouvrages.

Les effets patrimoniaux de la loi ÉLAN

Les ouvrages collectifs de branchement	Quantité
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) concessifs	8 091
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) repris dans le cadre de la loi ÉLAN	8 381
Total OCB	16 472

8 381 ouvrages collectifs de branchement ont été repris dans le patrimoine concessif dans le cadre de la loi ÉLAN.

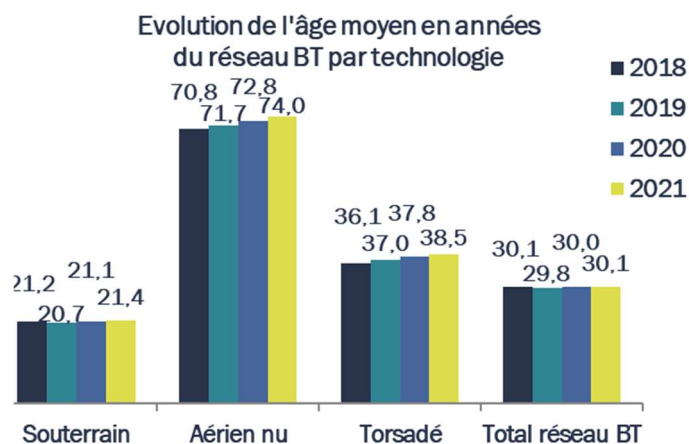
Années de mise en service des ouvrages collectifs de branchement	Quantité	Proportion
1950 et avant	196	1%
1951-1970	3 783	23%
1971-1990	6 478	39%
1991-2020	5 858	36%
2021	157	1%
Total	16 472	

24% des ouvrages collectifs de branchement ont été mis en service avant 1970.

10. L'âge moyen des réseaux BT

- Âge moyen BT en 2021 : **30,1 ans**,
- Âge moyen BT hors linéaire de 1946 : près de **23,6 ans**,
- Âge moyen du réseau BT aérien en fils nus : **74 ans**.

Les évolutions des âges moyens des technologies, réseau torsadé et aérien nu sont similaires à celles observées pour les années précédentes.



L'âge moyen du réseau BT est en légère augmentation par rapport à 2020 (**30,0 ans**).

Il est à noter qu'une part du linéaire de réseau BT (13% à fin 2021, soit 1 484 km) a été renseignée par le Concessionnaire comme ayant été posé en 1946, de manière arbitraire, sans correspondance avec la date réelle de pose.

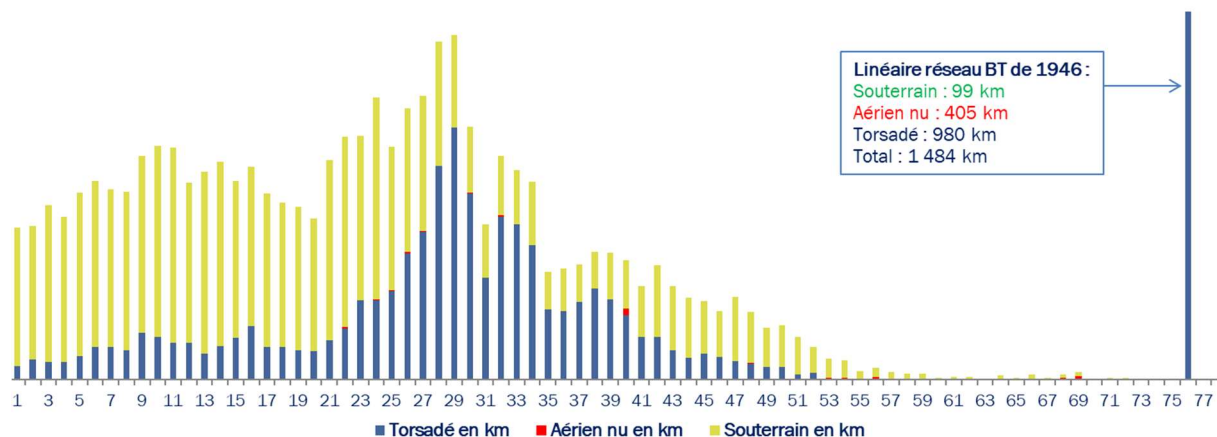
¹⁹ Loi Elan (évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018.

La pertinence de ce calcul est donc amoindrie par cet état de fait. Le calcul de l'âge moyen du réseau BT, hors linéaire daté de 1946, est de 23,6 ans, soit près de 7 ans de moins que pour l'ensemble du réseau BT.²⁰

En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 arbitrairement est en diminution de 5% par rapport à 2020, comme entre 2019 et 2020.



Linéaire de réseau BT en km, par technologie et par âge en 2021
(source : inventaire technique CTL_OBT_001)

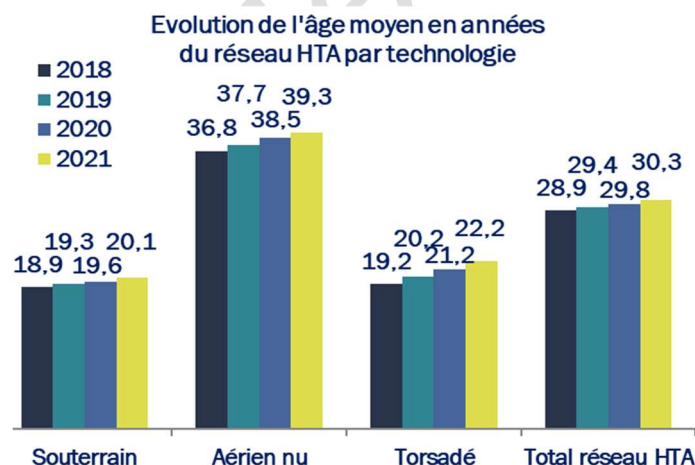


Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau BT torsadé à 50 ans et celle des autres technologies BT à 40 ans. Une grande part du réseau BT sera totalement amorti pendant le contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 283 km de réseau BT sont complètement amortis, soit 20% du linéaire total de réseau BT et 13% du réseau a plus de 60 ans. Ces proportions sont en baisse de 1% par rapport à 2020.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages BT qui va dépasser sa durée de vie probable²¹ au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

11. L'âge moyen des réseaux HTA



- Âge moyen en augmentation depuis 2007 : **30,3 en 2021**,
- Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus : **39,3 ans**.
- L'une des réponses du Concessionnaire à ce vieillissement est le renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde dénommées « **prolongation de la durée de vie (PDV)** » ou de « **rénovation programmée (RP)** ».

²⁰ Pour rappel : Pour les données 2017 et 2019, le Concessionnaire a procédé à des corrections d'une partie de ces dates dans la base technique, notamment sur le réseau souterrain. Le Concédant souhaite que ces actions correctives se poursuivent.

²¹ Le plan comptable général impose aux entreprises de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilisation d'une immobilisation c'est-à-dire la durée pendant laquelle elle estime qu'elle va utiliser les immobilisations.

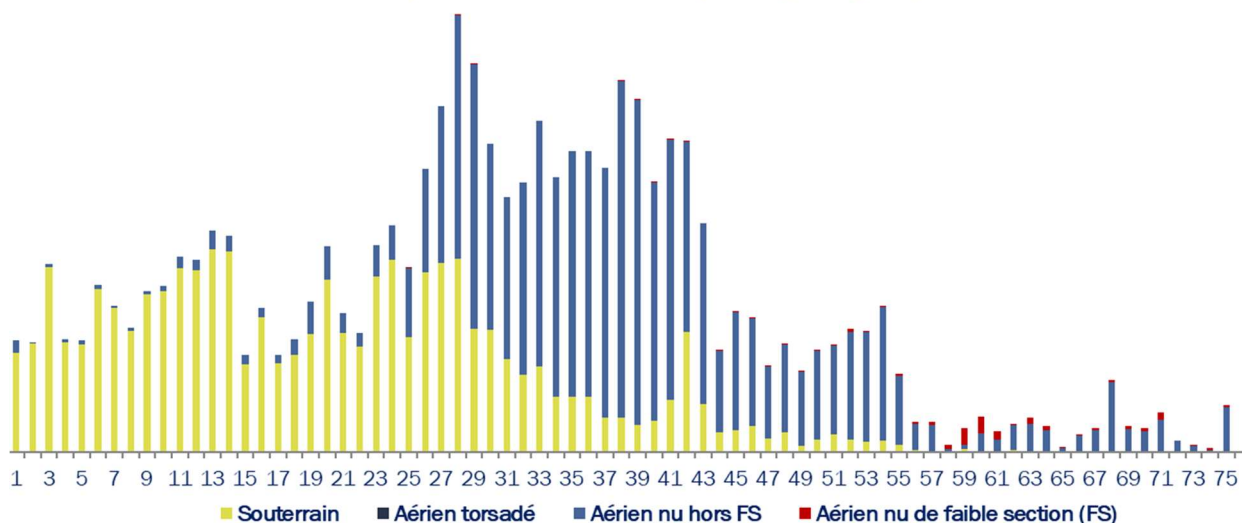
L'âge moyen du réseau HTA progresse d'une demi-année par an en moyenne chaque année depuis 2012. Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,4 en moyenne par an. Il s'établit à un peu plus de 20 ans à fin 2021.

La technologie aérienne en fils nus, utilisée depuis plus longtemps, présente quant à elle un âge moyen de 39,3 ans.

L'âge moyen du réseau HTA aérien torsadé a augmenté d'un an pour atteindre 22,2 en 2021.

Linéaire de réseau HTA en km, par technologie et par âge en 2021
(source : inventaire technique CTL_OHTA_004)



Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau HTA, hors câbles immergés, à 40 ans.

Une grande part du réseau HTA atteindra sa fin de vie pendant le nouveau contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 093 km de réseau HTA sont complètement amortis (*ce calcul ne tient pas compte de la prolongation de durée de vie de 15 ans des ouvrages HTA ariens), soit 24% du linéaire total de réseau HTA, et plus de 3% du réseau a plus de 60 ans.



Compte tenu de la part importante d'ouvrages HTA qui va dépasser sa durée de vie probable au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

12. La concordance globale des bases techniques et comptables

La concordance des bases technique et comptable en termes de quantité à la maille de la concession, sans prise en compte des différentes technologies de réseau BT et HTA



En termes de quantité globale à la maille de la concession (par rapport à la base technique), **l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable**, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.

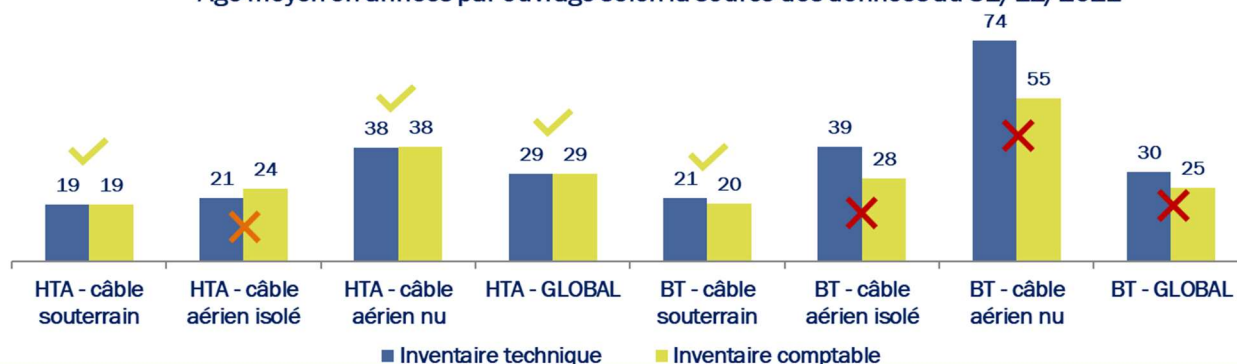
Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants pour 2021 :

- Canalisations BT : -0,4%
- Canalisations HTA : -0,7%
- Postes de transformations : -1,3%.

L'écart observé pour les postes de transformation HTA/BT est basé sur une estimation des quantités à l'inventaire comptable depuis les données 2015.

La concordance des bases technique et comptable en termes d'âge moyen des linéaires de réseau

Âge moyen en années par ouvrage selon la source des données au 31/12/2021



Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'expliquent par :

- la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980,
- les retraits des réseaux BT de la base comptable sont réalisés de façon statistique, les réseaux BT les plus anciens de la typologie concernée sur cette commune étant sortis de l'inventaire.

Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- des erreurs de saisie,
- une mauvaise prise en compte de la dépose,
- des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2021 aient été portés à l'inventaire technique, mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2021.

Pour Enedis, en raison de la datation par défaut à 1946 d'une certaine proportion de réseaux BT historiques et de l'avancement différencié des travaux engagés au niveau local pour la fiabilisation de cette date, il n'est pas possible de calculer des âges moyens des réseaux à partir de la base « technique » (la moyenne étant alors fortement biaisée avec les valeurs « 1946 »). La base comptable est donc utilisée pour ce calcul, ce qui amène, de plus, une unicité des pratiques et une permanence des méthodes de mise à jour de celle-ci.

Or, dans la base comptable, Enedis réalise les retraits sur le tronçon correspondant au millésime le plus proche sur la commune considérée, puis fait une règle de 3 sur les valeurs en fonction des quantités retirées.

Le Concédant et le Concessionnaire divergent sur la base à prendre en compte pour calculer l'âge moyen des réseaux.

D'une manière générale, le Concédant souhaite que le Concessionnaire mentionne systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'il présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base.

Enedis a précisé, lors de la mission de contrôle 2022, que « l'âge comptable est basé sur le patrimoine immobilisé, ce qui implique que les dates de mise en service des ouvrages sont justifiées au moment de l'immobilisation par les affaires générant les mises en service. Bien que la base comptable semble plus fiable, nous sommes conscients que la base comptable est susceptible de comporter des erreurs sur les réseaux les plus anciens.



Ces erreurs devraient se réduire au fur et à mesure des opérations de fiabilisation. En attendant, Enedis propose à l'AODE d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME. »



Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases des données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.



Le Concédant réitère son souhait que le Concessionnaire présente ses travaux, prévus ou en cours, pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment sur le réseau BT daté de 1946 et la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.

Le calcul du taux d'incohérence par le Concédant

Le Concédant afin de mesurer finement la fiabilité des bases technique et comptable calcule un **taux d'incohérence** selon la méthode suivante :

- Les quantités techniques et comptables sont **quantifiées pour chaque triplet** « INSEE / année / catégorie d'ouvrages ou Élément Technique d'Inventaire (ETI) »,
- **La valeur absolue des différences** entre les quantités est calculée pour chaque triplet (écart absolu),
- **Le taux d'incohérence correspond au pourcentage d'écart absolu cumulé par rapport aux linéaires cumulés des bases comptable et technique.**

Les résultats du taux d'incohérence

Taux d'incohérence des canalisations sur la concession (rapporté à l'ensemble des bases comptable et technique)	2018	2019	2020	2021
Canalisations BT	42%	41%	40%	39%
Canalisations HTA	5%	5%	5%	5%

On observe une **stabilisation du taux d'incohérence entre les bases comptable et technique pour les ouvrages HTA** (5% depuis 2017) et **une baisse pour les ouvrages BT** (39% en 2021 contre 40% en 2020). Le taux d'incohérence pour les **canalisations BT reste cependant important.**



Le Concessionnaire a précisé que le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.



Il est à noter que l'arrêté du 10 février 2020 précise que: « dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un **identifiant identique** dans chacun des fichiers transmis ». Cette disposition devrait à terme permettre une amélioration des taux d'incohérence.

Fiabilité de la base cartographique

Le Concédant a adressé, en décembre 2021, un courrier à Enedis lui demandant, en application des dispositions de l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020, une **correction des bases technique et éventuellement comptable, de linéaires de réseau BT aérien en fils nus** qui devraient avoir disparu des bases techniques (à la suite du constat sur site par le SDEC ÉNERGIE).

Pour mémoire, l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales dispose : « ...Si l'Autorité concédante constate l'inexactitude d'informations remises dans l'inventaire, elle en informe le gestionnaire du réseau public de distribution en lui fournissant tout élément de nature à justifier ce constat. En cas d'inexactitude avérée, le gestionnaire du réseau public de distribution corrige en conséquence l'inventaire et en informe l'autorité Concédante.

Ces corrections sont apportées à une fréquence au moins annuelle ».



Une réunion de présentation du projet d'éradication des fils nus (PEFIN) en Normandie a été réalisée le 9 février 2023. Le Concédant reste cependant en l'attente d'une réponse précise au courrier avec les mesures prises par le Concessionnaire afin de répondre à cette demande.

13. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES



POINTS FORTS

- La diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
- Au rythme de la dépose observée en 2021, la résorption :
 - o du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2023 au lieu de 2026) et en 18 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048) ;
 - o du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 12 ans (2032 au lieu de 2048).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de la localisation des réseaux BT souterrain CPI et CNP et HTA souterrain CPI.
- En termes de quantité à la maille de la concession, l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.
- En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 5% par rapport à 2020.
- Enedis prévoit d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME.
- Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases de données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 36 ans (2055 au lieu de 2035).
- Du fait de la communication tardive des données, le Concédant interrogera le Concessionnaire, lors de la prochaine mission de contrôle, sur l'évolution entre 2020 et 2021 des quantités de réseau :
 - o HTA aérien à risque avéré PAC,
 - o HTA aérien nu de faible section en zone de vent.
- Mentionner systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'Enedis présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base ou présenter les âges issus des deux bases de données.
- Répondre à la demande du Concédant relative aux actions prévues ou en cours du Concessionnaire pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.
- Le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.

Points en attente en 2022 :

- Communiquer :
 - o les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale,
 - o le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire ,
 - o les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment).
- Poursuivre les corrections des dates de mise en service du réseau BT arbitrairement établies à 1946.
- Vérifier l'exactitude des durées de vie technique des ouvrages compte tenu de la part d'ouvrages au contrat qui vont dépasser cette durée.

IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. La qualité de fourniture

Les usagers appréhendent la qualité de l'électricité qui leur est distribuée au travers de **deux perturbations** :

- **Les variations trop importantes de la tension**, qui occasionnent des dysfonctionnements des appareils électriques (**variations de la tension nominale**).
- Les **coupures**, qui peuvent être dues à des travaux ou à des incidents sur le réseau électrique (**continuité de l'alimentation électrique**).

Dans le cadre de ce rapport, nous mesurons donc la **qualité de la tenue de tension et de la continuité de l'alimentation électrique et cela à plusieurs mailles**.

2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale

Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation (en basse ou haute tension), moyennée sur 10 minutes, **sort au moins une fois dans l'année des plages réglementaires (+/- 10% de la valeur de la tension nominale)**. Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230 V +/- 10%).

L'article L322-12 du Code de l'Énergie précise que « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique ».

L'article D322-8 du Code de l'énergie renvoie à un arrêté du ministre de l'Énergie fixant les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de continuité de l'alimentation électrique.

Le III de l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise qu'en ce qui concerne la tenue globale de tension : « III. Lorsque la consolidation... fait ressortir... **un pourcentage d'utilisateurs mal alimentés qui excède 3%, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.** [...] ».

La tension globale de tension ne pouvant être techniquement mesurée pour chaque point de connexion, une méthode composée d'une évaluation statistique et d'une analyse locale est utilisée par le Concessionnaire.

L'évaluation statistique repose sur la modélisation dénommée « calcul ERABLE »²². Elle consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de la tension en tous points d'un réseau. Le caractère statistique de cette modélisation implique, au niveau d'un calcul individuel, un risque d'écart avec la réalité, fonction de la dispersion des comportements des utilisateurs par rapport à la moyenne.

Ce risque est d'autant plus grand que le nombre d'utilisateurs est faible.

Cette évaluation statistique s'appuie sur :

- une description fine du réseau avec ses caractéristiques propres,
- un modèle statistique d'estimation de charges électriques (via la localisation et la typologie des utilisateurs (profil de consommation) et les consommations des utilisateurs basse tension enregistrées par les compteurs d'énergie),
- un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide), des règles de foisonnement permettant d'agréger les puissances aux différents "étages" du réseau, etc.

²² Anciennement « GDO SIG »

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les éléments constitutifs de l'évaluation statistique ont été modifiés à plusieurs reprises :

- pour les données 2010 (modification par Enedis du logiciel de simulation et mise en œuvre d'un nouveau plan de tension sur le réseau HTA) ;
- et pour les données 2018, 2019 et 2020.

Les évolutions de l'outil de calcul statistique en 2018, 2019 et 2020 concernent principalement :

- la prise en compte de la production BT et HTA (choix de prise de transformateur "optimisée" des postes HTA/BT, régleur en charge des postes HTB/HTA) ;
- l'amélioration continue des flux de télérelèves issus des **compteurs communicants** et des flux HTA (estimation des profils de charge plus fidèles aux conditions réelles) ;
- le rattachement des postes aux stations météorologiques de référence sur la base des recommandations de Météo-France.

Le Concessionnaire prévoit de futures évolutions du modèle de calcul afin de mieux modéliser les flux sur le réseau : mise à jour décennale du référentiel météo (historique des températures de référence), mises à jour des profils de consommation type, prise en compte du comportement des consommateurs atypiques (véhicules électriques, résidences secondaires).

Cette évaluation statistique est complétée par une analyse locale. Cette analyse locale a pour objet d'évaluer, plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique.

L'analyse locale conduit à affecter un indice local à chaque département. Lorsque cet indice local est supérieur à 8, le Concessionnaire s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration.

L'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE depuis les données 2013.

3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département en 2021

Le nombre d'UMA est calculé par l'outil de modélisation « ÉRABLE »

Indicateurs	Résultats 2021
Nb d'utilisateurs BT au-delà des seuils	802
Nb d'utilisateurs HTA au-delà des seuils	0
Nb total d'utilisateurs au-delà des seuils	802
Pourcentage d'Utilisateurs Mal Alimentés (UMA) en tenue de tension du département du Calvados	0,2%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	3%
Indice local (total des points pondérés du département en tenant compte des facteurs d'influence)	1,84 points
Rang du département	24 (94 étant le dernier rang)
Nombre de départements classés en tenue de tension	94

En 2021, au titre de l'évaluation globale de la tenue de tension on comptabilise **802 utilisateurs mal alimentés**, tous utilisateurs BT.

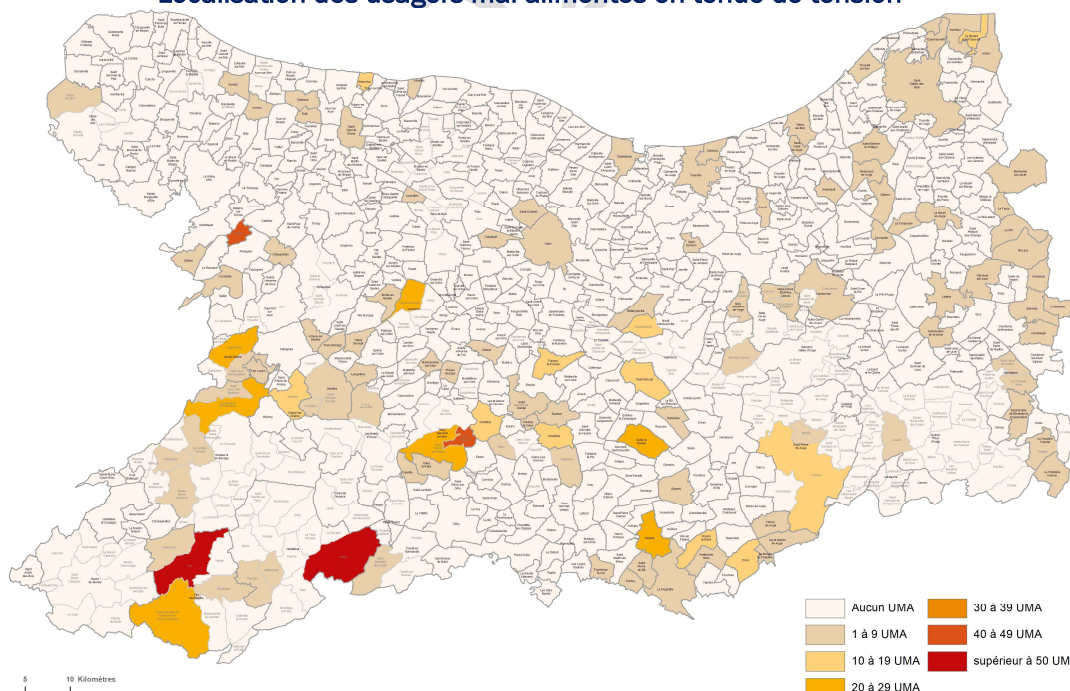
L'évaluation statistique conclut au fait que le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est de 0,2%.

Ce pourcentage est très inférieur au seuil réglementaire de 3%.

Par ailleurs, l'analyse locale qui complète l'analyse statistique classe le département du Calvados au **24^e rang** des départements disposant de la meilleure évaluation globale de la tenue de tension sur 94.

En 2021 et comme les années précédentes, l'évaluation globale de la tenue de tension sur le département du Calvados est très satisfaisante.

Localisation des utilisateurs mal alimentés en tenue de tension

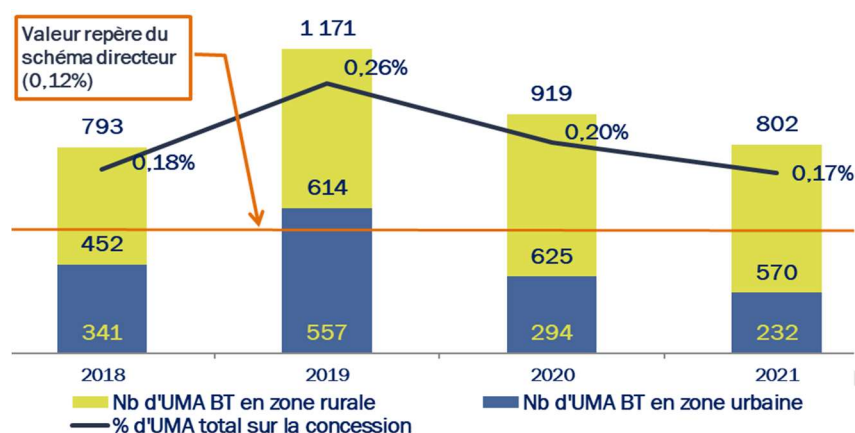


Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est le plus important. Il s'agit notamment de :

- Valdallière (**Vassy**), Vire-Normandie (**Vire**),
- Balleroy-sur-Drôme (**Balleroy**), Le-Hom (Thury-Harcourt),
- Val-de-Drôme (Sept-Vents), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Vire-Normandie (Saint-Germain-de-Tallevande-la-Lande-Vaumont), Val-d'Arry (**Noyers-Bocage**), Le-Hom (Saint-Martin-de-Sallen), OUILLY-le-Tesson, **Falaise**.

En gras : les communes déjà dans les tranches supérieures pour ce critère en 2020.

4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département



Comme évoqué ci-dessus, le Concessionnaire Enedis a modifié les paramètres de l'évaluation statistique de la tenue globale de tension du réseau de distribution d'électricité en 2010 et annuellement depuis 2018.

Le Concédant constate que le nombre d'UMA a été fortement impacté par l'évolution des paramètres de calcul.



Le nombre d'UMA a été multiplié par 4,5, entre l'année 2017 et 2019 (260 UMA en 2017 et 1 171 UMA en 2019). Bien qu'il soit impossible de mesurer précisément l'impact de ces évolutions et celles liées aux évolutions conjoncturelles, **une décrue est amorcée en 2020 (-248 UMA) et poursuivie en 2021 (- 117 UMA).**

L'une des valeurs repère du SDI inscrites au cahier des charges prévoit que, chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015 soit **0,12%**, à méthode de calcul inchangée.



Le taux d'UMA de l'année 2021 est supérieur à ce seuil, mais la méthode de calcul utilisée pour le déterminer a évolué.

Les parties se sont rapprochées en 2022 afin de fixer, d'un commun accord, un taux prenant en compte les évolutions de la méthode de calcul. Ainsi, l'avenant n°4 au contrat de concession, signé le 22 décembre 2022, **modifie la valeur repère inscrite au Schéma Directeur des Investissements (SDI) : chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021, soit 0,17%**. Les dispositions de cet avenant n°4 prennent effet au 1^{er} janvier 2023.

5. Les départs en contrainte de tension

5.1 Les départs HTA

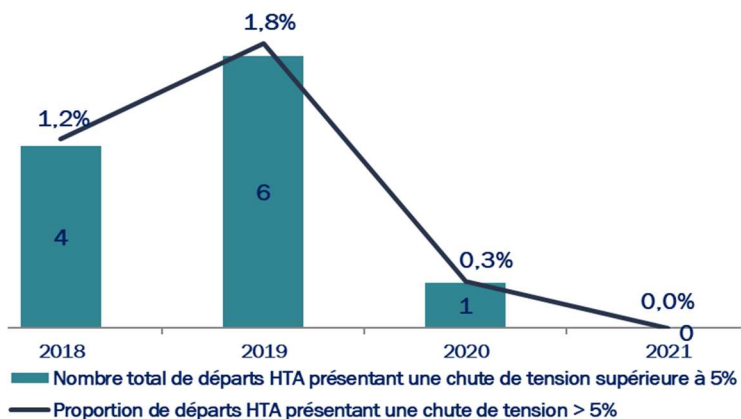
Les départs HTA sont en contrainte de tension lorsque la chute de tension dépasse **5%**.

Dans le cadre du calcul ERABLE, l'outil écrete la chute de tension sur le réseau HTA à 5% maximum. Le cas échéant, les départs basse tension mal alimentés du fait d'une chute de tension HTA trop importante ne sont donc pas détectés par cette méthode.

Les **départs BT mal alimentés (DMA)** sont des départs BT sur lesquels est rattaché au moins un usager mal alimenté (UMA) au regard de la tenue de tension au moyen du calcul ERABLE.



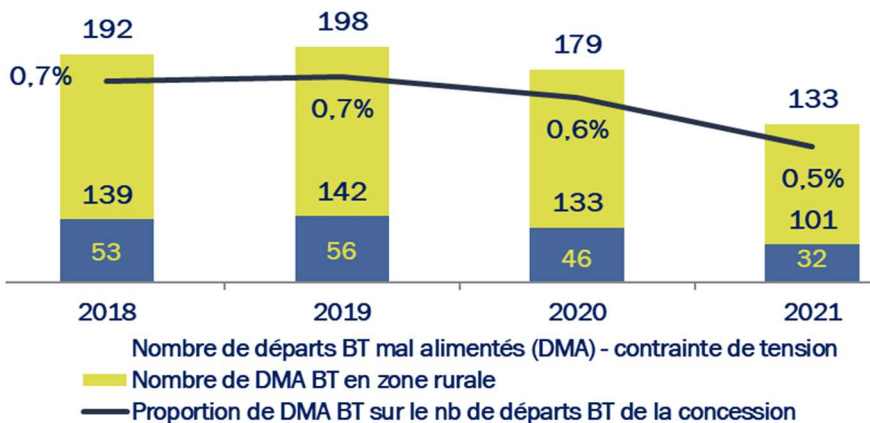
Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



En 2021, à la suite notamment de la création et de la mise en service fin 2020 d'un nouveau poste source sur la commune de Fontaine-Étoupefour avec 8 départs HTA et la restructuration du schéma d'exploitation qui s'en est suivi, il est constaté **qu'aucun départ HTA n'est recensé en une chute de tension supérieure à 5%**.

5.2 Les départs BT

Evolution du nombre de départs BT mal alimentés (DMA) en tenue de tension



133 départs BT sont dits « mal alimentés », en baisse de 26% par rapport à 2020.

Le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) est beaucoup plus important en zone rurale (76%) qu'en zone urbaine (24%) du fait de la plus grande densité du réseau dans cette dernière. En effet, en zone rurale, la structure du réseau BT est moins dense et les départs sont souvent de plus grandes longueurs et donc susceptibles de subir des chutes de tension.

Ainsi, 0,8% des départs BT en zone rurale et 0,2% des départs BT en zone urbaine sont mal alimentés.

En moyenne sur la concession, 0,5% des départs BT sont mal alimentés.

Du fait de l'écrêtage de la chute de tension sur le réseau HTA à 5% dans le cadre de l'évaluation statistique des UMA, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle.

Le nombre d'UMA communiqué par le Concessionnaire est donc potentiellement sous-estimé lorsque des départs HTA présentent des chutes de tension supérieures à 5%.

=> Pour rappel, le pouvoir réglementaire tient compte du caractère imparfait du calcul statistique en intégrant un facteur d'influence venant pondérer le nombre d'UMA (nombre de postes de transformation au droit desquels la chute de tension est > à 5%).

6. La qualité de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation électrique perçue par l'utilisateur s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit.

Elle se mesure par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 min),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1 s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour certains de ces critères, **des objectifs sont définis** dans le cahier des charges de concession et par le Code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10 (anciennement décret « qualité »).

Au-delà de la valeur de référence définie, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse **5% sur le département considéré**.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau HTA, au réseau BT, qu'aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour **des travaux**, soit par **des incidents**.

7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département

Indicateurs	Résultats 2021
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	795
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	2
Nb total d'usagers au-delà des seuils	797
Pourcentage d'UMA	0,17%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	5%

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le **pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% sur le département considéré**.

Sont considérés comme mal alimentés dans le cadre de cette évaluation globale de la continuité, les usagers ayant subi :

- soit plus de 6 coupures longues,
- soit plus de 13 heures de coupures longues cumulées,
- soit plus de 35 coupures brèves.



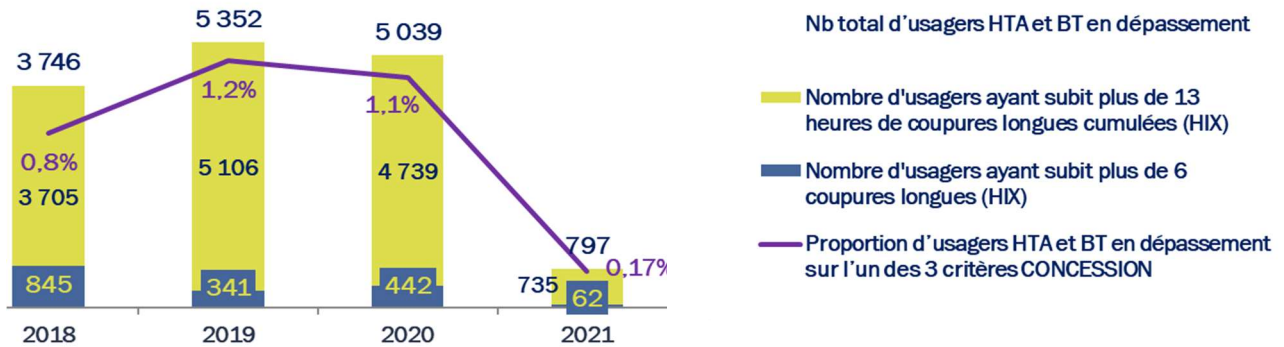
En 2021, on comptabilise **797 usagers mal alimentés en continuité d'alimentation** qui représentent **0,17% des usagers de la concession**.

795 de ces usagers sont des usagers BT et 2 usagers HTA.

Ce résultat **est très inférieur** au seuil réglementaire de 5 %. **Le département est classé au 10^e rang des 94 départements métropolitains en 2021.**

8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation

Evolution du nombre d'UMA en dépassement de chacun des seuils au regard de la continuité



Sur le périmètre du département en 2021 :

- 62 usagers ont subi **plus de 6 coupures longues** (442 en 2020),
- **735 usagers** ont subi **plus de 13 heures** de coupures longues cumulées (4 739 en 2020). **Aucun usager n'a subi plus de 35 coupures brèves** depuis 2017.



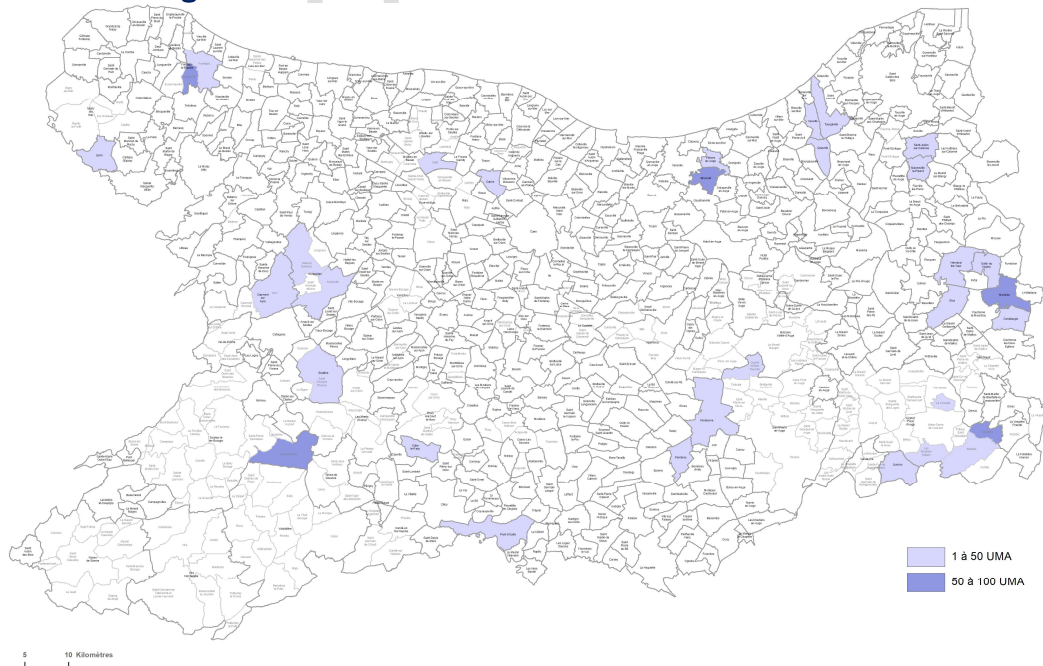
Le nombre d'utilisateurs mal alimentés en continuité d'alimentation a fortement diminué, passant de 5 039 à 797, soit une baisse de 84%.

Le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés s'améliore très nettement passant de 1,1% en 2020 à 0,17% en 2021, proportion la plus basse depuis 2011.



La valeur repère inscrite au SDI pour le taux moyen d'utilisateurs mal-alimentés en continuité d'alimentation est de 1,5% maximum **sur la durée d'un PPI**. **Les valeurs annuelles obtenues en 2019 (1,2%), en 2020 (1,1%) et en 2021 (0,17%) sont inférieures à ce seuil.**

Location des usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille communale



Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'utilisateurs mal alimentés en continuité est le plus important par fourchette de nombre d'UMA. Il s'agit notamment des communes suivantes : Formigny-la-Bataille (Aignerville), Terres-de-Druance (Montchauvet), Brucourt, Marolles, Livarot-Pays-d'Auge (Cerqueux)... Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour ce critère en 2020.

9. La continuité d'alimentation : évolution du critère B

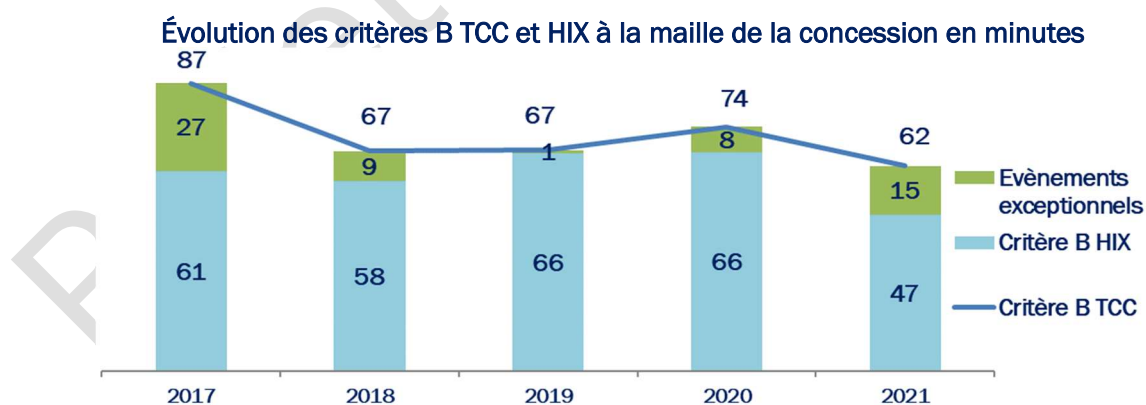
Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le **critère B**. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Il prend en compte les interruptions dues aux incidents, mais également aux travaux réalisés sur le réseau. Il peut être décliné également par nature de réseaux : RTE, PS, HTA et BT.

Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le Concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Le critère B est dit toutes causes confondues (TCC) lorsqu'il comptabilise les incidents exceptionnels et HIX lorsqu'il est calculé sans ces évènements.

Sont considérés comme des évènements exceptionnels :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles,
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion,
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée,
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006)
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité,
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

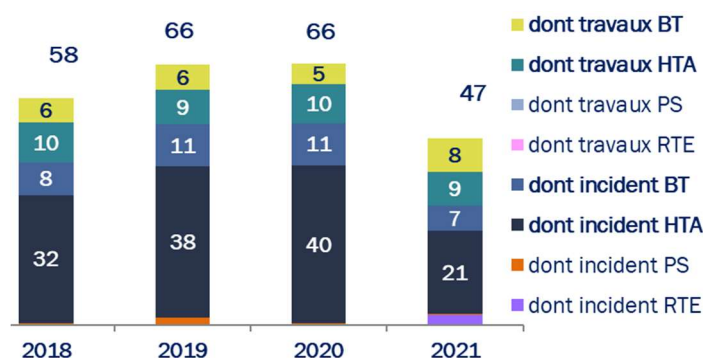


En 2021, le critère B TCC s'établit à **62 minutes** en diminution de **12 minutes** par rapport à 2020.

Cette évolution est liée à une durée **beaucoup plus longue du temps de coupure lié aux évènements exceptionnels** (+7 min), très largement compensée par une durée **beaucoup plus courte du temps de coupure hors évènements exceptionnels** (-19 min).

L'année 2021 a été marquée par un aléa climatique exceptionnel : la tempête Aurore du 20 au 21 octobre.

Évolution de la décomposition du critère B HIX en minutes



En 2021 le critère B HIX s'établit à 47 minutes, il est très inférieur à celui de 2020 (-29%).

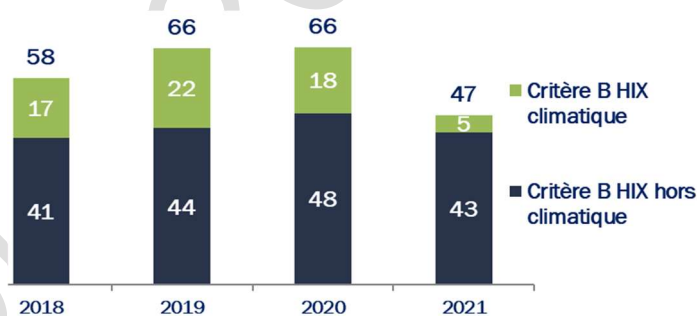
Les incidents sur le réseau HTA contribuent à 44% du critère B de la concession.

Le critère B HIX est imputé aux coupures liées aux incidents pour 30 min et liées aux travaux pour 17 min.

Afin de diminuer le temps de coupures, les deux maîtres d'ouvrage se sont engagés, dans le cadre du nouveau cahier des charges, à déployer un certain nombre d'actions à différentes échéances telles que **résorber les réseaux les plus fragiles**.

Pour des raisons de sécurité, les travaux réalisés sur les réseaux HTA et BT se font majoritairement hors tension. Ceci entraîne des coupures longues d'alimentation électrique chez les usagers. Afin de **limiter les conséquences de ces coupures**, des moyens de réalimentation provisoires peuvent être mis en place. Dans ce contexte, le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis pour que le Concessionnaire, notamment, mette en place des groupes électrogènes sur le terrain en cas d'interventions longues.

Évolution de la décomposition du critère B HIX climatique en minutes



Le critère B HIX présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'événements climatiques **considérés comme non exceptionnels**.



Sur 2018-2021, la **part climatique représente 30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE** de la concession (contre respectivement 42% et 34% sur la chronique 2011-2015 qui intègre l'année 2013).



La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX a beaucoup baissé en 2021 et s'établit à **10%** (contre 28% en 2020).

Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 55 minutes.

La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA. Ce constat amène donc à souligner **l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques**.

	2018	2019	2020	2021
Critère B HIX	58	66	66	47
Critère B HIX hors climatique	41	44	48	43
Critère B HIX climatique	17	22	18	5
Part du critère B HIX climatique / Critère B HIX	29%	34%	28%	10%

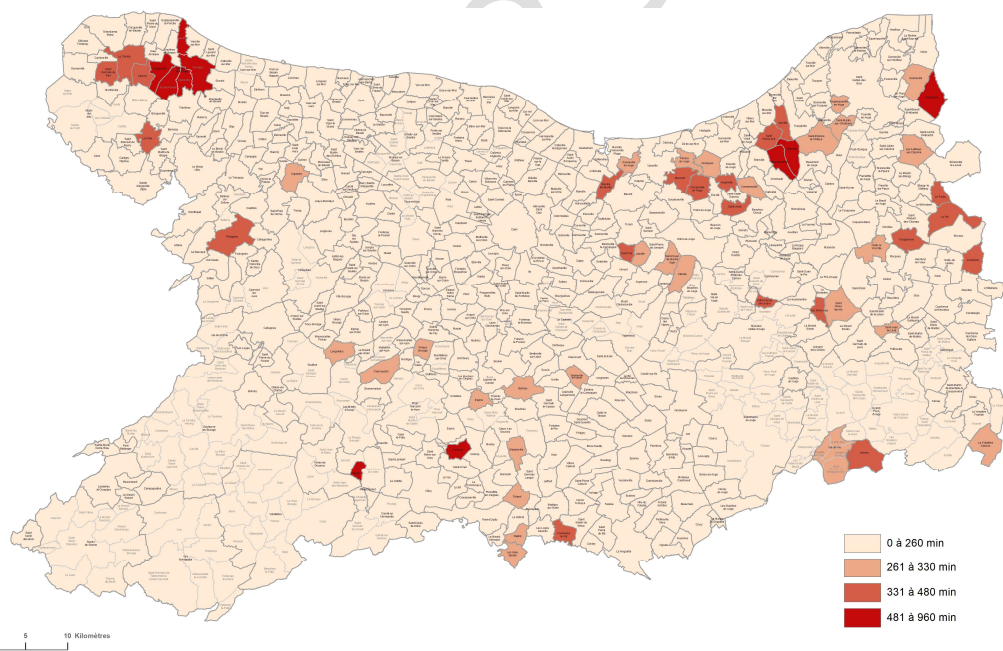
Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique (cf. en particulier l'année 2013). La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

Le critère B HIX est une valeur repère inscrite dans le cahier des charges de concession. L'objectif est d'atteindre une valeur moyennée au cours du dernier PPI de **57 minutes maximum** (hors évènements exceptionnels).

La valeur moyenne du critère B à atteindre en 2022, à la fin du 1^{er} PPI, est de **70 min**. Les critères B HIX hors RTE de 2019 (66 min), 2020 (66 min) et 2021 (45 min) sont inférieurs à ce seuil. **Si cette trajectoire de maîtrise du critère B est maintenue, l'objectif de fin de 1^{er} PPI sera atteint.**

Avec 59 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2018-2021 est en deçà de -16% de celui attendu en moyenne pour le 1^{er} PPI, avec une phase d'investissements exceptionnels (programmes de renforcement et création du nouveau poste source de Fontaine-Étoupefour).

10. Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX moyen sur la chronique 2018-2021 est le plus important par fourchette.

Il s'agit notamment des communes suivantes : **Longueville, Formigny-la-Bataille, Périgny, Combray, Bourgeauville, Glanville, Quetteville...**

En gras : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX moyen 2017-2020.

Le schéma directeur prévoit que :

- 80% des communes de la concession aient un critère B HIX hors RTE moyen sur la durée du dernier PPI inférieur à 182 minutes ;

- la décroissance de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE soit linéaire entre la valeur de départ (260 min) et la valeur cible (182 min). Cela donne une décroissance de 2,6 min par an ou 10,4 min par PPI.

Suivant la trajectoire fixée par le schéma directeur, 80% des communes, soit 564, devraient être en dessous de 252,2 min de coupure en 2021.

Les données communiquées par Enedis sont désormais calculées à la maille des communes nouvelles.

Enedis a indiqué que le changement opéré dans son système informatique ne lui permettait plus de calculer le critère B à la maille « commune historique ».

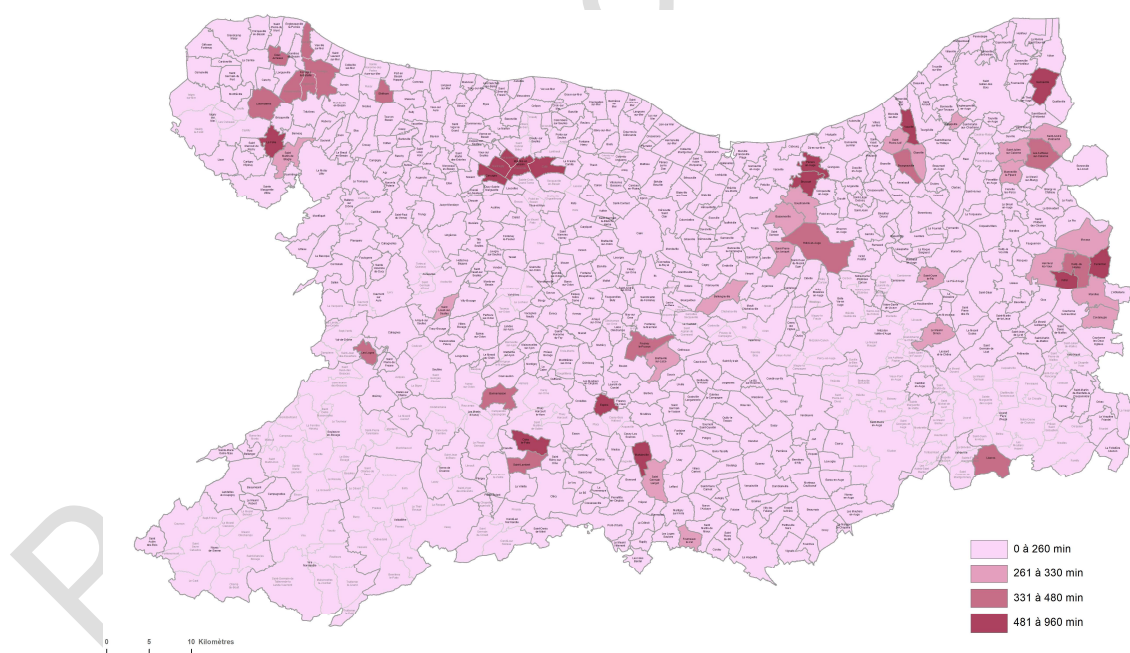
À la demande du Concedant, afin d'évaluer l'atteinte de la valeur repère en comparant l'évolution entre les deux chroniques 2012-2016 et 2018-2021, le critère a été recalculé pour 2012-2016 à la maille des communes nouvelles.

Ainsi, pour le 1^{er} PPI, 80% des communes devraient se trouver sous le seuil haut de 250 minutes sur la base du seuil initial ou 253 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.



Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieure ou égal à 211 min (contre 263 min sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

11. Le critère B HIX hors RTE communal 2021



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX hors RTE 2021 est le plus important. Il s'agit notamment des communes suivantes : La Folie, Carcagny, Moulins-en-Bessin, Culey-le-Patry, Espins, Martainville, Périers-en-Auge, Brucourt, Vauville, Genneville, Firfol, Fumichon...

Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE 2020.

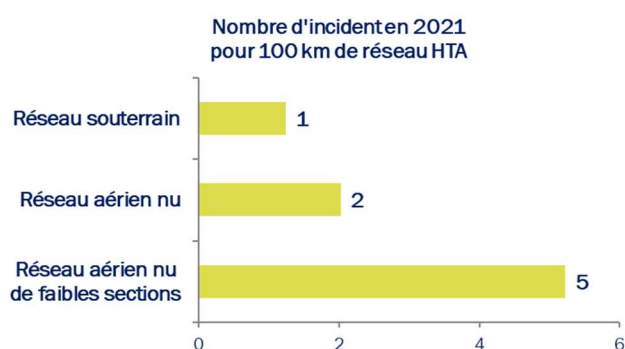
Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique le critère B annuel et sa décomposition (TCC, incidents, travaux, climatique, HIX, etc.) à la maille communale (commune nouvelle) et au dixième de minute (requête CF-017).

Ces données font apparaître que le Critère B HIX Hors RTE atteint pour 5 communes plus de 600 minutes (plus de 1 000 minutes en 2020). 374 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 47 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession) soit 200 117 usagers BT, soit 28 % des usagers BT, comme en 2020.

La pertinence de ces données en l'absence de chroniques plus longues est limitée. Elle sera à conforter dans les prochaines missions de contrôle.

12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT

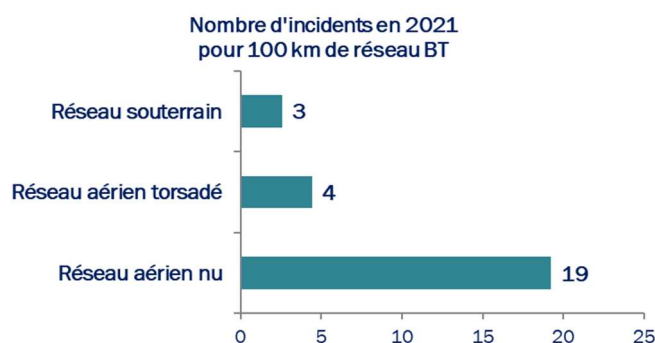
Le réseau HTA est composé majoritairement (53%) en technique aérienne. Les câbles utilisés sont essentiellement en fils nus dont certains sont de faibles sections ($CU \leq 14 \text{ mm}^2$, autres matières (AL et AM) $\leq 22 \text{ mm}^2$). Le réseau HTA aérien nu de faible section représente 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien.



Selon les années, le taux incident réseau HTA aérien nu de faible section est 3 à 5 fois supérieur à celui de l'ensemble du réseau HTA aérien nu et 5 à 17 fois supérieur à celui du réseau HTA souterrain.

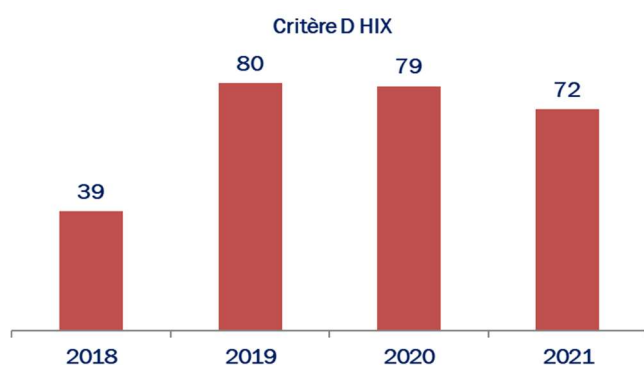
Face à la fragilité de ce type de réseau, Enedis, principal maître d'ouvrage sur la HTA, réalise régulièrement des travaux pour supprimer ce type de réseau. Sur les années 2018 à 2020, 4% du réseau HTA faible section a été supprimé en moyenne par an. Entre 2020 et 2021, le stock de réseau HTA aérien de faible section a diminué de -16%.

Il a été constaté depuis plusieurs années que le réseau basse tension en fils nus subit 4 à 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien torsadé. Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber à court terme, le réseau BT en fils nus en zone rurale.



Ainsi, le schéma directeur prévoit la suppression de ce réseau au terme du second PPI pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage. **Enedis a prévu une résorption de ce réseau en zone urbaine au terme du contrat de concession.**

13. La continuité d'alimentation : critères D et M



Le critère D est un indicateur qui mesure les temps de réalimentation de l'intégralité des clients coupés d'un départ à la suite d'incidents HTA. Le Concessionnaire précise que "le critère D n'est calculé qu'en HIX. [...] ce calcul se fait en régime normal d'exploitation."

Après une forte augmentation entre 2018 et 2019 (+107%), le critère D HIX diminue légèrement en 2020 et 2021. Il reste cependant important au regard de celui de l'année 2018. Sur une chronique plus longue, le critère B était en moyenne autour de 40 minutes. Les niveaux atteints au cours des trois derniers exercices semblent trop importants.

Le critère M est la durée moyenne annuelle d'interruption pondérée par la puissance souscrite (vue par un usager alimenté directement par le réseau HTA).

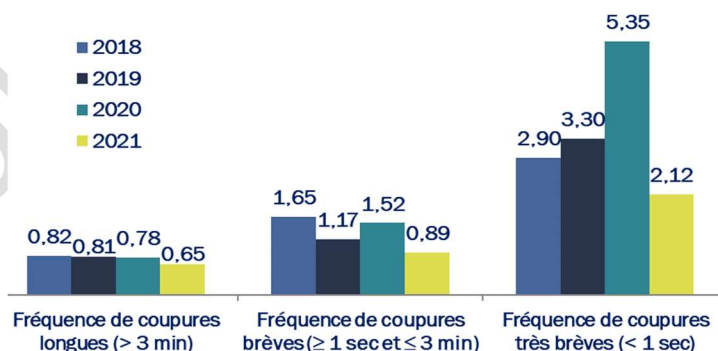
La baisse significative du critère M observée entre 2017 et 2018, après une hausse en 2020, se confirme en 2021.

En effet, ce critère a diminué de 48% par rapport à 2020.



14. Les fréquences de coupures

Evolution des fréquences de coupures TCC observées par usager BT de la concession, par type de coupure et par année



La **fréquence de coupure** est le nombre moyen de coupures perçu par usager de la concession par type de coupures. Elle se décline pour les coupures longues, brèves et très brèves.

Pour les usagers BT :

- La fréquence de coupures longues reste stable depuis plusieurs années, avec une baisse en 2021 (-17%).
- La fréquence de coupures brèves baisse en 2021 (-41% par rapport à 2020). Elle est à sa valeur la plus faible depuis 2011 (0,89).
- La fréquence de coupures très brèves diminue fortement par rapport à l'année précédente (-60%) pour atteindre 2,12.

15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021

Le Schéma Directeur des Investissements (SDI) définit, en lien avec les enjeux et les ambitions identifiées par l'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, les valeurs repères à atteindre. Ces valeurs repères ont des échéances diverses et doivent généralement suivre une progression linéaire.

Comme chaque année depuis la signature du contrat de concession, le Concédant établit un point d'étape de l'avancement des valeurs repères inscrites au SDI. Les tableaux ci-après présentent ces résultats, dont certains sont détaillés dans l'annexe 2A4-1 du contrat de concession « actualisation du diagnostic technique du SDI » réalisée en 2022.

Lors de l'élaboration du diagnostic actualisé, les parties ne disposant pas des données relatives à la distribution publique d'électricité pour l'année 2022, dernière année du PPI 2019-2022, elles ont fait le choix, d'un commun accord, d'utiliser la chronique 2018-2021 pour mesurer les évolutions constatées au terme du PPI 2019-2022.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	0,12%	≤ 0,12%	Chaque année ≤ 0,12%	Chaque année	Taux 2018 = 0,17% Taux 2019 = 0,26% Taux 2020 = 0,20% Taux 2021 = 0,17% -> Objectif annuel non atteint, mais changement de méthode depuis 2018 => valeur repère revue en décembre 2022 : « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021. »
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5%	<u>Moyenne sur 4 ans</u> ≤ 1,5% au terme du contrat	À chaque PPI ≤ 1,5%	À chaque PPI et au terme du contrat	Taux concessif moyen 2018-2021 = 0,9% -> Objectif de fin de 1^{er} PPI atteint



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	72 minutes	Moyenne sur 4 ans < 57 minutes au terme du contrat	À chaque PPI : décroissance linéaire	À chaque PPI et au terme du contrat	Critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 concessif = 59 min -> Objectif de fin de 1^{er} PPI atteint (70 min).
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	80 % des communes avec critère B moyen 2012/2016 <263 minutes ²³	80 % des communes avec critère B moyen <184 minutes sur le dernier PPI ²²	Décroissance linéaire	Au terme du contrat	80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 ≤ 211 min, soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou - 52 minutes. -> Objectif de fin de 1^{er} PPI atteint
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes des 3 ZQP)	80 % des communes avec critère B moyen 2011/2017 <366 minutes ²²	80 % des communes avec critère B moyen <329 minutes sur le dernier PPI ²²		Au terme de la convention	80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 ≤ 275 min, soit une réduction de 25% de la borne supérieure de l'intervalle (maille communes nouvelles : 366 minutes) ou de - 91 minutes. -> Objectif de fin de convention (1^{er} PPI) atteint

²³ Calcul mis à jour à la maille des communes nouvelles.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	183 km	Réduction de 90% du stock (18,3 km)		Au terme du 4 ^e PPI	2021 : 155 km (- 3 km, soit réduction de -15% du stock 2017) -> Trajectoire non suivie : au rythme de dépose 2018-2021 (- 28 km), la valeur cible pourrait être observée entre 5 et 6 PPI (au lieu de 4).
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	Au terme du 2 ^e PPI	2018 : 242 km (- 139km) 2019 : 183 km (- 58 km) 2020 : 132 km (- 52 km) 2021 : 86km (-46 km) -> Suit la trajectoire
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	30 ans	2018 : 407 km (- 25km) 2019 : 387 km (- 20km) 2020 : 372 km (- 15 km) 2021 : 352 km (- 20 km) -> Suit la trajectoire
Favoriser la transition énergétique	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	280 postes à traiter	0	- 49 transformateurs traités à fin 2019, - 231 transformateurs traités à fin 2025 : le traitement de ces postes doit intervenir régulièrement chaque année.	Fin 2019 Fin 2025	19 transformateurs pollués remplacés en 2021 130 en stock -> Suit la trajectoire



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Sécuriser les infrastructures	Taux d'équipement en dispositif DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 189 postes HTA-BT identifiés	25%		Au terme du 2 ^e PPI	14% (26 postes équipés) -> Suit la trajectoire
	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation (30 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 55 postes HTA-BT identifiés	90%		Au terme du 3 ^e PPI	50% (25 postes sécurisés) -> Trajectoire suivie
	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km	0 km		Au terme du dernier PPI	2018 : 65 km (-10km) 2019 : 57 km (-8 km) 2020 : 52 km (-4 km) 2021 : 22 km renouvelés à fin 2021 (soit 29% du stock) -> Trajectoire suivie
	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54%	70%	Augmentation régulière	Au terme du 6 ^e PPI	2019 : 59% 2020 : 60% 2021 : 62% -> Suit la trajectoire



Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13 (contre 7 en 2020) et 2 sont en deçà des attentes.



Par avenant à la convention de concession, signé le 22 décembre 2022, le Concessionnaire et le Concédant ont convenu de la nécessité de faire évoluer des valeurs repères au SDI relatives :

- au taux concessif d'UMA en tenue de tension. Ainsi, « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (au lieu de celui de l'année 2015). » ;
- au taux de souterrain du réseau BT des communes en zone de vent supérieur à 170 km/h (au lieu du taux des seules communes rurales) ;
- au critère M : « Le critère M traduit les engagements contractuels convenus avec les clients HTA et de façon indirecte les évolutions enregistrées sur la structure des réseaux auxquels sont raccordées les installations HTA, grâce aux différents investissements réalisés dans le cadre du schéma directeur. Le critère M est fortement influencé par le choix des clients de disposer ou non d'un secours. Ce critère fera l'objet d'une analyse spécifique en référence avec la régulation incitative qui sera intégrée à l'actualisation du diagnostic technique au terme de chaque PPI. »

16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ

POINTS FORTS



- Critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension comme en continuité.
- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13.
- L'objectif de la convention ZQP est atteint.
- La mise à jour de certaines valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,5%).
- La disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 2 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux événements climatiques.

Projet-2023-10-03

V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

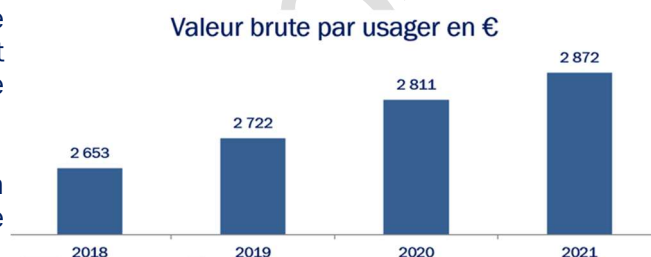
1. La valeur brute d'actif : montant et évolution

La valeur brute des ouvrages concédés est estimée à **1 344 829 k€ (1 345 M€)**. La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,7 %** par rapport à 2020.

Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (3,8 %). Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.

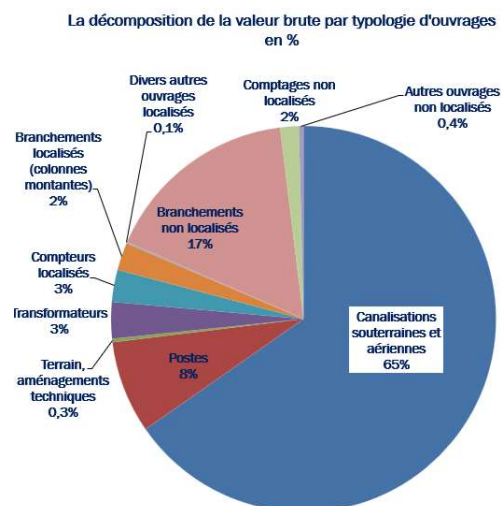
La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'utilisateurs, quant à elle, progressé de près de **2,2%** en 2021. Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (2,8 %).

Elle atteint en 2021, **2 872 €/utilisateurs**. Selon l'auditeur du Concedant, la moyenne nationale 2021 s'établit à 2 952€/utilisateurs.



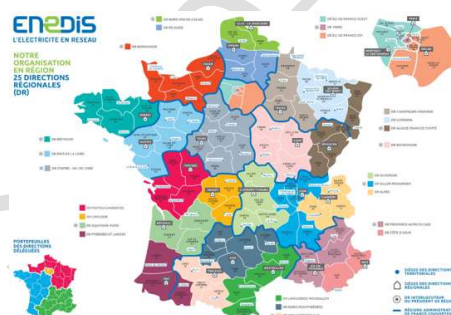
2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages

Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de canalisations (65%).



Valeur brute par typologie d'ouvrages en k€	2018	2019	2020	2021	Part des ouvrages localisés et non localisés
Ouvrages localisés	977 172	1 012 363	1 055 363	1 096 443	
Canalisations souterraines et aériennes	798 813	822 466	848 715	878 505	80%
Postes	94 266	97 944	101 007	104 132	9%
Terrain, aménagements techniques	3 706	3 721	3 808	4 000	0,4%
Transformateurs	38 958	39 786	40 140	40 976	4%
Compteurs	14 560	22 450	29 087	36 228	3%
Branchements	24 609	24 737	31 258	31 058	3%
Divers autres ouvrages localisés	2 259	1 261	1 349	1 544	0,1%
Ouvrages non localisés	223 274	231 193	241 571	248 386	
Transformateurs	0	0	0	57	0,02%
Branchements	193 750	203 104	213 767	222 140	89%
Comptages	25 114	23 350	22 512	21 023	9%
Autres ouvrages non localisés	4 410	4 739	5 291	5 166	2%
Total	1 200 446	1 243 556	1 296 934	1 344 829	

Le patrimoine concessif est composé de biens dits localisés et de biens non localisés. Ces derniers sont gérés globalement, généralement à la maille de régions du distributeur, sans identifiant géographique ni suivi quantitatif à la maille de la concession. Ces ouvrages sont affectés à la concession au moyen de clés de répartition.



Valeurs brutes en k€ : Ouvrages localisés et non localisés



Les ouvrages localisés représentent 82 % du patrimoine.

Parmi les ouvrages localisés, on retrouve :

- Les **canalisations** qui représentent 80 % des ouvrages localisés,
- Les **postes HTA-BT** qui représentent 9 % des ouvrages localisés,
- Les **transformateurs** qui représentent 4 % des ouvrages localisés.
- Les **compteurs localisés** qui sont immobilisés à hauteur de 36 228 k€. Il s'agit des compteurs LINKY™ et des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4). On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants posés et immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u. (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs).
- Les **colonnes montantes** : ces ouvrages représentent 2 % de la valeur brute des ouvrages localisés pour une valeur brute de 31 058 k€, elles sont composées d'organes collectifs de branchement et de dérivations individuelles. En 2020, le Concessionnaire a fusionné ses deux typologies qui composent la colonne montante dans les états comptables, le Syndicat regrette cette mesure qui interdit de connaître les valeurs comptables pour chaque composant de cet ouvrage.

Parmi les ouvrages non localisés, on retrouve :

- Les **autres ouvrages de branchements** qui représentent 89 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages de comptage** qui représentent 9 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages non localisés** qui représentent 2 % des ouvrages non localisés.

Les ouvrages non localisés ne représentent plus que 18 % du patrimoine.

Cette part des ouvrages non localisés dans le patrimoine concessif a diminué depuis 2015, à la suite de la localisation des transformateurs, des colonnes montantes, des compteurs « marché d'affaires », et à la pose du compteur Linky.



C'est une amélioration notable puisque :

- **la part du patrimoine de chaque commune est connue plus précisément,**
- **ceci permet de construire une vision prospective du patrimoine,**



Il est à noter que l'inventaire communiqué ne porte que **sur les biens de retour** et que le Concedant sollicite de manière récurrente la production d'un inventaire présentant les valeurs comptables des biens de reprise et des biens propres.

3. La localisation des ouvrages

Enedis procède à la localisation de plusieurs types d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices.

Ainsi il a localisé :

- En 2015, les transformateurs HTA/BT,
- À partir de 2016, les dispositifs de comptage C5 via le déploiement du compteur LINKY™,
- En 2018, des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4),
- En 2018 et 2019, les colonnes montantes composées des ouvrages collectifs de branchement et des dérivations individuelles associées.

Le Concessionnaire a présenté une première fois lors de la mission de contrôle 2020 les impacts nets complets sur le patrimoine concédé de la localisation des colonnes montantes. La fiabilité de ces données ayant été mise en doute, le Concessionnaire a produit lors de la mission de contrôle 2021 une version corrigée de cet impact. À fin 2020, l'impact net de la localisation des colonnes montantes s'élevait à 4 130 k€ sur la valeur brute du patrimoine concédé, à 228 k€ sur sa valeur nette et à 207 k€ sur le stock de provisions pour renouvellement constitué.

En termes d'impacts sur les passifs de concession, il est à noter un effet haussier de 2 822 k€ sur la composante « amortissement du financement du Concedant » et de - 722 k€ sur la valeur nette du financement Concessionnaire.

Dans le même temps, l'inventaire 2020 a pris en compte l'entrée dans le patrimoine concédé de colonnes montantes appartenant antérieurement à d'autres propriétaires en application des dispositions de la loi du 23 novembre 2018 dite loi ELAN. Ce transfert de propriété a été effectué automatiquement « à titre gratuit, sans contrepartie ».

L'évolution de la valeur brute de ces ouvrages dans les comptes de la concession entre 2019 et 2020 a traduit cet impact : 24 737 k€ en 2019 et 31 258 k€ en 2020, soit une progression de 26%. Si nous neutralisons la valeur brute de ces ouvrages mis en service dans l'année (1 351 k€) et la valeur brute des retraits (16 k€), l'impact de l'intégration des colonnes montantes au titre des dispositions de la loi ELAN représente en valeur brute 5 185 k€ pour 7 611 colonnes transférées sur un parc s'élevant au total à 16 076 colonnes montantes à fin 2020.

Les colonnes transférées sont considérées comptablement comme des remises gratuites, avec un financement 100% Concédant.

Début 2021, à la suite d'une décision de la Commission de Régulation de l'Énergie, la valeur comptable de ces colonnes montantes a été revue à la baisse.

Ce correctif s'est traduit par une réduction de la valeur brute des ouvrages de 1 414 k€ au 1^{er} janvier 2021.

La localisation des autres ouvrages de branchement (liaison réseaux, dérivations individuelles et disjoncteurs) devrait intervenir conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 février 2020, lors de la production des inventaires 2021 et 2022 (2021 pour les liaisons réseaux et 2022 pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs).

Interrogé sur l'absence de localisation des liaisons réseaux des branchements au titre de l'inventaire 2021, le Concessionnaire a répondu : « : Le planning de l'arrêté prévoyait une livraison des inventaires détaillés des liaisons réseau sur la base des comptes 2021...Les contraintes sanitaires ayant retardé les développements informatiques, nous serons en mesure de livrer tous ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022. ». La production d'un inventaire localisant l'ensemble des composants du branchement individuel est donc attendue pour l'exercice 2022.



Projet-2023-1033

4. L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité

Année de mise en service	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantité immobilisée	36	28	923	33 476	52 312	75 680	97 682	80 566	79 224	419 926
Valeur brute (en k€)	6	4	78	2 963	3 995	5 954	7 811	6 703	7 077	34 592
Valeur nette (en k€)	3	3	55	2 158	3 099	4 912	6 838	6 199	6 872	30 139
€/u	181,3	143,7	84,9	88,5	76,4	78,7	80,0	83,2	89,3	82,4

On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u.). La valeur nette de ces ouvrages atteint 30 139 k€.

Quantité de compteurs LINKY™ immobilisés, valeur brute de ces ouvrages en k€, et valeur unitaire en €



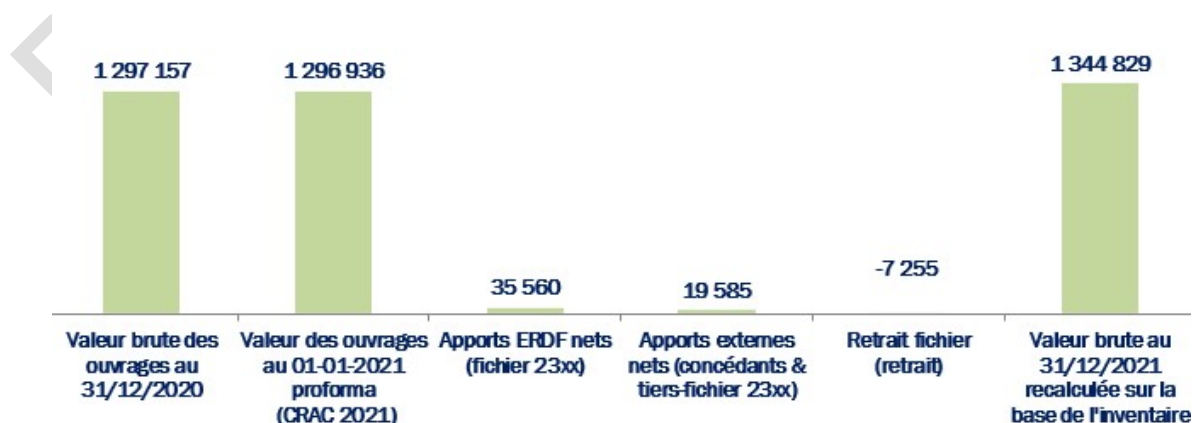
5. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021

En 2021 et comme les années précédentes, le Concédant après avoir consolidé à la maille de la concession, les données communales d'apports et de retrait, reconstitue la valeur brute des ouvrages au 31 décembre de l'année n, affichée au compte rendu d'activité.



Ces travaux ont permis de reconstruire la valeur brute d'actif au 31 décembre 2021 sans écart significatif. Ce résultat est satisfaisant.

Variation de la valeur brute d'actif en k€ entre le 2020 et 2021



Les apports Enedis nets correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis mis en service dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du Concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'article 8 et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

Les apports externes nets correspondent aux ouvrages apportés par le Concédant ou les tiers et mis en service dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le Concessionnaire (par exemple lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

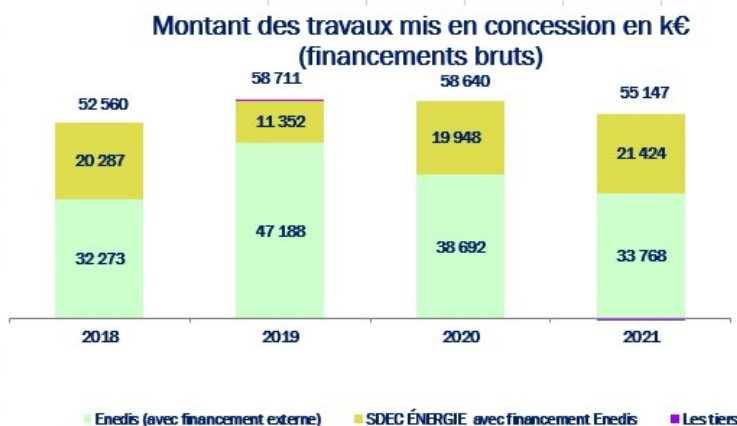
Dans le cadre de ces travaux :

- **L'insertion des numéros d'affaires** dans toutes les requêtes comptables permettrait afin de faire le lien avec les travaux.
- La mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).

6. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)

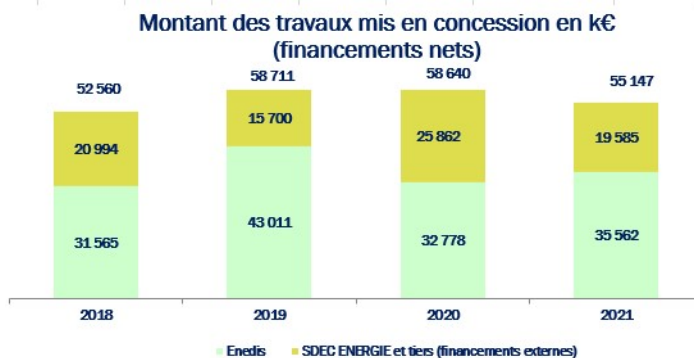
Enedis communique annuellement une requête présentant les ouvrages mis en concession (c.-à-d. ouvrages immobilisés c'est-à-dire ouvrages reportés à l'inventaire).

En 2021, 55 147 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette valeur est baisse de 6% par rapport à 2020 (58 640 k€) après une stagnation entre 2019 et 2020 (-0.1% - crise sanitaire) : **c'est la première baisse notable** des mises en concession depuis 2016 après trois années de progression marquées en 2017, 2018 et 2019.



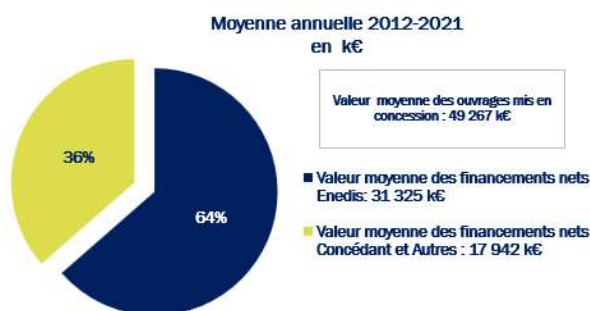
Cette baisse s'explique principalement par la localisation des colonnes montantes et la mise en concession de ces ouvrages pour 6 536 k€ au titre de l'exercice précédent. Si on neutralise cette typologie d'ouvrages sur les deux exercices 2020 et 2021, le volume de travaux mis en concession progresse passant de 52 104 k€ en 2020 à 54 544 k€ en 2021 soit une progression de 5%.

Sur l'ensemble des ouvrages mis en concession en 2021, 64% de ces travaux ont été financés par Enedis (soit 35 562 k€) et 36 % par le SDEC ENERGIE ou un tiers (c.-à-d. le SDEC ENERGIE) (19 585 k€).



En moyenne de 2012 à 2021, 49 267 k€ de travaux ont été mis en concession par an et 64% de ces ouvrages ont été financés par Enedis, tandis que les 36% restant ont été financés par le SDEC ÉNERGIE.

Les résultats 2021 sont donc similaires à ceux constatés sur la chronique.

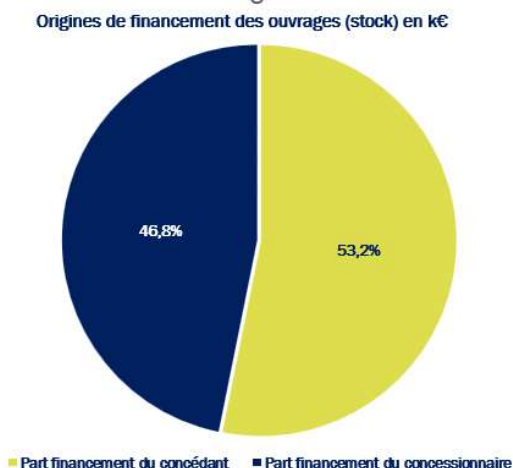


En 2021, le volume des ouvrages immobilisés financés par Enedis progresse de 8% (passant de 32 778 k€ en 2020 à 35 562 k€ en 2021). Il est à noter que les résultats de l'année 2020 ont été très marqués par le contexte sanitaire. Pour mémoire en 2019, le Concessionnaire avait financé 43 011 k€. Cet indicateur devra faire l'objet d'un suivi afin de mesurer son évolution par rapport aux exercices antérieurs à la période de crise sanitaire.

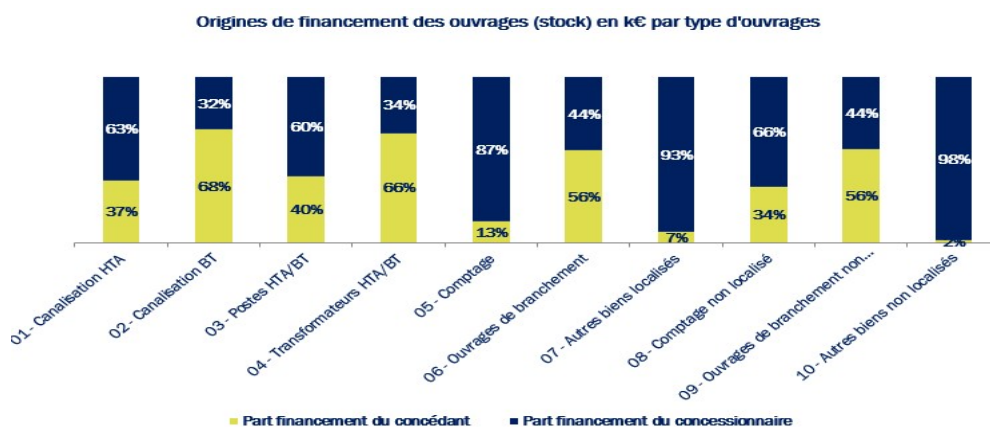
La part des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE se contracte de 24 % passant de 25 862 k€ en 2020 à 19 585k€ en 2021. Cette contraction est liée en grande partie au caractère atypique des données de l'année 2020. En effet, en 2020, ont été comptabilisés d'une part des ouvrages valorisés tardivement et d'autre part les effets de la loi ELAN.

On rappellera sur ce point, qu'en moyenne depuis 10 ans le Concédant finance 17 942 k€ par an du volume des ouvrages mis en concession. Le montant des ouvrages financés par le Concédant en 2021 atteignant 19 585 k€, le rythme des ouvrages mis en concession financés par le Concessionnaire semble progresser.

7. Les origines de financement des ouvrages (stock)



Fin 2021, le patrimoine a pour origine un financement Concédant à hauteur de 53.2 % de sa valeur brute totale. Comme les trois années précédentes, ce taux peut sembler important au regard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et du taux moyen de financement Concédant de 36% constaté sur la période 2012-2021 sur la base des flux d'ouvrages mis en concession. Cet écart résulte de la réaffectation de financements Concédant (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du Concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrages et des apports financiers de la collectivité.



Le taux de financement Concédant varie fortement en fonction des ouvrages concernés. Les branchements (localisés et non localisés), les transformateurs HTA/BT ainsi que les réseaux BT (souterrains, nus et torsadés) sont les ouvrages qui ont un taux de financement Concédant le plus important (de 56% à 68%). À l'inverse, les comptages récents (Linky) et accessoirement les autres biens localisés et non localisés ont les taux de financement Concédant les plus faibles.



Le taux de financement Concédant par année de mise en service des ouvrages baisse fortement depuis 2010. Il est passé de 58% à 29% en 2021.

Il est à noter par ailleurs que ce taux diminue fortement entre 2020/2021 : il passe de 36% en 2020 à 29% en 2021, cette dernière inflexion pourrait être en lien avec un retard de réaffectation comptable des passifs.

Le taux de financement Concédant par année de mise en service et par typologie d'ouvrages connaît aussi des ruptures de chronique.

Interrogé sur les raisons de cette baisse globale et les ruptures de chroniques, Enedis précise que ces constats sont liés à l'évolution des montants investis, à la répartition de la maîtrise d'ouvrage, aux changements comptables intervenus et à l'évolution du régime Facé sans qu'il soit possible de détailler davantage et de reconstituer les données d'inventaire transmises.



Le Concédant rappelle que pour lui la communication des origines de financement pour le financement Concédant en distinguant (financement Concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce et des provisions pour renouvellement) pour les nouveaux ouvrages uniquement est indispensable afin de tracer l'exhaustivité des flux et de clarifier les ruptures de chroniques que le Concédant constate.



Le Syndicat reste donc en l'attente des motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.

8. Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis

Conformément aux dispositions de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales Enedis, présente un compte rendu de sa politique d'investissements sous la forme d'un tableau de synthèse présentant les montants annuels investis par nature de travaux.

Ces investissements se déclinent en quatre typologies : **les investissements de raccordements, les dépenses d'amélioration du patrimoine, les dépenses de logistique et autres dépenses.**

Le montant des **investissements de raccordements** progresse de 16% pour atteindre 15 130 k€ en 2021. Il est supérieur au montant d'investissements constaté sur la chronique 2011/2021 (14 132k€) ce qui traduit un certain dynamisme.

Les investissements liés à l'amélioration du patrimoine constituent la part prépondérante des investissements puisqu'ils représentent 66% de l'ensemble des dépenses d'Enedis. Ces dépenses progressent de 12% en 2021 pour atteindre 30 584 k€. Le niveau de ces dépenses est très supérieur à celui constaté en moyenne sur la chronique 2011/2021 (24 221 k€).

Les dépenses d'amélioration du patrimoine sont constituées de deux typologies d'investissements, les investissements de performance de réseaux qui incluent les dépenses liées au déploiement de LINKY™ et les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales.

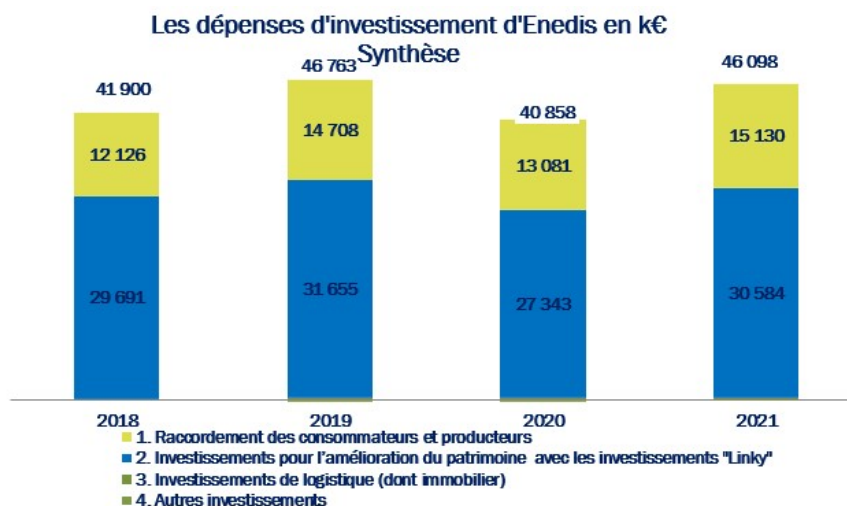
Les investissements de performance sont composés :

- Des investissements de renforcement pour 1 561 k€ en retrait de 44% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements climatiques pour 562 k€ en retrait de 35% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements de modernisation d'un montant de 12 855 k€ en progression de 39% par rapport à l'année précédente. Ces investissements regroupent les actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie) pour 10 971 k€ en progression de 31% par rapport à l'année précédente et les investissements de prolongation de durée de vie pour 1 884 k€ en progression de 103%,
- Des investissements relatifs aux moyens d'exploitation et au smart grid pour 516 k€,
- Des investissements relatifs au déploiement du compteur LINKY™ pour 8 077 k€ en retrait de 5% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont en retrait depuis deux années consécutives.

Les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales s'établissent à 7 010 k€ en nette progression de 44% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont très supérieures à celles moyennées sur la chronique 2011/2021 (4 173 k€).

Dans le cadre de la mission de contrôle, le Concessionnaire communique le montant de ses investissements par affaire pour 66 % de ses dépenses, soit 30 437 k€. Le reste des investissements d'Enedis (34% des dépenses globales) sont des dépenses dites non localisées à la maille de la concession incluant les dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™.

Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau de synthèse)					
Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements "LINKY™"	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	13%
Dont investissements postes source	4 824	3 422	3 373	3 614	7%

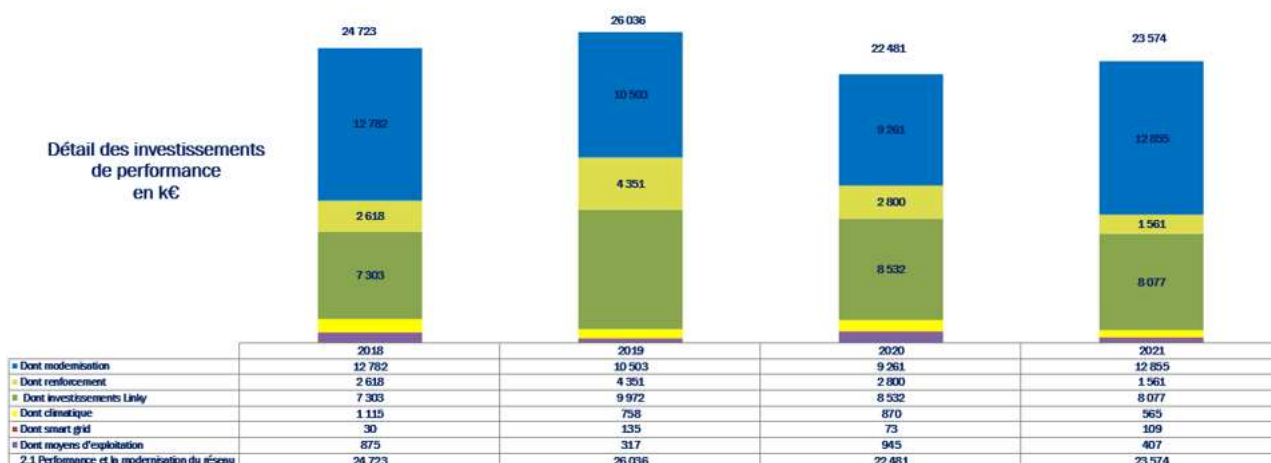


Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau détaillé)					
Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine hors LINKY™	22 358	21 683	18 811	22 507	20%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements LINKY™	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
2.1 Performance du réseau	17 390	16 064	13 949	15 497	11%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	-44%
Dont climatique	1 115	758	870	565	-35%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	39%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	-57%
Dont smart grid	30	135	73	109	49%
Dont investissements LINKY™	7 303	9 972	8 532	8 077	-5%
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 968	5 619	4 862	7 010	44%
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	625	739	671	1 208	80%
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 796	2 124	2 308	3 252	41%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	2 547	2 756	1 883	2 550	35%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	13%

Détail des investissements pour l'amélioration du patrimoine en k€



Détail des investissements de performance en k€



En synthèse :

- La présentation des dépenses d'investissements par Enedis est conforme à celle fixée par l'arrêté du 6 janvier 2020.
- **Une part prépondérante de ces investissements est localisée ou localisable sur le périmètre de la concession, ce qui est positif.**
- **Les investissements déclarés par Enedis reviennent à leur niveau de 2019 après une forte diminution en 2020 liée à la pandémie. Ils atteignent 46 098 k€ en 2021, ce qui est satisfaisant.**
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine en 2021 est bon : il se situe au-dessus de la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 24 221 k€ - dépenses 2021, 30 584 k€)
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky est supérieur à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 20 296 k€ - dépenses 2021, 22 507 k€).
- **Cependant, le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky est en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 16 122 k€ - dépenses 2021, 15 497 k€). Cette baisse est récurrente depuis deux exercices consécutifs : Le Concédant rappelle que le niveau d'investissements sur cette typologie de dépenses doit être suffisant afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.**

9. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention en date du 29 juin 2018, le SDEC ÉNERGIE et Enedis se partagent la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique la répartition de la maîtrise d'ouvrage par nature de travaux :

Typologie de travaux		Communes urbaines		Communes rurales
		A	B	C
Renforcement	HTA	Enedis		
	BT	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Sécurisation fils nus	HTA	Enedis		
	BT	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Extension	HTA	Enedis		
	BT	Bâtiments Publics	Enedis	SDEC ÉNERGIE
		Production/consommation bâtiments publics neufs ≤ 36 kVA	Enedis	SDEC ÉNERGIE
		Production / consommation ≤ 6 kVA	Enedis	
Autres	Enedis		SDEC ÉNERGIE	
Extension et branchement pour les raccordements collectifs * construction publique		Enedis	Enedis SDEC ÉNERGIE*	SDEC ÉNERGIE
Effacement	HTA	Enedis		
	BT	SDEC ÉNERGIE		
Déplacement		Enedis		

Les ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE sont remis à Enedis afin qu'il les exploite.

À la suite de la remise de ces ouvrages à Enedis et afin de les enregistrer à l'inventaire, le Concessionnaire les valorise puis les inscrit à l'inventaire des ouvrages concédés.

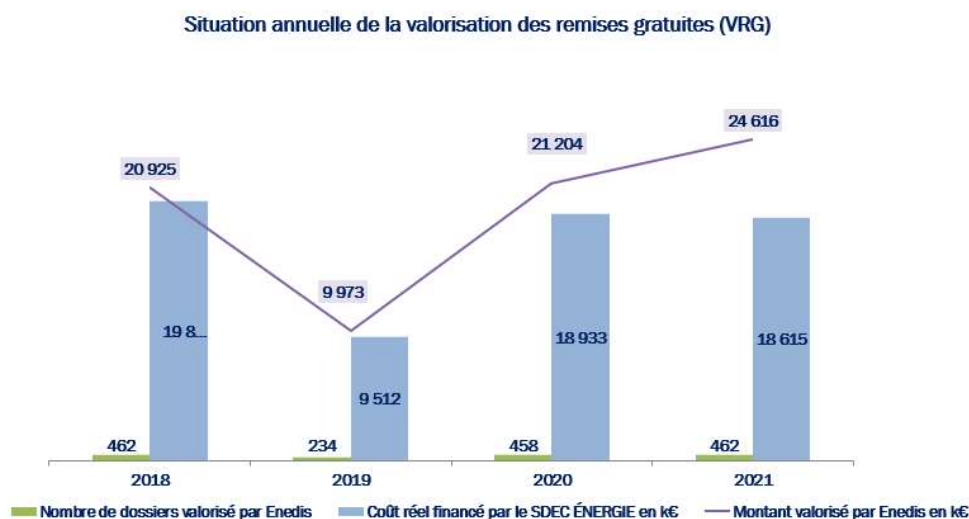
Cette valorisation ne prend pas en compte le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE (qui intègre le coût de la maîtrise d'ouvrage), mais le coût qu'Enedis aurait exposé s'il avait été maître d'ouvrage des travaux.



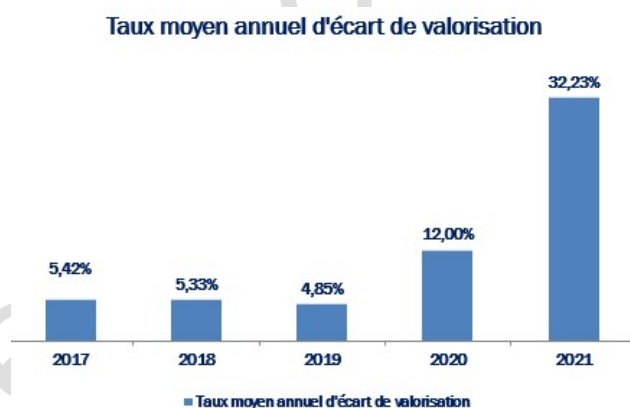
Ce coût est déterminé selon un barème national. Malgré plusieurs demandes ce barème n'a pas été communiqué au Concédant.

Les graphiques ci-dessous :

- Présentent le nombre d'affaires valorisées au cours de l'année, quelle que soit la date de mise en service de ces affaires, le coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE au titre de ces affaires et le coût de ces affaires valorisés par Enedis.



- Exposent le taux moyen annuel d'écart de valorisation, c'est-à-dire l'écart entre le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE et le coût de ces travaux tel que reporté à l'inventaire par Enedis. Un pourcentage positif indique que le coût des affaires valorisées est supérieur au coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE.



En 2021, le nombre d'affaires valorisées est stable par rapport à 2020 après un net ralentissement en 2019.

Il est à noter que le taux moyen annuel d'écart de valorisation continue de progresser très fortement en 2021 passant de 4.8% en 2019 à 12% en 2020 pour atteindre 32% en 2021.

Cette progression s'accroissant en 2021, le SDEC ÉNERGIE a interrogé Enedis sur ce point. Enedis a précisé notamment que :

- « - 15 % des chantiers ne font pas l'objet d'écarts significatifs. Tous les articles de nos bordereaux ne sont donc pas impactés par la hausse constatée ;
- la valorisation effectuée par Enedis respecte les méthodes définies et les résultats attendus sont conformes. Les évolutions constatées ne sont donc pas à considérer comme des survalorisations. Dans la valorisation apparaissent de nouveaux articles liés à l'environnement qui s'ajoutent aux montants pratiqués antérieurement ;
- les coûts de nos marchés augmentent de 7% en moyenne à partir de 2020. Ceci est lié à des facteurs externes tels que le carburant, la main-d'œuvre, la sécurité, le matériel, les dispositions sanitaires... »

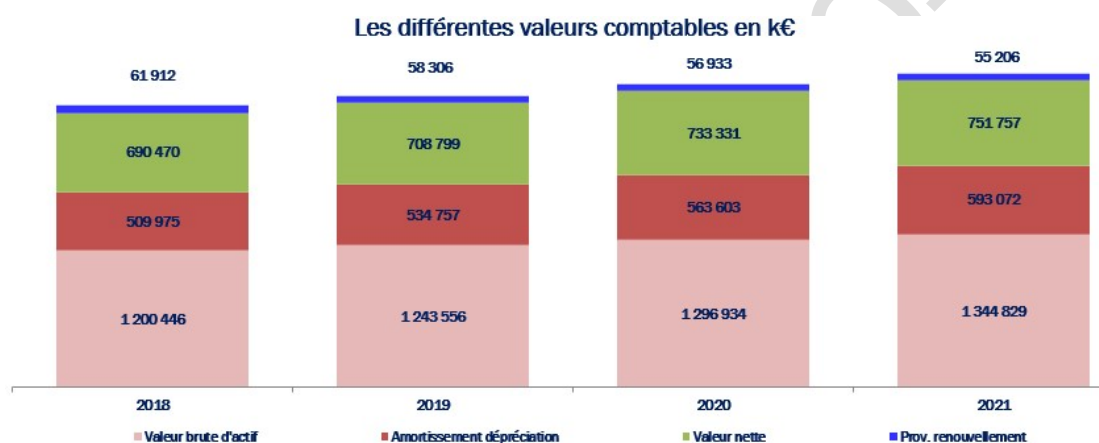


Pour le SDEC ÉNERGIE, les précisions apportées par Enedis afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation sont insuffisantes afin de lever l'opacité entourant cette évolution importante.

Le SDEC ÉNERGIE sollicite qu'Enedis complète et précise les explications qu'il a apportées.

10. Les différentes valeurs comptables en k€

Exercice/ En k€	Valeur brute d'actif	Amortissement dépréciation	Valeur nette	Provisions pour renouvellement	Valeur de renouvellement	Taux d'amortissement
2018	1 200 446	509 975	690 470	61 912	1 544 610	42,48%
2019	1 243 556	534 757	708 799	58 306	1 605 394	43,00%
2020	1 296 934	563 603	733 331	56 933	1 671 213	43,46%
2021	1 344 829	593 072	751 757	55 206	1 730 937	44,10%



En 2021, la valeur brute d'actif croit de 3,7% pour atteindre 1 344 828 k€, les éléments relatifs à l'évolution de la valeur brute des ouvrages ont été décrits au 1) de la partie V de ce rapport.

Les amortissements progressent de 5,2 % pour s'établir à 593 072 k€.

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 2,5% pour s'établir à 751 157 k€.

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement se réduit de 3% pour atteindre 55 206 k€.

Le taux moyen d'amortissement atteint 44,10%.

La méthode d'amortissement, les taux d'amortissement et l'évolution du stock des provisions pour renouvellement sont décrits ci-après.

11. Les pratiques d'amortissements

Amortissements ²⁴		
Type de biens	Financement Enedis	Financement Concédant
Biens non renouvelables par nature	OUI	NON
Biens renouvelables ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	NON
Biens renouvelables non-ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage

Au titre de l'article 11 B 1) et 2) du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis a l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe.

En pratique, le Concessionnaire amortit l'ensemble des ouvrages qu'il a financés.

Pour les ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE, Enedis déprécie les biens renouvelables ER (amortissement de dépréciation, non générateur de charges) et pratique un amortissement industriel (générateur de charges) sur autres biens renouvelables.

Selon le Concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement générateur de charges sur les ouvrages renouvelables ER dans la mesure où il a constaté que les renouvellements de ces ouvrages n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

Aux dires d'Enedis, cette quotité de provisions pour renouvellement est dotée et constituée annuellement sur un compte de provisions pour renouvellement au niveau national, mais n'est pas « redescendu » à la maille de la concession. Ainsi, malgré de multiples demandes, Enedis n'a pas indiqué le montant de provisions pour renouvellement constitué au niveau national sur les ouvrages ER et rattaché à concession du SDEC ÉNERGIE.

Les durées d'amortissement pratiquées par Enedis sont présentées dans le tableau ci-contre.

La durée d'amortissement est définie par le Concessionnaire, elle dépend de la durée de vie des ouvrages.

Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée
Réseau HTA (autre qu'immergé)	40
Réseau BT (autre que torsadé)	40
Réseau BT torsadé	50
Postes HTA-BT :	
Bâtiment de poste	45
Appareillage de poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs :	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36kVA mis en service après 1995	20
BT > 36kVA mis en service après 1995	25
Branchements (hors colonnes montantes)	40
Colonnes montantes	60
Transformateurs	40

²⁴ Enedis pratique un amortissement linéaire sur la durée d'amortissement des ouvrages.

Un bien est dit renouvelable lorsque sa durée d'amortissement est plus courte que la durée de la convention de concession (terme fixé au 1^{er} juillet 1948) et non renouvelable dans le cas contraire.

Un bien est dit « ER » lorsqu'il s'agit de postes HTA/BT ou des canalisations BT situés dans les communes relevant du régime rural d'électrification.

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de plusieurs types d'ouvrages. Le tableau de droite présente les types d'ouvrages concernés, l'année du changement, l'ancienne et la nouvelle durée d'amortissement pratiquée.

Année du changement	Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée en année
2007	Bâtiments de poste HTA/BT	30 => 45
	Compteurs BT < 36kVA	30 => 20
	Compteurs BT > 36kVA et HTA	30 => 25
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40
2020	Colonnes montantes	40 => 60

L'allongement de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés a impacté directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du Concédant ainsi que les dettes et créances réciproques.

À compter du 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un changement d'estimation dans ses comptes de la durée de vie des colonnes montantes passant de 40 à 60 ans.

Ce changement de durée n'a pas généré de reprises de provisions pour renouvellement, ces ouvrages restant des ouvrages renouvelables au titre du nouveau contrat de concession. En ce qui concerne les dotations aux amortissements, le changement d'estimation mis en œuvre en 2020 a été appliqué de façon prospective.

Devant des impacts significatifs de ces changements (reprises de provisions pour renouvellement, variations des droits du Concédant et des dettes et des créances réciproques), il est indispensable que le SDEC ÉNERGIE ait accès et soit associé aux études en amont qui président aux changements de ces durées d'amortissement ;

Ceci qui n'a jamais été mis en œuvre malgré les demandes réitérées du SDEC ÉNERGIE.



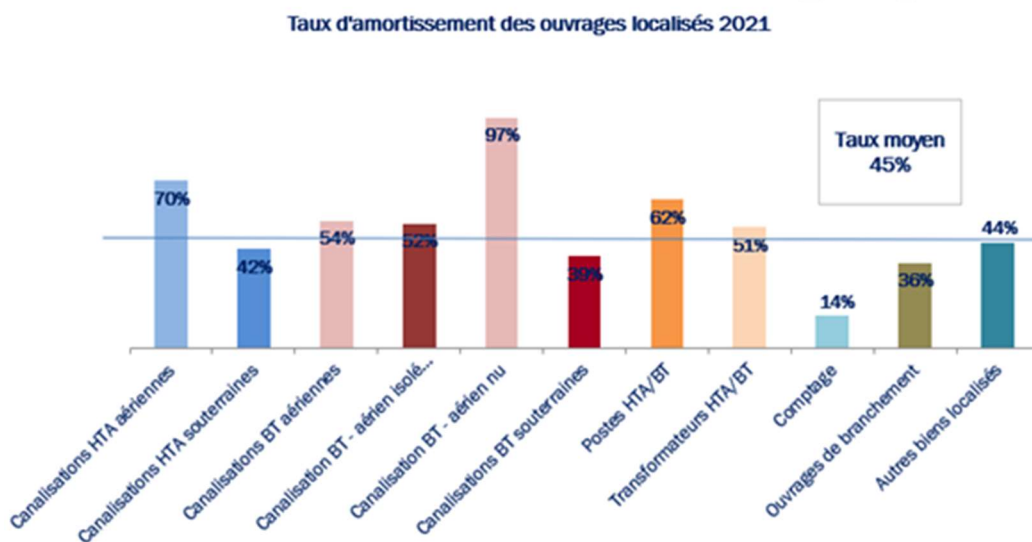
12. Les taux d'amortissements

La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2021 à 751 757 k€, pour un amortissement total constitué qui se monte à 593 072 k€, soit un **taux d'amortissement moyen (c'est-à-dire le rapport du montant des amortissements constitués sur la valeur brute pour l'ensemble des biens concédés que ceux-ci soient localisés ou non) s'élevant à fin 2021 à 44,1 %**, il s'agit selon l'auditeur du SDEC ÉNERGIE d'un **taux relativement bas**, traduisant un **âge moyen comptable jeune (moyenne constatée 45,3%)**.

Ce taux est en augmentation régulière a minima pour le quinzième exercice consécutif. Il progresse de 0,6 point en moyenne chaque année sur la période 2011-2021.

Ce taux varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages. À fin 2021, le taux d'amortissement des ouvrages est le plus élevé pour les réseaux BT aériens nus (97%) en croissance constante depuis a minima 9 exercices.

A contrario, les réseaux souterrains BT et HTA sont la typologie d'ouvrages présentant le taux d'amortissement le plus faible (respectivement 39% et 42%), hors branchements et compteurs localisés (« Linky » et « marché d'affaires »).



Typologie d'ouvrages localisés	2018	2019	2020	2021
Canalisations HTA aériennes	66%	68%	70%	70%
Canalisations HTA souterraines	39%	40%	41%	42%
Canalisations BT aériennes	51%	52%	53%	54%
Canalisation BT - aérien isolé (torsadé)	49%	51%	52%	52%
Canalisation BT - aérien nu	97%	97%	97%	97%
Canalisations BT souterraines	36%	37%	38%	39%
Postes HTA/BT	60%	60%	61%	62%
Transformateurs HTA/BT	49%	49%	50%	51%
Comptage	8%	9%	11%	14%
Ouvrages de branchement	42%	41%	34%	36%
Autres biens localisés	42%	42%	41%	44%
Taux moyen d'amortissement des ouvrages localisés	43%	44%	44%	45%

13. Les provisions pour renouvellement (PR)

Au titre du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis n'a plus l'obligation de constituer des provisions pour renouvellement.

Le stock de provisions pour renouvellement au terme du contrat précédent ayant été maintenu dans les passifs du contrat en vigueur, il est apuré au cours du contrat en vigueur par les mécanismes usuels de réaffectation comptable lors de chantiers de renouvellement ou le cas échéant de reprise au résultat du compte d'exploitation.

Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si Enedis renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées.

Si Enedis ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat. La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle au passif de la concession.

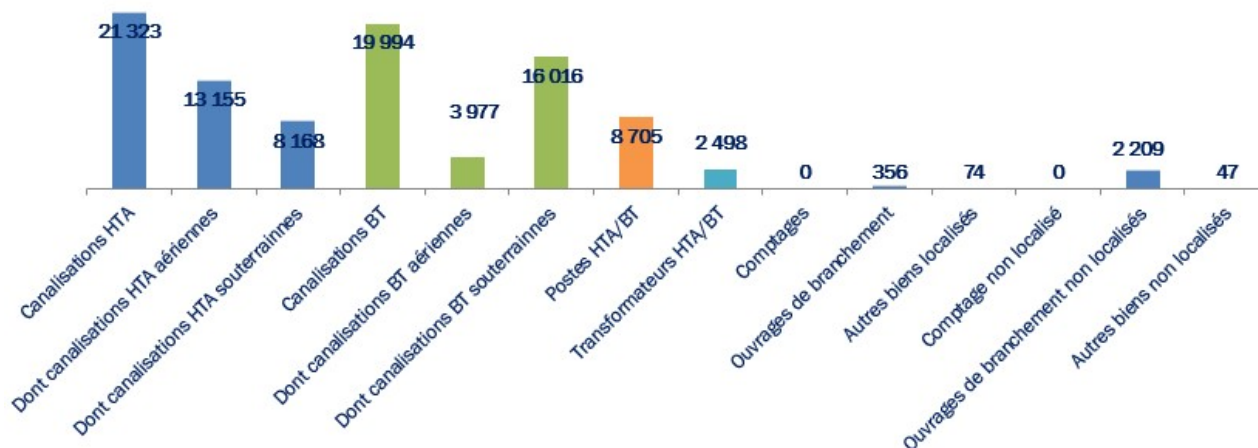
Les provisions pour renouvellement étaient constituées sur les ouvrages concédés renouvelables, dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession.

Il n'était pas constitué de provisions pour renouvellement pour les biens ruraux situés dans des communes de régime d'électrification rurale (sauf une provision pour renouvellement de 20% au niveau national).

Les provisions pour renouvellement constituées sont transformées en financement du Concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du Concédant).

Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 55 206 k€ à fin 2021, ce stock est en baisse depuis trois exercices consécutifs, il décroît de 3 % par rapport à 2021 (soit - 1 727 k€).

Montants des provisions pour renouvellement par catégories d'ouvrages en k€



Les provisions pour renouvellement sont pour 96% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux BT représentent 36% toutes technologies confondues (les réseaux BT souterrains

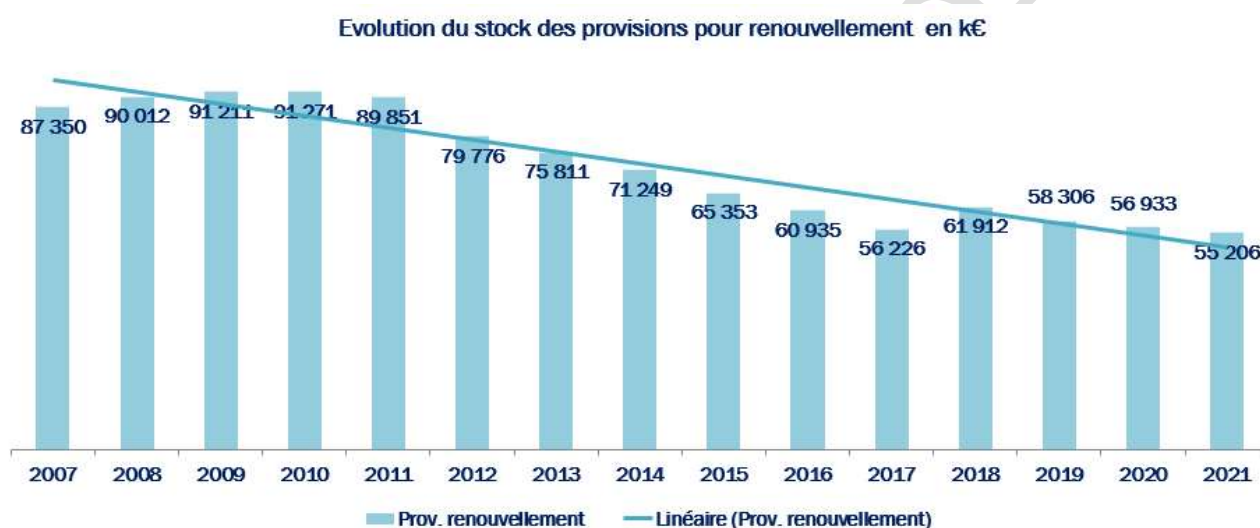
représentent 29%) et les réseaux HTA représentent 39% toutes technologies confondues (les réseaux HTA souterrains représentent 24%).

Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage.

Entre 2011 et 2021, le stock de provisions pour renouvellement s'est considérablement réduit de 34 645 k€ soit de 39%.

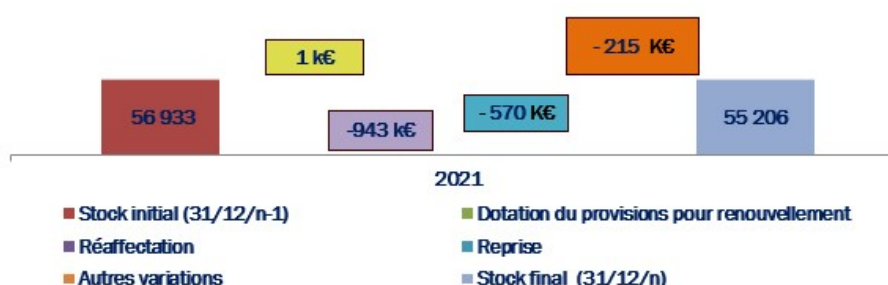
Cette baisse concerne en particulier le stock de provisions pour renouvellement constitué pour les ouvrages suivants : les transformateurs, les branchements, les canalisations aériennes HTA, les canalisations aériennes BT et les canalisations souterraines HTA et BT.

Si la baisse du stock de provisions pour renouvellement s'explique par l'utilisation de la provision pour renouvellement lors du renouvellement des ouvrages, certains traitements comptables expliquent aussi cette décroissance : allongement de la durée de vie de certains ouvrages (biens renouvelables devenant non renouvelables avant le terme du contrat), sortie automatique des branchements une fois leur fin de vie comptable, attente et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées notamment.



14. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices

2020/2021 : Evolution du stock de provisions pour renouvellement en k€



Dans le cadre des missions de contrôle depuis cinq exercices, Enedis transmet un tableau fiabilisé des flux comptables relatifs aux provisions pour renouvellement indiquant, pour chaque catégorie d'ouvrages, le montant en k€ des dotations, des affectations et des reprises de provisions pour renouvellement au résultat survenus au cours de l'année.



La communication de ce tableau améliore la connaissance des flux qui viennent modifier le stock de provisions pour renouvellement, ce qui est positif.

Sur la base de ce tableau, il a été réalisé le graphique ci-dessus qui fait ressortir :

- Une dotation aux provisions de 1 k€ concernant les autres ouvrages localisés. Enedis a expliqué cette dotation par des mouvements de régularisations comptables.
- Une réaffectation en tant que financement Concédant sur des nouveaux ouvrages mis en service en 2021 d'un montant de 943 k€ de provisions pour renouvellement, essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (411 k€) et sur les réseaux BT souterrains (354 k€).
- Une reprise de 570 k€ portant essentiellement sur les postes HTA/BT et les réseaux BT.

En outre, cette reconstitution du stock de PR fait apparaître un écart de -215 k€ qui proviendrait d'un retard dans la liquidation de l'affectation des passifs. Cet écart concerne essentiellement les réseaux HTA aériens (écart de -289 k€), les réseaux HTA souterrains (écart de +157 k€), les réseaux BT souterrains (écart de -81 k€) et les réseaux BT aériens (écart de -27 k€).



Les montants de la dotation aux provisions pour renouvellement ainsi que de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le Compte rendu d'activité 2021.

Projet-2023-10-08

15. L'évolution des droits du Concédant

Les « comptes spécifiques de concessions » correspondent aux droits des Concédants de récupérer les biens concessifs en fin de contrat dès lors qu'ils les ont financés.

Ils sont la résultante de la contre-valeur des biens inscrits à l'actif (c'est-à-dire la valeur nette comptable de l'ensemble des ouvrages) à laquelle s'ajoutent les amortissements de financement apportés par les Concédants et dont sont déduits les financements du Concessionnaire non amortis.

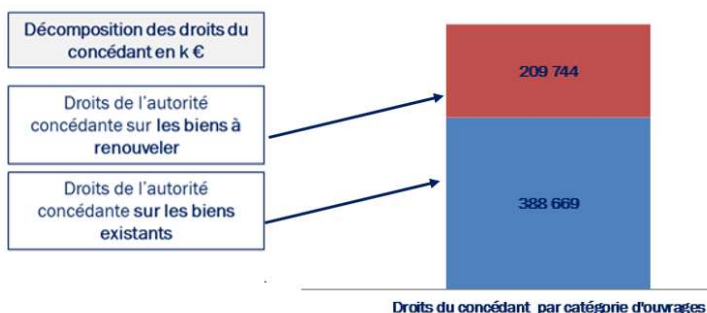
Au 31 décembre 2021, le montant des droits du Concédant s'élève à 598 412 k€ en augmentation de 2% par rapport à l'exercice précédent, et en hausse moyenne depuis 2011 de 3 %.



Les droits du Concédant sont composés des droits du Concédant sur les ouvrages existants et des droits sur les ouvrages à renouveler.

1) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est obtenu en soustrayant de la valeur nette de l'ensemble des ouvrages (appelée aussi droits en nature) à la somme des financements non amortis du Concessionnaire (appelée aussi créance en espèces).

2) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est égal au montant des amortissements constitués par le Concessionnaire sur les biens financés par le Concédant.



La valeur nette des ouvrages (ou droits en nature) a augmenté en 2021 de 3% pour atteindre 751 757 k€. Les financements non amortis du Concessionnaire (créance en espèces) sont estimés à 363 088 k€ à fin 2021, en hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est évalué 388 669 k€ en augmentation de 1 %. Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est évalué à 209 744 k€ à fin 2021, en augmentation de 5 %.

Les droits du Concédant s'appuient sur les données fournies par le Concessionnaire à partir du fichier inventaire comptable des ouvrages de la concession. Les éléments relatifs aux origines de financement ont été fournis par le Concessionnaire par ouvrage.

Comme les exercices précédents, le Concédant signale que les montants des droits du Concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec réserves. Ces réserves sont liées :

- À l'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale,
- aux modalités de calcul des provisions avec les modifications des durées de vie comptable,
- à la gestion comptable des ouvrages non localisés,
- au traitement comptable des raccordements.

Projet-2023-10-03

16. L'évolution du ticket de sortie



L'article 49 B du cahier des charges conclu le 29 juin 2018 précise que l'Autorité concédante (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

L'Autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration. L'Autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans, adressé au Concessionnaire.

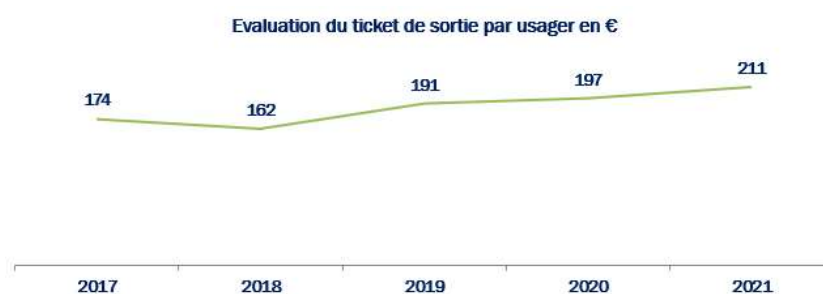
Dans l'un ou l'autre cas une indemnité est calculée, égale cumulativement à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du Concessionnaire, réévalué par référence au TMO, (le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE) et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'Autorité concédante devrait verser au Concessionnaire. Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le Concessionnaire devrait verser à l'Autorité concédante.

Ce calcul dénommé « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession.

À partir des données communiquées par Enedis, il est estimé à 98 986 k€ en 2021.

Depuis a minima 2011, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du Concédant envers Concessionnaire en cas de sortie, cette dette rapportée au nombre d'usagers représentant une dette potentielle de 211 €/us.



Le solde des dettes et créances réciproques, en défaveur du Concédant, est potentiellement aggravé du fait de différents biais sur les composantes de calcul des dettes et créances réciproques et dont les effets sont plus ou moins quantifiables.

Il est à noter cependant, que le versement de ce ticket de sortie ne serait mis en œuvre que dans le contexte très particulier évoqué ci-dessus, il faudrait ainsi que le maintien du service ne présente plus d'intérêt pour l'autorité Concédante, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

En outre, il faut rappeler que le juge administratif limite l'indemnisation du Concessionnaire à la valeur nette non amortie des ouvrages qu'il a financés.

Ainsi si le calcul ci-dessus devait aboutir à fixer une indemnité de sortie dont le montant serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du Concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, sa régularité serait dès lors contestable.

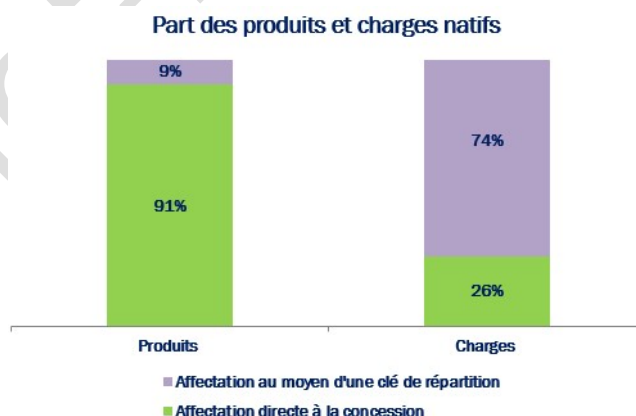
17. Le compte d'exploitation : qualité de l'information

Le Concédant relève une **amélioration sensible** depuis plusieurs années de la présentation des informations financières qui sont **moins dispersées et plus détaillées** :

- Depuis 2012, présentation des recettes d'acheminement par puissance souscrite,
- Depuis 2014, indication pour chaque produit et charge, du montant affecté directement à la concession et du montant reparté ainsi que de sa clé de répartition principale,
- Depuis 2015, décomposition du poste « autres consommations externes » qui représente 15% des charges en distinguant les 6 natures suivantes (achat, de matériel, de travaux, d'informatique et de télécommunication, tertiaire et prestations, bâtiments, autres achats),
- Depuis 2016, décomposition des reprises de provisions et d'amortissement.
- Depuis 2015, une partie des éléments financiers sont calculés à la maille des 25 directions régionales.

Il est à noter que **depuis 2017 aucun changement méthodologique n'est survenu.**

18. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non



Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession ne sont pas tous « natifs ». Dans ce cas, le Concessionnaire communique chaque année :

- Les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille concession,
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total affectable à la concession.

9% des produits de la concession sont issus d'une clé, contre 74% pour les charges en 2021 :



91 % des produits sont donc natifs tandis que seulement 26% des charges sont natives de la concession.

La part de charges natives stagne depuis au moins deux exercices,

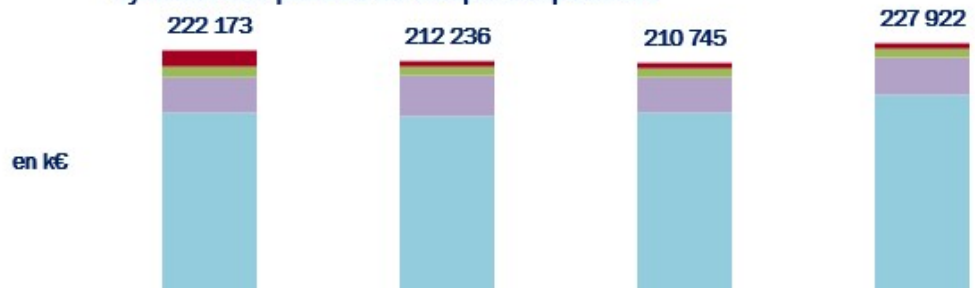
En conclusion, le peu de charges natives, la complexité des clés de répartition et la globalisation de certains postes de charges ne permettent pas de fournir une image financière représentative de l'équilibre financier de la concession.

19. Le compte d'exploitation : évolution des produits

Les produits en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087	10%
Recettes de raccordements et prestations	9 009	9 011	8 041	9 035	12%
Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915	4%
Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885	-22%
Total des produits	222 173	212 236	210 745	227 922	8%
Total des produits hors contribution à l'équilibre	207 522	208 340	205 749	224 037	9%



Synthèse des produits au compte d'exploitation



	2018	2019	2020	2021
■ Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885
■ Recettes de raccordements prestations	9 009	9 011	8 041	9 035
■ Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915
■ Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087
Total des produits	222 173	212 236	210 745	227 922

Les produits s'élèvent à 227 922 k€ en 2021, en progression de 8 % par rapport à l'exercice précédent. Si nous neutralisons les effets de la contribution d'équilibre (3 885 k€), la valeur des produits progresse de 9%.

Les produits se composent au principal :

1. Des recettes d'acheminement pour 182 087 k€,
2. Des recettes de raccordements et prestations, pour 90 35 k€,
3. Des autres produits, pour 32 915 k€.

1) Les recettes d'acheminement intègrent les recettes liées au TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) facturées aux usagers du réseau (182 040 k€) et les recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur, c'est-à-dire les quantités livrées, mais non facturées à la clôture de l'exercice comptable, il s'agit d'une variation qui peut être positive ou négative (en 2021 47 k€).

Les recettes d'acheminement, hors recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur (182 040 k€) proviennent majoritairement des clients BT ≤ à 36 kVA (72%), représentent 81% des produits et sont en progression de 9.8 %.

Cette progression est liée à la conjugaison de deux phénomènes d'une part, la reprise économique et d'autre part un effet prix favorable (hausse du TURPE de 2,75 % en août 2020 et de 0.9% en août 2021). Cette progression est comparable à celle observée à la maille nationale +7 %.

2) Les recettes de raccordements et de prestations qui représentent 4% des produits et sont en progression de 12% par rapport à 2020 (7 043 k€ de recettes de raccordement 1993 k€ de recettes de prestations).

Le contexte pandémique ayant fortement impacté les résultats de 2020, il s'agit d'un retour à un résultat semblable aux exercices antérieurs à la crise sanitaire, portée par un fort développement des installations de production notamment dans la filière photovoltaïque.

Le chiffre d'affaires prestations est de 1 992 k€ en 2021, en augmentation de 247 k€ par rapport à 2020 (1 745 k€), soit +14,16%. Cette évolution reflète celle observée à la maille d'Enedis.

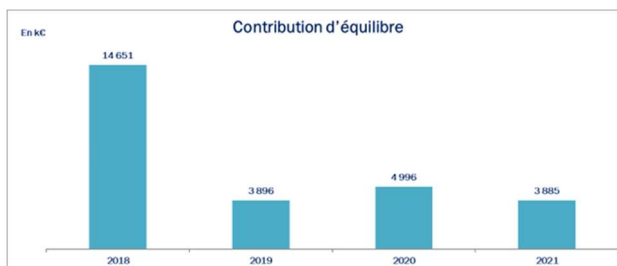
3) Les « autres produits » qui représentent 15 % des produits sont en progression de 4 % par rapport à l'exercice précédent. Ces recettes correspondent :

- aux autres recettes : prestations réalisées pour d'autres entités du groupe EDF ou dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF et qui s'élèvent à 2 499 k€ en retrait de 7% par rapport à 2020,
- À la production stockée et immobilisée (19 529 k€) qui représente la valorisation des travaux réalisés par Enedis pour elle-même et qui vient neutraliser la charge correspondante à ces coûts internes, cette recette est en progression de 2 % par rapport à l'exercice précédent. Cette reprise partielle est liée à la sortie du contexte pandémique. Cependant, le ralentissement du déploiement des compteurs LINKY™ ne permet pas de retrouver les niveaux antérieurs.
- Les reprises sur amortissements et reprises de provisions pour renouvellement atteignent 9 159 k€ en 2021 en progression de 5% par rapport à l'exercice précédent.

20. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre

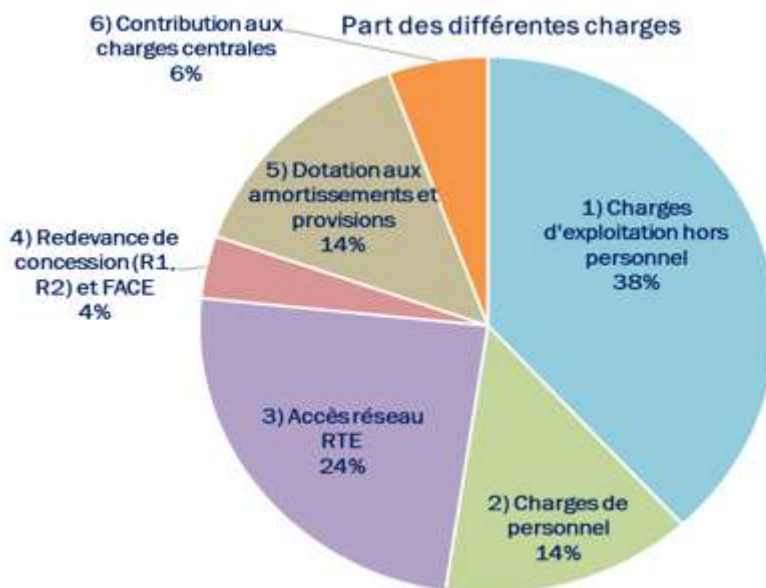
En 2021, et comme les exercices précédents (depuis 2011), une contribution d'équilibre vient accroître les produits d'exploitation.

Cette contribution représente la contribution des autres concessions d'Enedis vers la concession du Syndicat. Il est à noter sur ce point que tant qu'une faible partie des charges étant natives de la concession, la représentativité de cette contribution reste à relativiser.

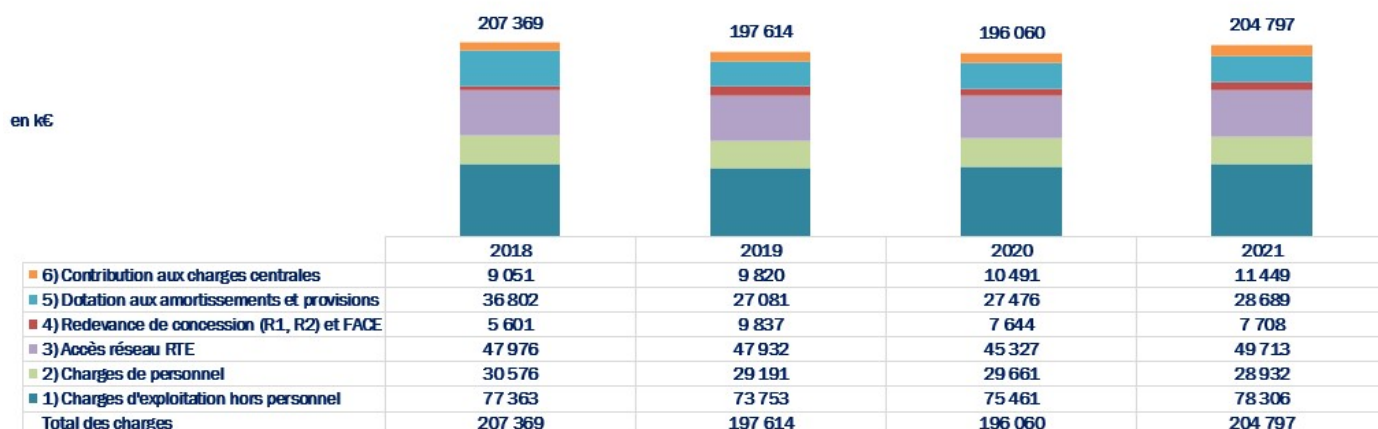


21. Le compte d'exploitation : évolution des charges

Les charges en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
1) Charges d'exploitation hors personnel	77 363	73 753	75 461	78 306	4%
2) Charges de personnel	30 576	29 191	29 661	28 932	-2%
3) Accès réseau RTE	47 976	47 932	45 327	49 713	10%
4) Redevance de concession (R1, R2) et FACE	5 601	9 837	7 644	7 708	1%
5) Dotation aux amortissements et provisions	36 802	27 081	27 476	28 689	4%
6) Contribution aux charges centrales	9 051	9 820	10 491	11 449	9%
Total des charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%



Synthèse des charges au compte d'exploitation



Les charges progressent de 4 % en 2021 (196 060 k€ en 2020, 204 797 k€ en 2021). Elles sont composées :

1) Des charges d'exploitation hors personnel en progression de 4 % (78 306 k€), elles représentent 38% des charges et elles rassemblent :

- Les charges pour « autres consommations externes » (30 901 k€) qui représentent 15% des charges d'exploitation sont en baisse à nouveau de 8.3% par rapport à l'exercice précédent. Ces charges comprennent les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles (appareillage, les câbles, connectiques et supports, l'interface clientèle, la logistique industrielle), les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités et les redevances d'occupation du domaine public (RODP). La baisse constatée serait liée au principal à la fin du déploiement du compteur LINKY™.
- Les charges d'achat d'énergie pour la compensation des pertes (18 010 k€) qui progressent fortement de 32 % en 2021 et qui représentent 9 % des charges d'exploitation. Le délégataire justifie cette variation par les tensions sur les marchés de l'énergie au dernier trimestre qui se sont traduites par une hausse du coût de ces achats. Cette évolution coïncide avec celle observée à la maille nationale.
- Les autres dotations d'exploitation qui correspondent essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre. Les autres dotations d'exploitation (19 262 k€) progressent de 9% et représentent 3 % des charges d'exploitation en 2021.
- Les autres impôts et taxes (CFE, IFR, et taxes foncières) pour un montant de 3 760 k€ qui diminuent de 19% et qui représentent 2 % des charges d'exploitation. La baisse constatée est similaire à celle constatée au niveau national, elle est liée à une diminution de la charge de l'impôt, conséquence de la mise en œuvre du plan de relance par le gouvernement.
- Les autres charges qui correspondent aux autres types de charges d'exploitation courantes (6 352 k€) qui hausse de 32 %. Ces charges correspondent au principal à la valeur nette des ouvrages mis au rebut. L'évolution constatée est similaire à celle constatée au niveau national.

2) Des charges de personnel (28 932 k€) qui diminuent de 2 %. Ces charges évoluent de manière semblable au niveau national. Elles couvrent les salaires et traitements du personnel d'Enedis affecté totalement ou partiellement à la concession du SDEC ÉNERGIE ainsi que les charges sociales afférentes. Les charges de personnel représentent 14% du total des charges.

3) Des charges d'accès réseau RTE pour 49 713 k€ qui progressent de 10 % par rapport à 2020. Ces charges représentent 24% de l'ensemble des charges. Cette augmentation reflète celle observée à la maille nationale. Cette hausse est majoritairement due à l'effet volume (hausse des consommations du

fait de la reprise post-crise sanitaire et du climat) couplé à un effet prix lié à l'indexation de la part « transport » du TURPE.

4) Des charges de redevances de concession (R1, R2) et la contribution au CAS FACE (Compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale).

Les redevances de concessions atteignent 4 148 k€ en 2021, elles sont en légère hausse par rapport à 2020 (4 043 k€ soit +105 k€), +2,6%. Cette variation est en ligne avec l'évolution nationale. La contribution au CAS FACE d'Enedis atteint 3 580 k€ en léger retrait par rapport à 2020. Cette contribution correspond à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au FACE.

5) Des dotations aux amortissements atteint 28 688 k€ en 2021, elles progressent de 5 % par rapport à l'exercice précédent et représentent 14% des charges. Les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé correspondent à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du Concédant et, d'autre part, celui des financements du Concessionnaire. Au niveau national, cette rubrique suit la même tendance et augmente de 4,2%.

La dotation aux provisions pour renouvellement atteint 1 k€ en 2021, ce résultat est logiquement lié à l'arrêt de la dotation à la provision pour renouvellement, à la suite de la conclusion de la convention de concession en date du 29 juin 2018.

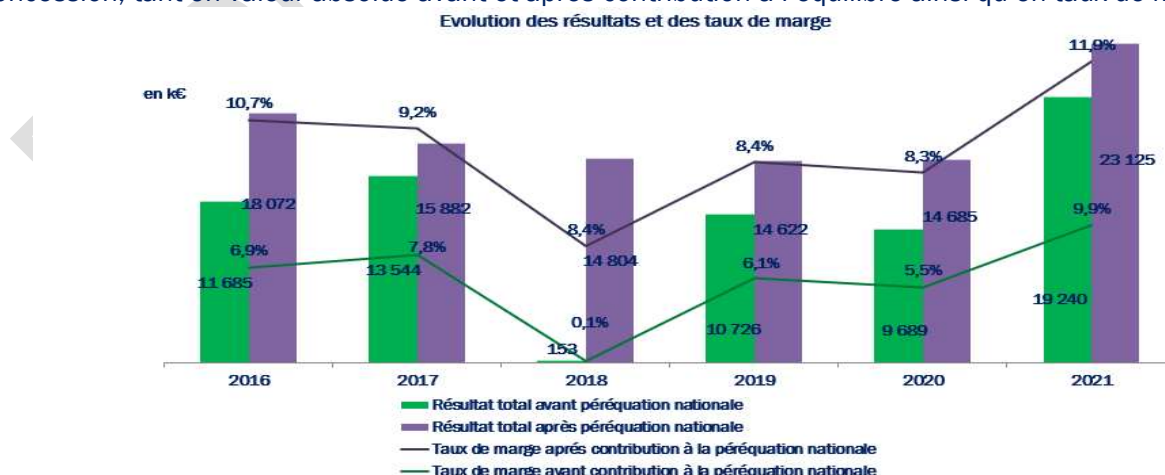
6) De la contribution aux charges centrales qui recouvre les différentes charges constatées au niveau des services centraux qui progressent de 7 %. (11 491 k€) et représentent 5% des charges.

22. Le compte d'exploitation : le résultat

Le résultat avant péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	207 522	208 340	205 749	224 037	9%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
Résultat	153	10 726	9 689	19 240	99%

Le résultat après péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	222 173	212 236	210 745	227 922	8%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
Résultat	14 804	14 622	14 685	23 125	57%

En 2021, la concession affiche des résultats particulièrement élevés relativement à l'historique de la concession, tant en valeur absolue avant et après contribution à l'équilibre ainsi qu'en taux de marge.



La concession est donc largement bénéficiaire (+ 99% pour le résultat d'exploitation) avec un taux de marge en très forte augmentation. Il atteint 11,9% après contribution (+ 12,4 points) du fait d'une

augmentation des charges (+4% pour le total des charges) moindre que la hausse des produits (+9%) en progression sur les postes de produits majeures (recettes d'acheminement +9,7%, raccordements et prestations +12%).

Si le contexte sanitaire de l'année 2020 peut justifier des produits plus faibles, et un résultat d'exploitation moins important, soulignons que les produits liés aux raccordements, et toutes les sous-catégories de recettes d'acheminement dépassent leur niveau de 2019.

Au niveau national, on observe une tendance similaire avec un résultat d'exploitation en hausse à 1 865 M€ contre 1 206 M€ en 2020. Le résultat net progresse de +77% et passe de 767 M€ en 2020 à 1 196 fin 2021.



Ainsi, les variations observées au niveau du résultat d'exploitation (il double) s'expliquent partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020. **Toutefois, un niveau aussi important en valeur absolue amène à s'interroger sur le juste niveau de TURPE, ou bien sur la capacité d'Enedis à mieux investir sur le périmètre concédé, à tout le moins si cette situation perdure. La surveillance de l'évolution de cet indicateur doit donc se poursuivre.**

23. Les flux financiers

Les différents flux financiers en k€ hors taxes	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Redevance R1	1 135	1 900	1 291	1 306	1 %
Redevance R2	2 980	4 294	2 752	2 842	3 %
Article 8 participation pour les effacements des réseaux	575	650	650	650	0%
Part couverte par le tarif (PCT)	607	222	439	773	76%
Facé	5 138	4 797	4 375	4 026	- 8 %

La redevance annuelle versée par Enedis au SDEC ÉNERGIE est composée de deux parts :

- La part R1 qui a pour objet de compenser les frais supportés par le SDEC ÉNERGIE dans l'exercice de son pouvoir d'autorité Concédante,
- et la part R2 qui a pour objet de compenser partiellement les dépenses effectuées par l'Autorité concédante au bénéfice du réseau concédé.

Les modalités de calcul de la R1 et de la R2 sont fixées à l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention de concession en date du 29 juin 2018. En 2021, le montant de la redevance R1 atteint 1 306 k€ en progression de 1%. La redevance R2 atteint 2 842 k€ en hausse de 3%.

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges, Enedis participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Dans le cadre de la convention en date du 29 juin 2018, cette participation a été fixée à 40% du coût de financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite de à 650 000€ k€ HT.

Les travaux de raccordement réalisés par le SDEC ÉNERGIE qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages à Enedis sont éligibles au reversement par le Concessionnaire de la part financière des travaux couverte par le tarif (PCT). C'est à ce titre qu'Enedis a versé 773 k€ au SDEC ÉNERGIE en 2021.

Il est à noter que le flux Facé indiqué dans le tableau ci-dessus ne représente pas une ressource contractuelle versée directement par Enedis au Syndicat, il s'agit du montant des aides à l'électrification rurale attribué au titre de l'année N pour le département du Calvados par le CAS Facé. Il s'agit d'une des recettes du Syndicat lui permettant de financer les travaux qu'il réalise sur le réseau de distribution publique d'électricité.

24. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE



POINTS FORTS

- La réduction progressive de la part des ouvrages non localisés (part des ouvrages non localisés en 2021 18%),
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages 3.8% sur la chronique 2012/2021.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2021 affichée au compte rendu d'activité sur la base des données communiquées par le Concessionnaire à la maille des communes et par type d'ouvrages.
- Un taux d'amortissement (44,1 %) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 45,3%).
- La transmission d'un tableau de variation du stock de provisions pour renouvellement présentant les flux de dotations/reprises/réaffectations des provisions pour renouvellement par type d'ouvrages,
- Le montant de la dotation globale aux PR et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2021.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant et en progression après la pandémie, avec un niveau d'investissement lié à l'amélioration du patrimoine qui se situe au-dessus de moyenne 2011/2021.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Le maintien et la progression des montants de travaux mis en concession annuellement en dehors des effets de la localisation des ouvrages.
- L'évolution du résultat d'exploitation de la concession, de la contribution à l'équilibre et du taux de marge.

Points en attente en 2022 :

- La localisation des liaisons réseaux des branchements qui aurait dû intervenir au titre de l'inventaire 2021 (Enedis a précisé sur ce point que les contraintes sanitaires ont retardé les développements informatiques utiles).
- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur deux exercices consécutifs afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.
- Les motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.
- L'insertion des numéros d'affaires dans toutes les requêtes comptables afin de faire le lien avec les travaux et la mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).
- La communication du barème de valorisation des ouvrages remis par le Concédant.

POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS



- L'absence d'un inventaire comptable détaillant et localisant l'ensemble des ouvrages, quelle que soit leur nature (biens de retour, les biens de reprise et les biens propres).
- Les éléments communiqués par le Concessionnaire afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation doivent être complétés et précisés (taux moyen annuel d'écart de valorisation 2021, 32% en progression de 22%).
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement Concedant par immobilisation en distinguant (financement Concedant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- 26% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.

Projet-2023-10-03

**LA CONCESSION DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
ET DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÈGLEMENTÉS DE VENTE (TRV)
EN 2021
SYNTHÈSE**

I. LES DONNÉES CHIFFRÉES À RETENIR

1. LES USAGERS

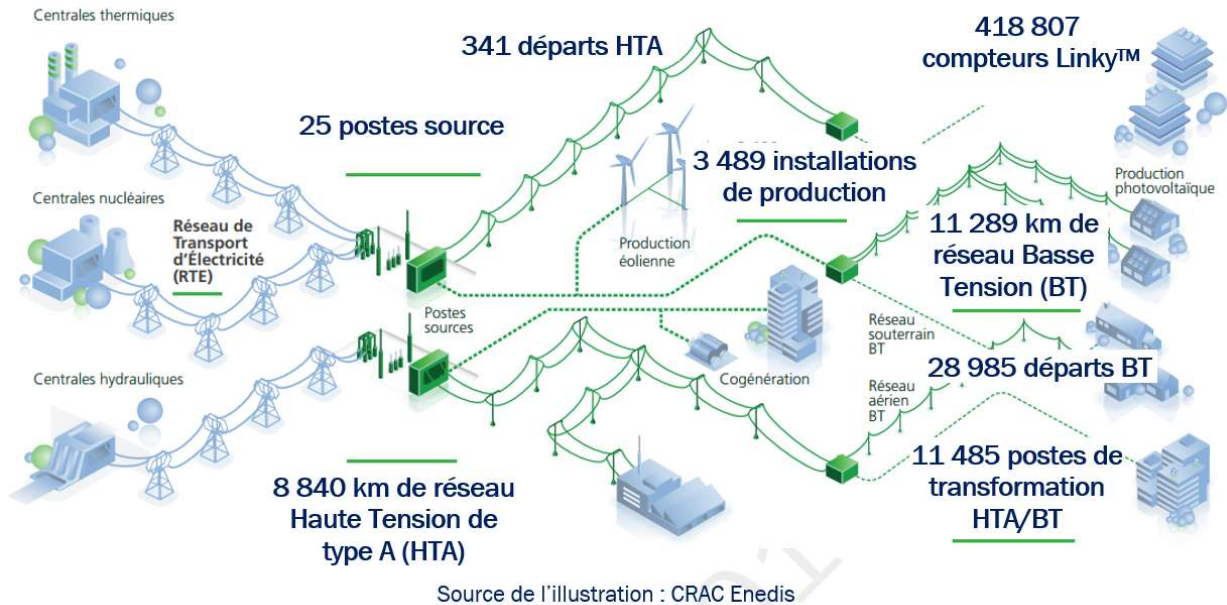
- 468 247 usagers en soutirage** (+ 1,5%) dont **61,5%** des usagers aux TRV.
- 4 443 GWh acheminés** (+ 9,7%) dont **33%** consommés par des usagers aux TRV.
- 99%** des usagers sont des usagers C5, ils absorbent **59%** de la consommation.
- 63%** des usagers résident en zone urbaine (au sens du CAS Facé).
- 87%** des usagers sont issus du secteur résidentiel et **11%** du secteur tertiaire.
- 3 489 installations de production d'énergies renouvelables** sont raccordées au réseau de distribution d'électricité (+ 5%), **98%** des installations sont des **installations photovoltaïques**, **95%** sont des **installations BT ≤ 36 kVA**.
- La **quantité d'énergie** produite par les sites d'injection se **contracte de 11%** et atteint **436 GWh**. **71%** du volume injecté provient d'**installations éoliennes** et 9% des installations photovoltaïques.
- Les taux de relève** sont bons, ils s'améliorent notamment compte tenu du déploiement du compteur LINKY™.
- 418 807 compteurs LINKY™** ont été posés, Ils représentent **91%** du volume des compteurs actifs C5 et **99%** sont communicants. Le déploiement en masse du compteur s'est **terminé en 2021**, le niveau d'acceptabilité du compteur **a été particulièrement bon** pendant sa période de déploiement.
- Les taux de réalisation des prestations** par ENEDIS dans les délais standard ou convenus sont **bons**. On dénombre **274 642 prestations réalisées** sur le territoire de la concession.
- 3 273** raccordements réalisés dont **2 945 raccordements en soutirage** (+18%) et 328 **raccordements en injection** (+46%). **Les délais de raccordement s'améliorent** pour les installations de soutirage ≤ à 36 kVA (sans adaptation de réseau 56 jours/62 jours précédemment ; avec adaptation des réseaux 154 jours/198 jours précédemment).
- Le nombre de **pénalités versées par tranche de 5 heures de coupures** reste **supérieur** à la moyenne constatée sur les exercices précédents.
- Le nombre de réclamations progresse** quel que soit le Concessionnaire concerné ainsi que le taux de réponse dans les 15 jours ou le délai moyen de réponse aux réclamations.
- Les **taux de satisfaction** des usagers **sont bons**.

2. LES TRAVAUX

- Enedis a mis en concession **164 km de réseau**, dont **53 km** de réseau BT et **112 km** de réseau HTA : **le retour au niveau de 2019 n'est pas atteint**, **91%** des travaux **sont souterrains**.
- Le taux de renouvellement des ouvrages s'établit à 0,18% : c'est le plus bas depuis les 3 derniers exercices. **La portée de cette donnée reste limitée**.
- 75 km** de **réseaux HTA aériens** ont été **renovés**, c'est un retour aux volumes renovés de 2017/2018.
- 258 km** de haies élaguées, c'est un peu moins qu'en 2019.
- Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 **sont bons avec deux exceptions**.

3. LES OUVRAGES

LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



- ❑ Le réseau de distribution d'électricité est composé de 20 128 km de canalisations réparties en deux niveaux de tension : 11 289 km de réseau BT et 8 840 km de réseau HTA. 56% de ce réseau est constitué par du réseau BT, c'est une proportion constante.
- ❑ Les postes source alimentent 341 départs HTA, dont 45% sont dits souterrains. Aucun départ HTA n'a une longueur > à 100 km et 24 départs ont une longueur comprise entre 70 km et 100 km.
- ❑ Les départs HTA sont raccordés à 11 485 postes de transformation qui alimentent 28 985 départs BT, dont 66% sont dits souterrains.
- ❑ 66% de ce réseau électrique se situe dans les communes rurales au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
- ❑ Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent en 2021 respectivement de 0,8% et de 0,4%.
- ❑ Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à 57%, alors que celui du réseau HTA est de 47%.
- ❑ Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres, la part de réseau fragile est limitée sur la concession : <1% de réseau HTA aérien en fils nus de faible section, 3% de réseaux HTA aérien à risques climatiques avérés, 2% de réseau HTA souterrain CPI, 4% de réseau BT aérien en fils nus. Ces linéaires sont renouvelés à un rythme plus ou moins important.
- ❑ On dénombre 16 472 ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes). Nous ne disposons pas d'un inventaire localisé des ouvrages composant les branchements individuels.
- ❑ L'âge moyen des réseaux varie fortement en fonction de ses caractéristiques. Le réseau BT et le réseau HTA ont en moyenne 30 ans sur le périmètre de la concession. Pour ce qui concerne le réseau BT, le calcul de l'âge moyen du réseau a une pertinence limitée.
- ❑ Les données patrimoniales varient entre les différentes bases de données d'Enedis.



4. LA QUALITÉ

- ❑ Les taux d'usagers mal alimentés en tenue de tension et en continuité sont bons et s'améliorent (**0,17% pour les deux en 2021**).
- ❑ **Aucun départ HTA** n'est en contrainte de tension. **0,5%** des départs BT sont dits mal alimentés (133).
- ❑ Le critère B TCC s'établit à **62 minutes, en diminution de 12 minutes** par rapport à 2020. Le critère **B HIX s'établit à 47 minutes, il est très inférieur à celui de 2020 (-29%)**. Les incidents sur le réseau HTA contribuent à **44%** du critère B de la concession. Le critère B HIX est imputé aux coupures liées **aux incidents pour 30 min et liées aux travaux pour 17 min**. Sur 2018-2021, **20 %** du critère B HIX a pour origine **des incidents d'origine climatique**.
- ❑ Sur la chronique 2018-2021, **80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 211 min** (contre 263 min sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes ou une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.
- ❑ **374 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 47 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession)** soit 200 117 usagers BT, soit 28 % des usagers BT. La pertinence de ces données en l'absence de chroniques plus longues est limitée. Elle sera à conforter dans les prochaines missions de contrôle.
- ❑ **La fréquence de coupures perçues par les usagers BT décroît, quel que soit le type de coupures concernées (longues, brèves ou très brèves)** : ainsi le nombre moyen de coupures longues subies par un usagers BT est de 0,65 coupure (-17%), le nombre moyen de coupures brèves subies par un usagers BT est de 0,89 coupure (-41%), La fréquence de coupure très brèves s'établit à 2,12 coupures (-60%).
- ❑ **Les évolutions des valeurs repères du Schéma Directeur des Investissements (SDI) sont conformes aux attentes** pour 11 d'entre elles sur 13 (contre 7 en 2020) et 2 sont en deçà des attentes de l'Autorité concédante.

5. LA COMPTABILITÉ

- ❑ La **valeur brute des ouvrages concédés** est estimée à **1 344 829 k€** (1 345 M€). La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,7% par rapport à 2020**. La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'usagers atteint 2 872 €/usagers. Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de **canalisations (65%)**. Les ouvrages localisés représentent **82%** du patrimoine.
- ❑ Les investissements déclarés par Enedis **reviennent à leur niveau de 2019** après une forte diminution en 2020 liée à la pandémie. Ils atteignent 46 098 k€ en 2021, ce qui est satisfaisant.
- ❑ **Le niveau d'investissements de performance du réseau, hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky, est en recul** par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique : 16 122 k€ - dépenses 2021, 15 497 k€). Cette baisse est récurrente depuis deux exercices consécutifs.
- ❑ Les amortissements progressent de 5,2 % pour s'établir à **593 072 k€**. La valeur nette comptable augmente quant à elle de 2,5% pour s'établir à **751 157 k€**.
- ❑ Le taux moyen d'amortissement atteint **44,1%**. Ce taux progresse régulièrement depuis 15 ans et varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages.

- ❑ Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à **55 206 k€**. Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement se réduit de 3% en 2021.
- ❑ Le montant des droits du Concédant s'élève à **598 412 k€ en augmentation de 2%** par rapport à l'exercice précédent.
- ❑ En 2021, la concession affiche des **résultats particulièrement élevés** relativement à l'historique de la concession. Ceci s'explique partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020 et par une hausse des produits plus importantes que celle des charges.

II. NOS PRINCIPALES CONCLUSIONS

Les conclusions ci-dessous ne comportent qu'une partie des remarques des auditeurs¹. Il est indispensable de se reporter au contenu des bilans de chaque partie de la mission de contrôle afin de prendre connaissance de l'exhaustivité des remarques de l'Autorité concédante :

I USAGERS		Amélioration des délais moyens et des taux de réalisations dans les délais standard ou convenus des prestations réalisées par ENEDIS. Forte évolution de la part de compteurs LINKY TM sur le nombre de compteurs C5.
		Certaines données n'ont pas été communiquées (par exemple : le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire).
II TRAVAUX		Les taux de réalisations du PPI 2019/2022 sont en majorité satisfaisants.
		Les études techniques permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages n'ont pas été communiquées.
III OUVRAGES		Diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
IV QUALITÉ		Les critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale sont très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension, comme en continuité. L'évolution des valeurs repères est satisfaisante pour 11 d'entre elles sur 13. L'objectif de la convention ZQP est atteint. La proportion de départs BT mal alimentés est faible (0,5%). Aucun départ HTA n'est en contrainte.
V COMPTABILITÉ		La réduction progressive de la part des ouvrages non localisés (part des ouvrages non localisés en 2021 : 18%). Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu de l'évolution de la valeur brute des ouvrages 3,8% sur la chronique 2012/2021.
		L'absence d'un inventaire comptable détaillant et localisant l'ensemble des ouvrages, quelle que soit leur nature. Les éléments communiqués par le Concessionnaire afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation doivent être complétés et précisés (taux moyen annuel d'écart de valorisation 2021, 32% en progression de 22%). L'absence de communication des origines de financement pour le financement Concédant, par immobilisation, en distinguant : financement Concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement. 26% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.

¹ Sont exclus, les conclusions relatives à la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, l'ensemble des points en attente ou à surveiller lors de la prochaine mission de contrôle ainsi qu'une partie des points forts et des points faibles ou en attente récurrente.



REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 12 OCTOBRE 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : RAPPORT DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIF AU BILAN DEFINITIF DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS 2019/2022 (INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE)

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
2.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
3.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
6.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
7.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
8.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
9.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
10.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
11.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
12.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
13.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
16.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
17.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
18.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
19.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
22.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
23.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
24.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
26.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
27.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
28.	EPCI	GUERIN	Daniel
29.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
30.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
31.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
32.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
33.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
34.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
35.	CU CAEN LA MER	HUREL	Sylvain
36.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ ...	Patrick
37.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
38.	EPCI	LAGALLE	Philippe

39.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
41.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
42.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
43.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
44.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
45.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
46.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
47.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
48.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
49.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
50.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
51.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
52.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
53.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
54.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
55.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
56.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
57.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
58.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
59.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
60.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
61.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
62.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
63.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
64.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
65.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
66.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
67.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
68.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
69.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
70.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
71.	EPCI	SAINT LO	Patrick
72.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
73.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
74.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
75.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
76.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
5.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
6.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
12.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
13.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
14.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
15.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
16.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
17.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
19.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
20.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
21.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard



2023-04-CS-DB-7

22.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCIO	Jean-Pierre
25.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
26.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
27.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
28.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
32.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
33.	EPCI	GOBE	Alain
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
35.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
36.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
37.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
38.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
39.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
40.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
41.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
42.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
43.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
44.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
45.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
46.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
47.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
48.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
49.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
50.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
51.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
52.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
53.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
54.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
55.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
56.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
57.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
58.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
59.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
60.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
61.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
62.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
63.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
64.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
65.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
66.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
67.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
68.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
69.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
70.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
71.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Sonia HUE	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	LAGALLE Philippe	EPCI
2.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	149	76	2	78

* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Frédéric LEFONTAINE de Barbery (Cingal-Suisse Normande).

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, Les dispositions des article L 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales,

VU, la convention de concession liant le SDEC Energie, ENEDIS et EDF en date du 29 juin 2018 modifiée,

VU, le Programme Pluriannuel d'Investissements 2019-2022 (ci-après PPI 2019-2022) approuvé par avenant n° 1 en date du 21 décembre 2018,

VU, les dispositions, de l'article 15 de l'annexe 2 A1 du cahier des charges annexé à la convention de concession susmentionnée, relatives aux modalités de transmission au Concédant du bilan définitif des investissements du Concessionnaire au titre de PPI clos ainsi que les modalités de contrôle qui peuvent être mises en œuvre par le SDEC ENERGIE au titre des investissements qu'ENEDIS a réalisés,

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

VU, le rapport de l'autorité concédante relatif au bilan définitif du PPI 2019/2022 pour ce qui concerne les investissements réalisés par le Concessionnaire,

VU, l'avis favorable de la Commission « Concessions Electricité et Gaz » réunie le 3 octobre 2023.

CONSIDERANT les conclusions de ce bilan, reprises ci-dessous :

1. Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n° 4 « Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV) ».

Il est proposé sur ce point de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire (retard lié au contexte sanitaire et modification du programme de travaux mis en œuvre) et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.

2. Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP.
3. Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés et les travaux du concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres événements pouvant expliquer ces variations.
4. Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés, et le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Emeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.



2023-04-CS-DB-7

5. Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concedant, sont satisfaisants, même si quelques questions perdurent.

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- **PREND ACTE** du rapport relatif au bilan définitif du PPI 2019/2022 pour ce qui concerne les investissements réalisés par le Concessionnaire ;
- **DECIDE** de ne pas mettre en œuvre la procédure de dépôt visée à l'article 11 A 4 du cahier des charges compte tenu des observations apportées par le concessionnaire ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de Séance,

Patrice GERMAIN

La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE



Délibération certifiée exécutoire :

- pour avoir été publiée ou notifiée le : **17 OCT. 2023**
- et transmise en Préfecture de Caen le : **17 OCT. 2023**

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.



Rapport de l'Autorité concédante relatif au Bilan définitif du Programme pluriannuel d'investissements 2019/2022

Investissements du Concessionnaire ENEDIS

Sommaire

I.	Introduction.....	4
A.	Contexte	4
B.	Suivi et contrôle du PPI 2019/2022.....	5
1.	Le suivi de la réalisation des investissements au titre du PPI 2019/2022	5
2.	Etablissement du bilan provisoire du PPI 2019/2022.....	6
3.	Bilan définitif et contrôle de la réalisation du PPI 2019/2022.....	7
II.	Rappel des obligations du Concessionnaire au titre de PPI 2019/2022.....	9
A.	Les quantités d’ouvrages à traiter, à déposer ou à créer au titre de PPI 2019/2022.....	9
B.	Les estimations financières associées	11
III.	Les quantités d’ouvrages traités, déposés ou créés au titre de PPI 2019/2022	14
A.	Sur l’ensemble de la Concession	14
1.	Les quantités d’ouvrages traités, déposés ou créés.....	14
2.	Les dépenses d’investissements associées.....	16
B.	Dans les Zones de Qualité Prioritaire (ZQP).....	17
1.	Les quantités d’ouvrages traités, déposés ou créés.....	17
2.	Les dépenses d’investissements associées.....	17
C.	La localisation des travaux réalisés	18
IV.	Indicateurs d’évaluation de l’efficacité des travaux réalisés par le Concessionnaire	21
A.	Indicateur de performance du critère B.....	22
1.	À la maille de la concession.....	22
2.	À la maille des zones de qualité prioritaire (ZQP).....	24
3.	À la maille des communes	25
B.	Les taux d’incidents.....	28
1.	Pour 100 km sur réseau HTA aérien de la concession.....	28
2.	Pour 100 km sur réseau HTA souterrain de la concession	29
3.	Pour 100 km sur réseau BT souterrain.....	29
4.	Pour 100 km sur réseau BT aérien	30
C.	Les départs HTA et BT en contrainte.....	30
1.	Les départs HTA.....	30
2.	Les départs BT	30
D.	Les taux d’Usagers Mal Alimentés (UMA)	31
1.	Les usagers mal alimentés en tenue de tension.....	31
2.	Les usagers mal alimentés en continuité	32
E.	Conclusions générales sur l’évolution de ces indicateurs	33
V.	Contrôle du PPI 2019/2022 par échantillonnage d’affaires	34
A.	Les demandes de l’Autorité concédante	34
B.	Présentation des affaires de l’échantillon et qualité des informations communiquées	35
1.	Affaire DB22/007740, finalité n° 1 Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI.....	35
2.	Affaire DB22/001585, finalité n° 2 - Lignes aériennes HTA obsolètes.....	36
3.	Affaire DB22/002162, finalité n° 3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	37

4.	Affaire DB22/000253, finalité n° 6 - Renforcement réseau HTA	37
5.	Affaire DB22/031392, finalité n° 13 - Renforcement réseau BT	38
C.	Traçabilité des ouvrages traités déposés ou posés	39
1.	Affaire DB22/007740, finalité n° 1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI.....	39
2.	Affaire DB22/001585, finalité n° 2 - Lignes aériennes HTA obsolètes.....	40
3.	Affaire DB22/002162, finalité n° 3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du « PAC » 42	
4.	Affaire DB22/000253, finalité n° 6 - Renforcement réseau HTA	44
5.	Affaire DB22/031392, finalité n° 13 - Renforcement réseau BT	46
VI.	Conclusions générales	47
	Annexe n° 1 : Les valeurs repères du SDI au 1/01/2023.....	48
	Annexe n° 2 : Bilan provisoire – Investissements du Concédant.....	51

Projet 2023-10-01

I. Introduction

A. Contexte

Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE, ont conclu le 29 juin 2018, une convention de concession pour une durée de 30 ans. Cette convention est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2018.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante (le SDEC ÉNERGIE) a concédé la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire).

L'article 11 du cahier des charges (CDC) annexé à cette convention est consacré à la mise en place d'un **dispositif de gouvernance des investissements** incluant le renouvellement des ouvrages.

Ce dispositif de gouvernance des investissements se décline [article 11 A) du CDC, de 1 à 3] :

1. Un **Schéma Directeur d'Investissements (SDI)** correspondant à une vision long terme des évolutions du réseau ;
2. Des **Programmes pluriannuels d'Investissements (PPI)** correspondant à une déclinaison à moyen terme du SDI ;
3. Des **Programmes Annuels des investissements (PA)** respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'Autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels.

Les annexes 2 et 2A1 du CDC décrivent précisément le contenu de ces documents et leurs modalités de mise en œuvre.

Schématiquement, le SDI porte sur les priorités d'investissements respectives des parties. Il couvre la durée de la concession. Le SDI définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages qui orienteront les choix d'investissements. Ces valeurs repères sont définies à l'annexe 2A3. Elles sont reproduites en annexe n° 1 du présent bilan.

Afin de mettre en œuvre le SDI, les parties ont élaboré, de façon concertée, un 1^{er} PPI d'une durée de quatre années (ci-après le PPI 2019/2022 ou le PPI).

Ce PPI comporte des objectifs précis en quantité d'ouvrages à traiter par finalités d'investissement. Ces objectifs sont rappelés au II du présent rapport. Il a été décliné en quatre programmes annuels (PA 2019/2020/2021/2022). Ces PA ont été inclus dans les programmes prévisionnels des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (dites Conférences NOME).

À l'issue du PPI 2019/2022, les parties se sont rapprochées pour établir un bilan provisoire des investissements effectivement réalisés. Ce bilan a été qualifié « provisoire » en raison de la nécessité de le finaliser avant le 31/12/2022 date à partir de laquelle le deuxième PPI (PPI 2023/2026) devait entrer en vigueur. Pour ce qui concerne les investissements du Concessionnaire, ce bilan provisoire a été actualisé pour devenir le bilan dit « définitif ». Ce dernier comptabilise les ouvrages qu'il a mis en service à compter de la date d'élaboration du bilan provisoire jusqu'au 31/12/2022.

Le présent document a donc pour objet après avoir rappelé les obligations du Concessionnaire en matière de quantité d'ouvrages à traiter au titre du PPI 2019/2022 (II), d'une part de présenter le bilan définitif de ses investissements en quantité d'ouvrages et accessoirement en termes de valeurs financières (III), d'autre part de mesurer l'efficacité de ces investissements sur la qualité de la distribution d'électricité en général et sur l'évolution des valeurs repères du SDI en particulier (IV), puis, de présenter les conclusions du contrôle mené par le SDEC ENERGIE sur un échantillon d'investissements réalisés par le Concessionnaire (V).

Préalablement, nous présenterons ci-après les modalités de suivi du PPI 2019/2022 pendant son déroulement et la nature du contrôle mené par le SDEC ENERGIE à la suite de la remise du bilan définitif du PPI 2019/2022 par le Concessionnaire.

Le présent rapport a été communiqué au Concessionnaire pour qu'il présente ses remarques. Ces remarques ont été intégrées dans le présent rapport sous la forme d'écarts grisés. Les réponses de l'Autorité concédante aux remarques d'ENEDIS apparaissent en vert sous ces écarts.

Observation d'Enedis : Le complément des investissements du SDEC Energie n'apparaît pas dans le bilan. En tant que distributeur, nous sommes toujours intéressés par ces données, cela permet de mettre en évidence l'ensemble de vos investissements et l'engagement des collectivités.

Bien que le présent rapport ait pour objet de faire un bilan des investissements réalisés par ENEDIS au titre du PPI 2019/2022, au vu de la remarque du Concessionnaire et afin de parfaire l'information du lecteur, une annexe 2 a été ajoutée au présent rapport afin de rappeler les investissements du Concédant au titre du PPI 2019-2022 (bilan provisoire).

B. Suivi et contrôle du PPI 2019/2022

1. Le suivi de la réalisation des investissements au titre du PPI 2019/2022

L'article 14 A de l'annexe 2A1 du CDC précise que les quantités d'ouvrages réalisées s'apprécient au regard des ouvrages mis en service en année N (et par parallélisme des formes pour les ouvrages retirés en année N). En outre, cet article précise que les parties doivent suivre régulièrement l'exécution des PPI en s'assurant de la réalisation des PA en termes de quantité d'ouvrages réalisée. Afin de mener à bien ce suivi, chaque partie doit produire à l'autre partie, tous les ans, au plus tard le 1^{er} mars de l'année N+1, l'état de réalisation du PPI au 31 décembre de l'année N.

Cet état de réalisation se fait sur la base des tableaux d'objectifs du PPI, il présente le suivi de l'avancement par rapport aux objectifs prévisionnels de réalisation des quantités d'ouvrages et aux engagements financiers (en % ou écart à l'objectif).

Par affaires, le suivi de réalisation du PPI 2019/2022 a été organisé sur la base de l'échange d'un tableau de suivi. Ce tableau dont la structure est fixée par le cahier des charges (annexe 2A7) présente les données ci-dessous :

MOA	Numéro d'affaire	Finalité principale	Finalité NOME (associée à la finalité principale)	Intitulé	Tension principale	Localisation					
						Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	INSEE	Commune principale	Adresse

Suivi réalisation			
Avancement projet	Mise en service		Commentaire
	Date	Année prévisionnelle	

Quantités techniques prévues sur l'affaire							Montant financier prévisionnel (k€ HT)
Réseau posé sur finalité principale (m)	Réseau déposé sur finalité principale (m)	CPI HTA déposé (m)	PAC HTA déposé (m)	CPI BT déposé (m)	Fils nus BT déposé (m)	OMT (NB)	

Les finalités principales d'investissement indiquées ci-dessus sont celles du PPI 2019/2022. Elles se déclinent comme suit :

Finalités Principales	Finalité NOME (Associée à la finalité principale)
1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain
2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien
3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré
3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien

Finalités Principales	Finalité NOME (Associée à la finalité principale)
4 - Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne
5 - Création d'OMT	Modernisation – Automatisation
6 - Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA
7 - Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA
8 - Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation
8 - Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation
9 - Postes HTA/BT DP sécurisé inondation	Climatique - Risque inondation
10 - Postes HTA/BT DP équipés DINO	Climatique - Risque inondation
11 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB
12 - Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien
13 - Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT

Plusieurs réunions de suivi de la réalisation des investissements ont été organisées entre Enedis et le SDEC ENERGIE. Ces réunions ont eu pour objet de mesurer l'état d'avance de la réalisation des 4 PA par affaires. Le tableau ci-dessous liste ces réunions et leur objet.

Date de Réunion	Objet
26/03/2019	Suivi PA 2019
07/05/2019	Suivi PA 2019
29/05/2019	Suivi PA 2019
18/06/2019	Suivi PA 2019
24/09/2019	Suivi PA 2019/ Échanges PA 2020
10/10/2020	Suivi PA 2019/ Échanges PA 2020
10/12/2019	Suivi PA 2019/ Échanges PA 2020
10/03/2020	Bilan PA 2019/Suivi PA 2020
24/06/2020	Bilan PA 2019/ Suivi PA 2020
15/10/2020	Suivi PA 2020
20/04/2021	Bilan PA 2020 / Suivi PA 2021
27/07/2021	Suivi PA 2021
21/10/2021	Suivi PA 2021

En 2022, c'est dans le cadre de l'élaboration du bilan provisoire du PPI 2019/2022 que le suivi du PA 2022 a été organisé. Ces réunions se sont tenues le 29/04/2022, le 13/05/2022, le 30/08/2022 et le 16/09/2022.

2. Établissement du bilan provisoire du PPI 2019/2022

L'établissement du bilan provisoire approuvé par délibération du Comité syndical le 15 décembre 2022 a été réalisé conformément aux dispositions de l'article 14 C de l'annexe 2A1 du cahier des charges annexé à la convention de concession qui précise : « ... les parties se réunissent à partir du 1^{er} juin de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, afin d'établir le bilan des investissements effectivement réalisés et leur contribution à l'atteinte des valeurs repères.

Ce bilan est établi sur la base des trois premières années de réalisation du programme pluriannuel et de l'avancement du programme annuel en cours sur la base des ouvrages mis en service.

Ce bilan quantitatif est réalisé sur la base des tableaux d'objectifs du programme pluriannuel d'investissements en termes d'ouvrages réalisés et d'estimations financières.

Ce bilan identifie en outre la pertinence des investissements réalisés et mesure leur contribution à l'atteinte des valeurs repères, plus largement leur pertinence est appréciée au regard des éléments de mesure énumérés au dernier alinéa du B) du présent article.

Ce bilan des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :

- les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements au regard des objectifs d'investissements attendus,
- les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements portant sur le renouvellement des ouvrages concédés,
- la contribution des investissements réalisés à l'atteinte des valeurs repères et plus largement leur pertinence technico-économique,
- les écarts en termes de quantités réalisées et contribution aux valeurs repères, l'impact de ces écarts et leurs justifications,
- les mesures correctrices prévues à l'article 10.

Ce rapport est présenté conjointement, à l'organe délibérant de l'autorité concédante, par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, au plus tard le 31 décembre de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours. »

Le bilan provisoire du PPI 2019/2022 constitue l'annexe 3 de l'avenant n°4 à la convention de concession. Il est intégré à l'annexe 2A6 de cet ensemble contractuel.

3. Bilan définitif et contrôle de la réalisation du PPI 2019/2022

L'article 15 de l'annexe 2A1 du CDC expose les modalités de transmission (au Concédant) du bilan définitif élaboré par le Concessionnaire ainsi que les modalités de contrôle qui peuvent être mises en œuvre par le SDEC ENERGIE des investissements qu'il a réalisés.

Cet article précise :

« Plus tard le 1^{er} mars qui suit la dernière année d'un programme pluriannuel d'investissements, le concessionnaire transmet au concédant le bilan des investissements actualisé de ce programme pluriannuel d'investissements en termes de quantité d'ouvrages réalisés.

Un audit du concédant pour certaines opérations pourra être réalisé avec un accès exhaustif sur pièce à l'ensemble des documents d'étude et d'analyse ayant conduit à la décision d'investissement, ainsi qu'à l'ensemble des documents nécessaires au retour d'expérience.

En cas de non-réalisation du montant financier prévu au PPI, le concédant pourra mettre en œuvre les dispositions de l'article 11 A 4 4° (dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel) du cahier des charges.

Une vérification d'un échantillon de chantiers pourra être menée par l'autorité concédante, portant sur l'ensemble des éléments techniques nécessaires à la parfaite compréhension de chaque chantier.

Ce contrôle a pour objet de vérifier la réalité des quantités d'ouvrages mis en service sur la durée du PPI précédent.

Cet échantillon porté a maxima sur 10% du nombre de chantiers réalisés.

L'autorité concédante établit l'échantillon à partir du fichier de détail fourni par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le concessionnaire devra fournir, sous 30 jours, les documents nécessaires, comprenant a minima le plan de récolement de l'affaire.

La vérification de la réalisation des investissements telle que précitée ne limite en rien les prérogatives de contrôle de l'autorité concédante qui s'exercent de façon la plus étendue selon les modalités de l'article 44 du cahier des charges. »

Le bilan définitif a été communiqué et commenté par le Concessionnaire lors d'une réunion qui s'est tenue le **3 mars 2023**. Ce bilan était constitué de **deux documents** :

1. **Le premier dénommé « bilan définitif du PPI 2019-2022 »** présente les quantités d'ouvrages réalisées et les dépenses d'investissements associés selon la structure du bilan provisoire (document Word).
2. **Le second dénommé « bilan de suivi des différents PA »** présente les quantités d'ouvrages réalisées et les dépenses d'investissements associées par affaire pour chaque PA (document Excel). Le premier onglet de ce fichier présente toutes les affaires dont les quantités d'ouvrages ont été comptabilisées au titre du PPI 2019/2022.

Le second onglet présente les tableaux de synthèse des quantités d'ouvrages comptabilisées au titre de chaque finalité d'investissement pour le PPI 2019/2022 (un tableau identique indiquant les valeurs des quantités d'ouvrages traités a été communiqué).

Les trois onglets suivants présentent les ouvrages traités pour les finalités 9, 10, 11, le traitement de ces finalités n'étant pas automatisé.

Après un échange avec le Concessionnaire sur les modalités de comptabilisation des quantités d'ouvrages réalisés en fonction des finalités, les données de quantités par affaire sommées sont égales à celles présentées dans le document dénommé « bilan définitif du PPI 2019-2022 ».

Les modalités de comptabilisation des quantités d'ouvrages sont les suivantes :

Finalité	Commentaire
1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Somme de la colonne V « CPI HTA déposé » de l'onglet n° 1 du bilan de suivi des différents PA.
2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	Somme de la colonne U puis déduction des affaires de finalité n° 3 PAC.
3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Somme de la colonne W « PAC HTA déposé » en filtrant sur affaires « Climatique » (finalité 3).
4 - Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Somme de la colonne AK.
5 - Création d'OMT	Somme de la colonne Z.
6 - Renforcement réseau HTA	Somme du nombre d'affaire de la finalité 6, filtré en colonne Q sur les affaires avec une mise en exploitation au cours du PPI.
7 - Renforcement réseau HTA	Affaire DB22/020827.
8 - Continuité d'alimentation réseau HTA	
9 - Postes HTA/BT DP sécurisé inondation	Communication par le Concessionnaire de la liste des postes sécurisés (onglet n° 4 Bilan PPI). Le suivi n'est pas « automatisé.
10 - Postes HTA/BT DP équipés DINO	Communication par le Concessionnaire de la liste des postes sécurisés (onglet n° 3 Bilan PPI). Le suivi n'est pas « automatisé.
11 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	Communication par le Concessionnaire de la liste des postes sécurisés (onglet n° 5 Bilan PPI). Le suivi n'est pas « automatisé.
12 - Renouvellement BT fils nus	Somme de la colonne Y « fils nus BT déposé ».
13 - Renforcement réseau BT	Somme de la colonne T « réseau posé », filtré sur les affaires de la finalité n° 13.

II. Rappel des obligations du Concessionnaire au titre de PPI 2019/2022

Le rappel des obligations du Concessionnaire au titre de PPI 2019/2022, en termes d'investissements à traiter, intègre ceux à réaliser sur le périmètre des Zones de Qualité Prioritaire (ZQP). En principe, les obligations du Concessionnaire au titre du PPI 2019/2022 portent sur des investissements localisés à la maille de la concession et non à une maille plus fine (par exemple à la maille de communes ou de zones). **Par exception, certains investissements ont été localisés plus précisément dans des Zones de Qualité Prioritaire (ZQP).**

En effet, la convention conclue le 21 décembre 2018 a identifié, trois ZQP sur le territoire concédé sur lesquelles des investissements ont été localisés afin d'atteindre des objectifs en matière de qualité.

A. Les quantités d'ouvrages à traiter, à déposer ou à créer au titre de PPI 2019/2022.

Finalités		Quantité		Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP			
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	44 km déposés	0	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	27%
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	44 km déposés	29 km déposés	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	10 km déposés	1,5 km déposés	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	13%
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	320 km traités	96 km traités	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Participe : - à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période, - à maintenir ou améliorer le taux d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession.
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	112 ouvrages	18 ouvrages	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du PPI à 1,5%

Finalités		Quantité		Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP			
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	4 départs	2 départs	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en tenue de tension sur la durée du PPI à 0,12%
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	Création de 7 départs, liée à Fontaine-Étoupefour		Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0,12%
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	Création de bouclage, etc.	Création de bouclage, etc.	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique - risque inondation	20 postes HTA/BT sécurisés		Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation 30 ans pour les bassins de Dives et Caen	40%
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique - risque inondation	24 postes HTA/BT équipés en dispositif DINO		Taux d'équipement en dispositifs DINO des postes HTA BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation 100 ans pour les bassins de Dives et Caen	51%
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	160 transformateurs		Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	57%
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	13.5 km déposés dont une large majorité en urbain		Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement sécurisation et effacement	3%
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	10 km de réseau BT (parmi d'autres solutions)		Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0,12%

B. Les estimations financières associées

Finalités		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
Programme pluriannuel	NOME	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)		
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	4 950 k€	0 k€	4 950 k€	Longueur de réseau HTA souterrain CPI 27%
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	10 950 k€	7 000k€	10 950 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession) Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	2 300 k€	300 k€	2 300 k€	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC 13%
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	4 000 k€	1 200 k€	0 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession) Participe : - à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période - à maintenir ou améliorer le taux d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	1 750 k€	300 k€	0 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession) Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du PPI à 1,5%

Finalités		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)			
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	4 200 k€	1 000 k€	2100 k€ (50% historique 3 ans)	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en tenue de tension sur la durée du PPI à 0,12%
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	1 200 k€		0 k€	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0,12%
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	1 650 k€	700 k€	0 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique - risque inondation	200 k€		200 k€	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation 30 ans pour les bassins de Dives et Caen	40%
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique - risque inondation	25 k€		0 k€	Taux d'équipement en dispositifs DINO des postes HTA BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation 100 ans pour les bassins de Dives et Caen	51%
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	890 k€		890 k€	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	57%
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	3 100 k€		3 100 k€	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement sécurisation et effacement	3%

Finalités		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)			
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	3 300 k€		3 300 k€	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0,12%

(*) Les valeurs sont estimées sur une base historique et seront affinées au fil des programmes annuels.

En complément de ces finalités inscrites au Programme Pluriannuel d'Investissements, Enedis prévoit à titre indicatif, sans engagement, sur la période, de traiter 17 km de réseaux CPI BT pour un montant de 5 100 k€ participant au renouvellement du réseau BT souterrain. Dans cette logique, le programme annuel 2019 prévoit d'ores et déjà un investissement à hauteur de 1 300 k€ de renouvellement du CPI BT.

III. Les quantités d'ouvrages traités, déposés ou créés au titre de PPI 2019/2022

A. Sur l'ensemble de la Concession

1. Les quantités d'ouvrages traités, déposés ou créés

Légende :

	Objectifs non atteints
	Objectifs atteints
	Objectifs dépassés

PPI 2019-2022					Quantités d'ouvrages réalisés bilan provisoire	Quantités d'ouvrages réalisés bilan définitif	Taux de réalisation	Atteinte de l'objectif quantitatif
Finalités		Quantités						
Programme pluriannuel	NOME	Unité	Nombre	Nombre	Nombre			
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	km déposés	44	28,5	43,8	99,5%	
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	km déposé	44	126,6	143,5	326%	
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	climatique - climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km déposé	10	15,2	16,1	161%	
4	Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	km traités	320	181,2	216,6	68%	
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	Nombre d'ouvrages	112	97	112	100%	
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	Nombre de départs	4	9	11	275%	
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	nombre de départs créés liés à Fontaine Etoupefour	7	8	8,0	114%	
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'unité	Pas de quantité fixée	NA	NA		
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique - risque inondation	Nombre de postes HTA-BT sécurisés	20	25	25	125%	
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique - risque inondation	Nombre de postes équipés de sonde	24	26	26	108%	
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	Sécurité et obligations réglementaires matérielles HTA/BT pollués au PCB	Nombre de transformateurs traités	160	157	167,0	104%	

PPI 2019-2022				Quantités d'ouvrages réalisés bilan provisoire	Quantités d'ouvrages réalisés bilan définitif	Taux de réalisation	Atteinte de l'objectif quantitatif	
Finalités		Quantités						
Programme pluriannuel	NOME	Unité	Nombre	Nombre	Nombre			
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposé	13,5	27	27,6	204%	
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km traités	10	14	15,3	153%	

Conclusions :

- 11 objectifs quantitatifs ont été dépassés.

- 2 objectifs quantitatifs sont non atteints :

1. Le Concessionnaire a déposé 43,5 km de réseau HTA souterrain CPI alors qu'il aurait dû en déposer 44 km. L'objectif est atteint à 99,5%. **Compte tenu d'une part que selon Enedis cet état de fait est une conséquence de la demande d'un tiers dans le cadre d'une coordination de chantier et d'autre part du niveau de réalisation proche de 100%, il est proposé de considérer que cet objectif est atteint.**

2. Le Concessionnaire a traité **217 km de réseau HTA aérien** dans le cadre des opérations de prolongation de durée de vie (PDV) au lieu et place des **320 km prévus**. L'objectif est atteint à **68%**. **Le Concessionnaire expose que l'augmentation progressive du programme a été freinée par la crise sanitaire en 2020.**

De plus, ce programme a été marqué par une évolution des pratiques, justifiée par un **traitement plus profond**, mais qui génère ainsi un coût unitaire plus important. Il souligne que l'absence d'atteinte de l'objectif **est compensée à son sens par le dépassement des objectifs sur d'autres finalités portant sur le réseau HTA aérien (notamment les finalités 2 et 3).**

=> Il est proposé de prendre acte de ces observations et de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre pour les travaux non réalisés (103 km) compte tenu des explications apportées par le Concessionnaire et du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport à 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.

Observation d'ENEDIS : « page 14/50 : effectivement nous sommes à 99,5%, car la ville de Lisieux nous a demandé d'arrêter les Entreprises 4 à 5 semaines avant leurs interventions programmées pour environ 1 200 -mètres, que nous avons quasiment compensés. Et vu que nous sommes à 99,5 %, nous suggérons de colorer la case en « vert clair.

Le Concedant complète sa conclusion ci-dessus en indiquant le contenu de la remarque du Concessionnaire, mais sans modifier le constat quantitatif.

2. Les dépenses d'investissements associées

Finalités	Estimations en k€	Estimations en k€ Bilan provisoire	Montants investis en k€ Bilan définitif
1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	4 950	4 479	4 681
2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	10 950	9 453	9 681
3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	2 300	2 585	2 863
4 - Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	4 000	4 229	4 628
5 - Création d'OMT	1 750	1 398	1 466
6 - Renforcement réseau HTA	4 200	5 695	5 810
7 - Renforcement réseau HTA	1 200	1 272	1 272
8 - Continuité d'alimentation réseau HTA	1 650	1 539	1 614
9 - Postes HTA/BT DP sécurisé inondation	200	141	141
10 - Postes HTA/BT DP équipés DINO	25	11	11
11 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	890	711	846
12 - Renouvellement BT fils nus	3 100	2 575	2 739
13 - Renforcement réseau BT	3 300	2 880	3 157
Somme	38 515	36 968	38 911

Conclusions :

Le bilan définitif du PPI 2019/2021 fait état de 38 911 k€ investis sur l'ensemble des 13 finalités, soit un montant supérieur aux estimations initiales.

B. Dans les Zones de Qualité Prioritaire (ZQP)

1. Les quantités d'ouvrages traités, déposés ou créés

PPI 2019-2022- Zone de qualité prioritaire				Quantités d'ouvrages réalisés bilans provisoires	Quantités d'ouvrages réalisés bilans définitifs	Taux de réalisation	Atteinte de l'objectif quantitatif	
Finalités		Quantités						
Programme pluriannuel	NOME	Unité	Nombre	Nombre	Nombre			
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	km déposés	29	54	70,3	242%	
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	climatique - climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km déposés	1,5	7	7,1	475%	
4	Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	km traités	96	96	101,1	105%	
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	Nombre d'ouvrages	18	28	30,0	167%	
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - lever de contraintes réseau HTA (delta U/U)	Nombre de départs	2	3	3,0	150%	

Conclusions :

Les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP sont tous dépassés.

2. Les dépenses d'investissements associées

PPI 2019-2022				Investissements réalisés (HT en k€)
Finalités		Estimations de l'engagement financier du concédant (HT en k€)		
Programme pluriannuel	NOME			
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	7 000	5 816
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	300	726
4	Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	1 200	1 960
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	300	345
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	1 000	2 042
Somme			9 800	11 401

Conclusions :

Le montant investi sur les ouvrages électriques des ZQP s'élève à 10 890 k€. Au surplus, 512 k€, non prévus au PPI, ont été investis sur la finalité de continuité d'alimentation.

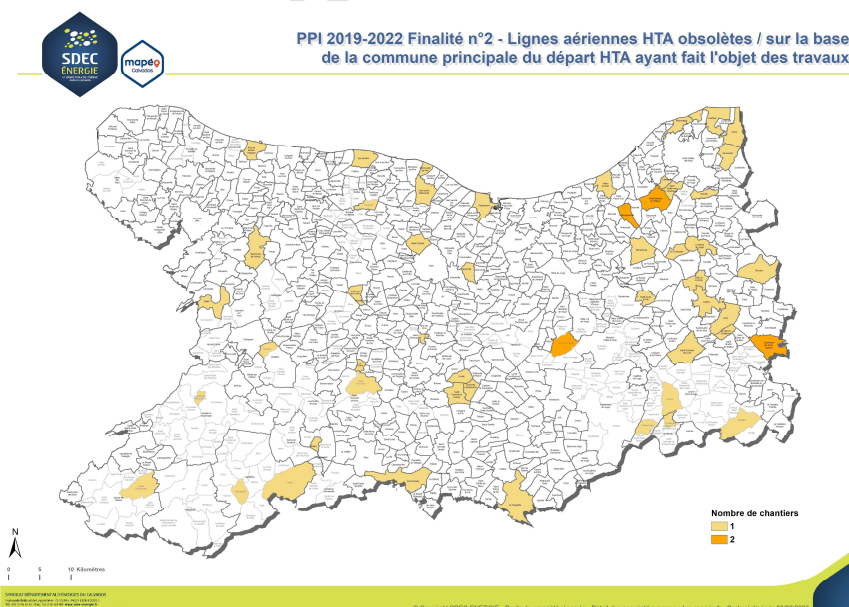
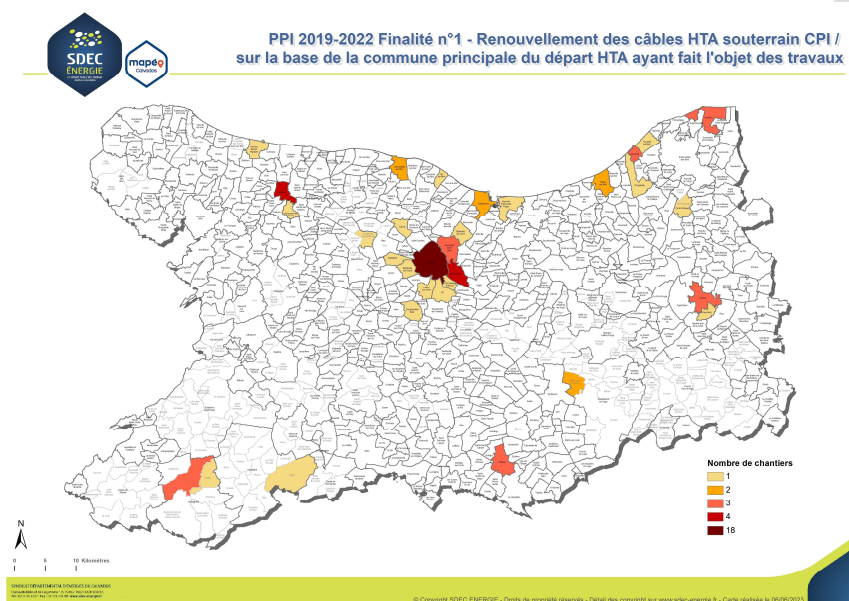
C. La localisation des travaux réalisés

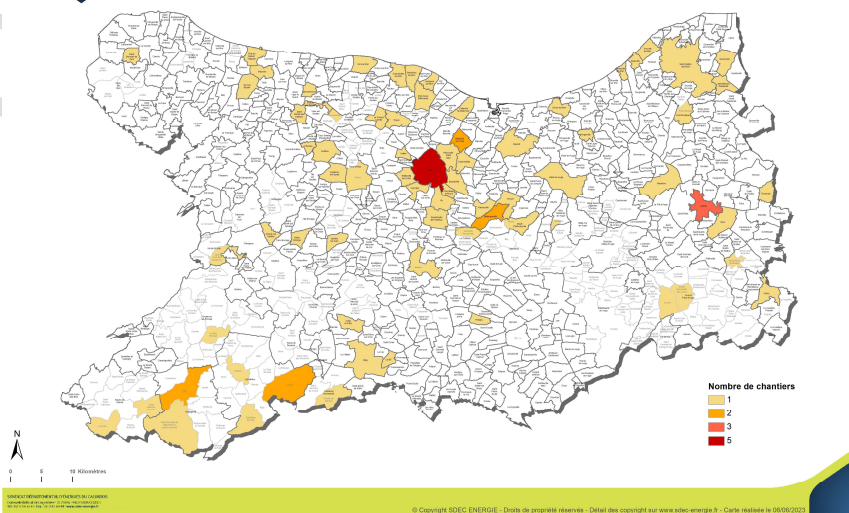
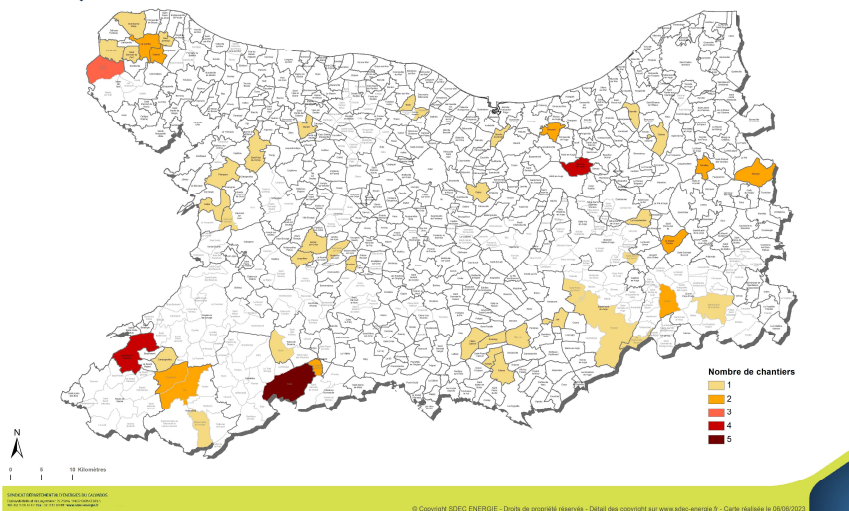
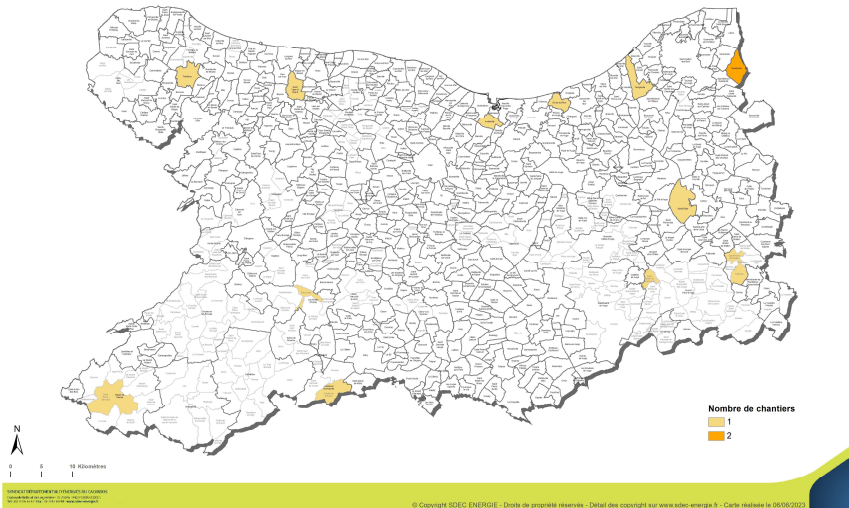
Les cartes ci-dessous vous présentent une **localisation imparfaite** des travaux réalisés au titre du PPI 2019/2022.

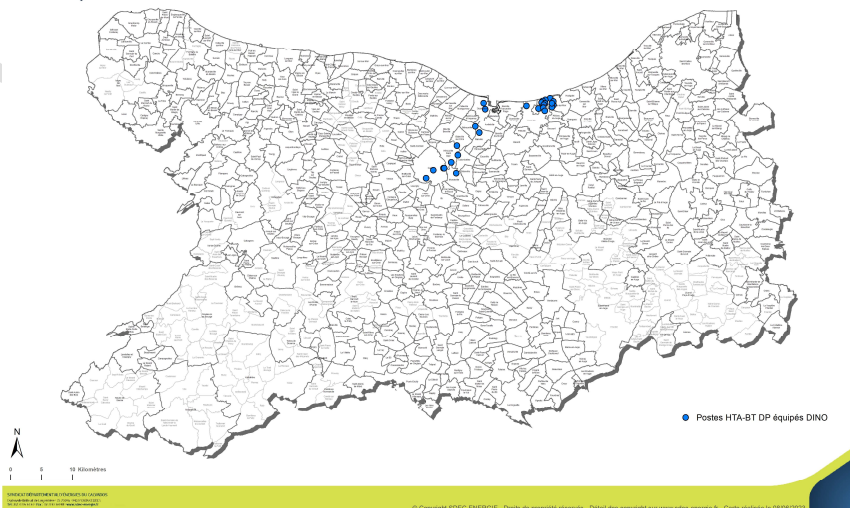
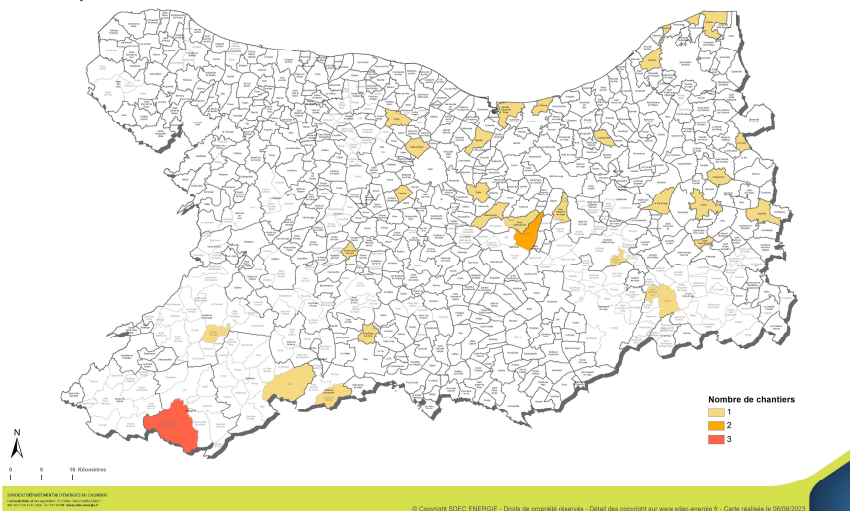
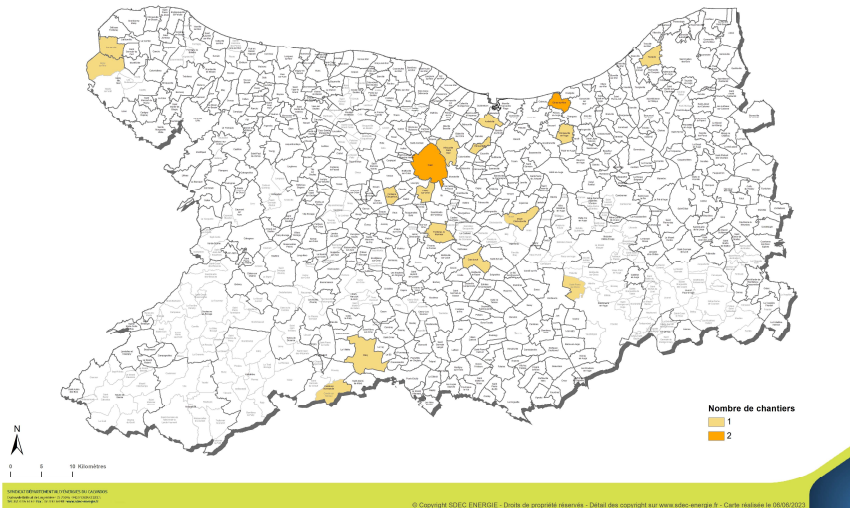
En effet, seules sont indiquées en couleur les communes dites « principales » sur lesquelles les travaux ont été réalisés. Ces cartes ne présentent donc pas les autres communes sur lesquelles ces mêmes travaux ont pu être réalisés.

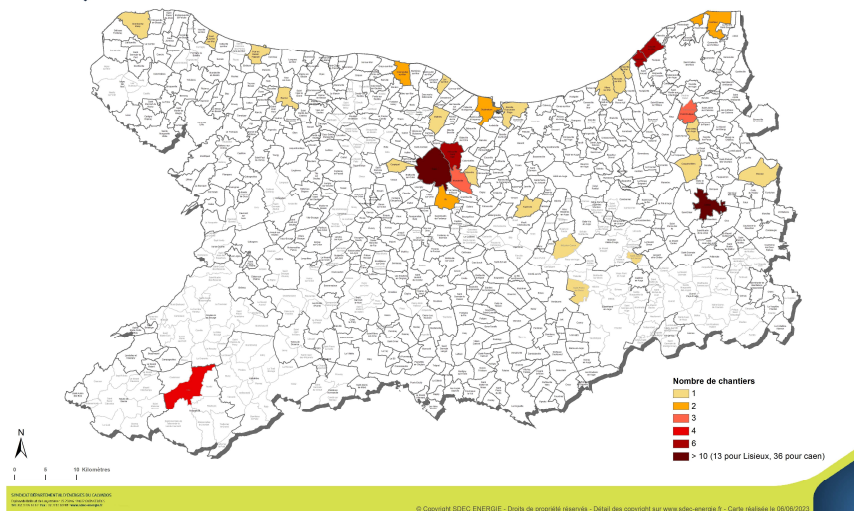
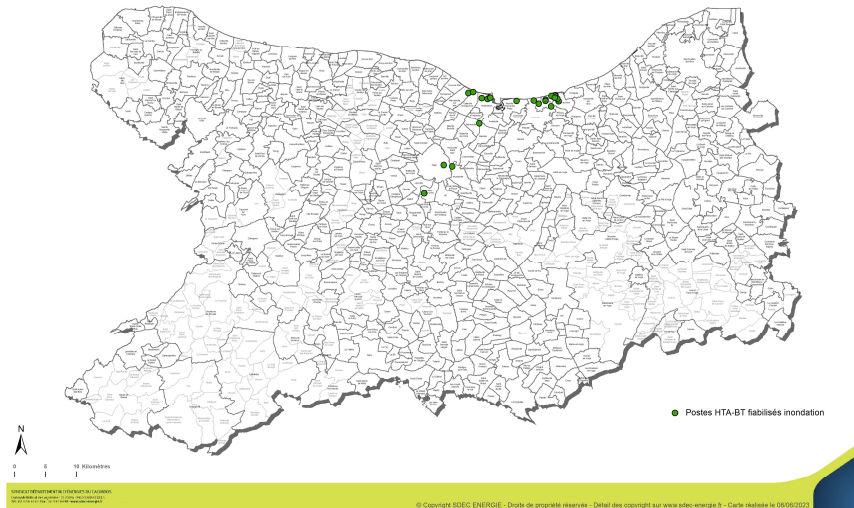
Par ailleurs, ces cartes présentent les travaux en fonction de la finalité principale du chantier. Or, un chantier peut avoir des finalités subsidiaires qui ne sont pas représentées ci-dessous.

Enfin, pour ce qui concerne spécifiquement le traitement des transformateurs HTA/BT pollués au PCB, les données communiquées par le Concessionnaire n'ont pas permis de localiser les ouvrages traités, ce que le Concédant regrette.









IV. Indicateurs d'évaluation de l'efficacité des travaux réalisés par le Concessionnaire

Le Concessionnaire a indiqué, lors de la réunion du 05/05/2023, qu'il ne menait pas d'analyse de l'efficacité des travaux par affaire ou par ouvrage de réseau traité, mais de manière globale.

Pour le Concessionnaire, c'est l'amélioration globale des critères de qualité de la distribution d'électricité qui va conforter, de manière générale et *a posteriori*, les travaux.

Le Concédant présente donc ci-dessous les résultats des différents indicateurs de qualité de la distribution d'électricité, dont l'évolution des valeurs repères du SDI. Cette évolution est appréciée en général sur deux chroniques distinctes :

- Celle utilisée pour l'élaboration du PPI 2019/2022 => chronique 2011/2015,
- La chronique de comparaison 2018/2021.

L'utilisation de chronique fait l'objet d'un consensus entre les parties. En effet, elles permettent de s'exonérer en tout ou partie de la volatilité des indicateurs de qualité.

A. Indicateur de performance du critère B

La durée moyenne de coupure (BT) (ci-après « critère B ») est définie comme le ratio de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Ces coupures longues peuvent être liées à des travaux ou des incidents.

Le critère B peut être déterminé toutes causes confondues (TTC) ou hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (HIX). De plus, il est calculé ci-après hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).

1. À la maille de la concession

Évolution du critère B TTC :

Année	Critère B TTC (en min)	Critère B climatique TTC (en min)	Part du critère B climatique TTC dans le critère B TTC
2011	59	9	14%
2012	54	11	21%
2013	221	156	71%
2014	57	12	22%
2015	65	7	10%
2016	72	21	29%
2017			
2018	67	17	25%
2019	67	22	33%
2020	74	23	31%
2021	62	19	30%
Moyenne 2018-2021	67,5	19,9	30%
<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>91,2</i>	<i>38,8</i>	<i>42%</i>

Le temps moyen de coupure TTC pour les clients BT de la concession est de 67,5 min en moyenne sur la période 2018-2021, **soit 23,7 min de moins que la moyenne 2011-2015.**

Sur 2018-2021, on relève les principaux constats suivants :

- La contribution du climatique exceptionnel est moins marquée que sur la chronique 2011-2015, mais intervient de manière plus fréquente : autour de 10 min de B/an excepté en 2019 ;
- La prédominance de la part « incidents HTA HIX » avec une moyenne de 48% du critère B TTC ;
- Un effort réalisé sur le B travaux (en dessous de 16 min en moyenne 2018-2021) contre 18 en moyenne 2011-2015 ;
- Une relative stabilité du critère B, pourtant regardé ici « TTC », avec une étendue d'environ 12 min sur la période 2018-2021 [de 62 min en 2021 à 74 min en 2020], *contre un écart de 167 min [de 54 min en 2012 à 221 min en 2013] sur la période 2011-2015.*

La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA.

Évolution du critère B HIX :

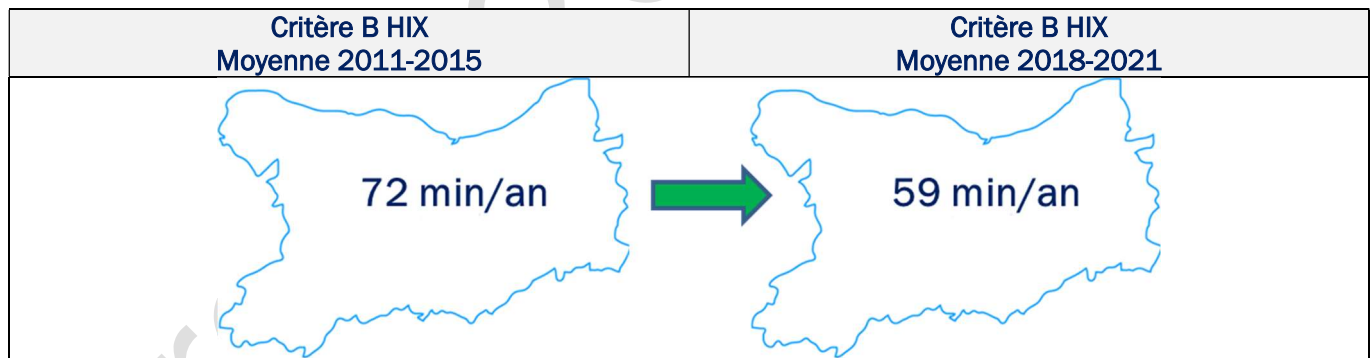
Année	Critère B HIX hors RTE (en min)	Critère B climatique HIX (en min)	Part du critère B climatique HIX dans le critère B HIX hors RTE
2011	60	9	14%
2012	54	11	20%
2013	145	87	60%
2014	55	12	21%
2015	47	6	13%
2016	72	20	28%
2017			
2018	58	8	13%
2019	66	21	32%
2020	66	15	23%
2021	45	4	9%
Moyenne 2018-2021	58,6	11,9	20%
<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>71,9</i>	<i>24,7</i>	<i>34%</i>

Sur la chronique 2018-2021, le temps moyen de coupure HIX hors RTE des clients BT de la concession s'étend de 45 à 66 min, soit chaque année en deçà de la moyenne 2011-2015 (c.-à-d. 72 min).

Au titre des valeurs repères du SDI, les parties ont prévu que la valeur cible du critère B HIX hors RTE concessif moyen sur la durée du dernier PPI du contrat soit inférieure à **57 minutes** avec une décroissance linéaire à chaque PPI par rapport à la valeur de départ du critère B HIX hors RTE concessif moyen 2011-2015 de 72 minutes, soit une valeur moyenne de l'ordre de -2 min par PPI.

Ainsi, pour le 1^{er} PPI, le critère B HIX hors RTE concessif moyen devrait atteindre une valeur de l'ordre de 70 minutes.

Avec 59 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2018-2021 est en deçà de -16% de celui attendu en moyenne pour le 1^{er} PPI, avec une phase d'investissements exceptionnels (programmes de renforcement et création du nouveau poste-source de Fontaine-Étoupefour).



Conclusions :

Les temps moyens de coupure TCC et HIX pour les clients BT de la concession se sont beaucoup améliorés entre les chroniques 2011-2015 et 2018-2021 (-23,7 min pour le critère B TCC et -13,3 min pour le critère B HIX hors RTE).

Sur 2018-2021, la part climatique représente 30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE de la concession (contre respectivement 42% et 34% sur 2011-2015 qui intègre l'année 2013). Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique (cf. en particulier l'année 2013). La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

2. À la maille des zones de qualité prioritaire (ZQP)

Numéro de ZQP	Nom de la ZQP	Critère B HIX hors RTE 2012-2016 (en min)	Critère B HIX hors RTE 2018-2021 (en min)
1	Pays d'Auge nord	289	175
2	Pays d'Auge sud	216	111
3	Centre sud	264	128
Moyenne		253	140

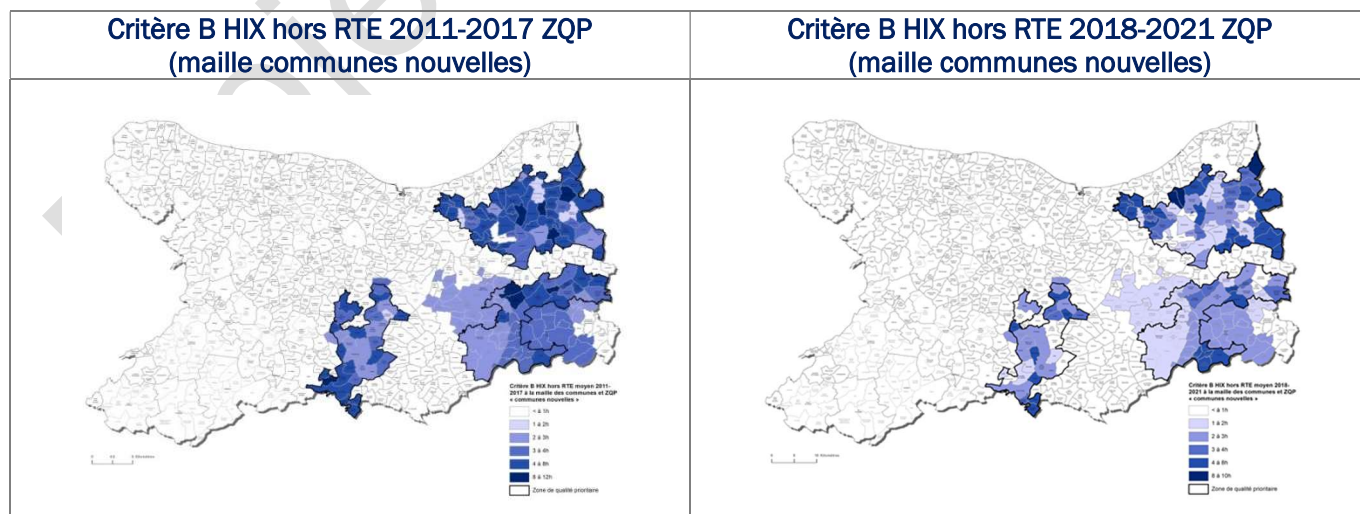
On souligne une nette amélioration du temps de coupure moyen HIX hors RTE sur les 3 ZQP retenues au titre du premier PPI.

Plage de 10% des communes des ZQP (ordre croissant de la valeur de critère B HIX hors RTE moyen)	Valeur max de critère B HIX hors RTE moyenne 2011-2017 (en min)	Valeur max de critère B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)
0-10%	152	55
10-20%	191	82
20-30%	219	105
30-40%	247	131
40-50%	273	160
50-60%	305	198
60-70%	333	235
70-80%	366	275
80-90%	445	329
90-100%	716	574

Au titre de l'objectif d'amélioration de la qualité de la convention « ZQP », les parties se sont fixées comme objectif que la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80% des communes des 3 ZQP sur la chronique 2011-2017 (0-470 min) diminue de 10% sur la durée de la convention (soit - 47 minutes).

Ainsi, pour le 1^{er} PPI, 80% des communes des ZQP devraient se trouver sous le seuil haut de 319 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.

Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 275 min, soit une réduction de 25% de la borne supérieure de l'intervalle calculé à la maille communes nouvelles (366 minutes) ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 91 minutes.



Conclusions :

L'objectif d'amélioration de la qualité de la convention ZQP est atteint.

3. À la maille des communes

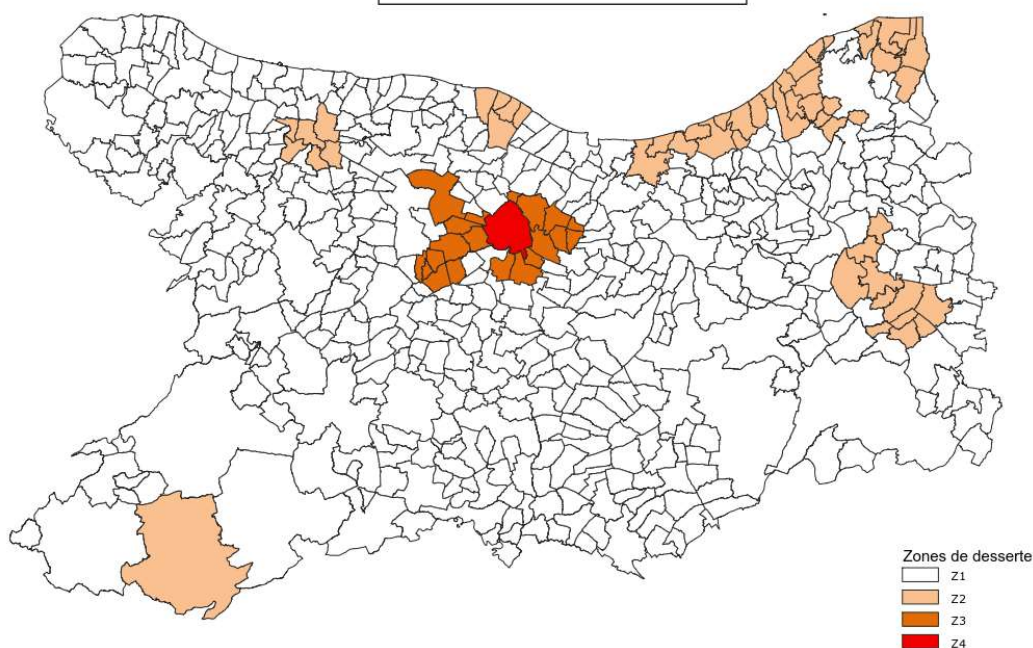
a) Par zone de Desserte « Emeraude » (ensemble de communes)

Enedis définit des zones de desserte homogènes :

- Z4 : communes de plus de 100 000 habitants,
- Z3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants,
- Z2 : agglomérations de plus de 10 000 habitants,
- Z1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants.

Zone de desserte	Nb clients BT (fin 2015)	Nb clients BT (fin 2021)	Nb clients HTA (fin 2015)	Nb clients HTA (fin 2021)	Nb communes (fin 2015)	Nb communes (fin 2021)	Proportion de clients HTA et BT (% fin 2015)	Proportion de clients HTA et BT (% fin 2021)
Zone 1	195 526	204 397	497	473	632	471	45%	44%
Zone 2	122 221	128 654	224	225	53	38	28%	28%
Zone 3	46 408	52 183	169	169	20	18	11%	11%
Zone 4	71 332	77 317	148	146	1	1	16%	17%
Total	435 487	462 551	1 038	1 013	706	528		

SDEC Energie - Zones de desserte

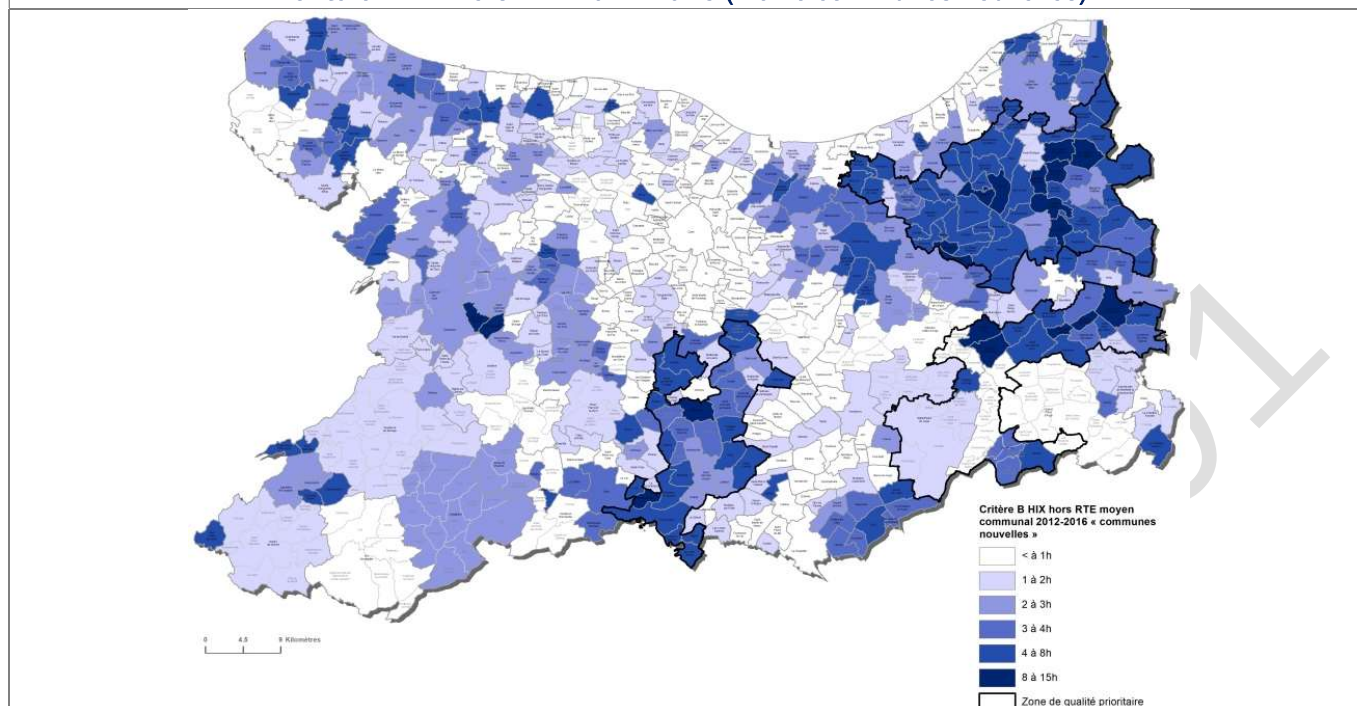


Critère B HIX hors RTE par zone de desserte En min	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021	Moyenne 2011-2015
					Maille concession	Maille concession
Z1	87	109	106	66	92	112
Z2	34	42	46	29	38	53
Z3	25	19	20	31	24	25
Z4	40*	23	27	25	29	26
Concession	58	66	66	45	59	72
National				56		

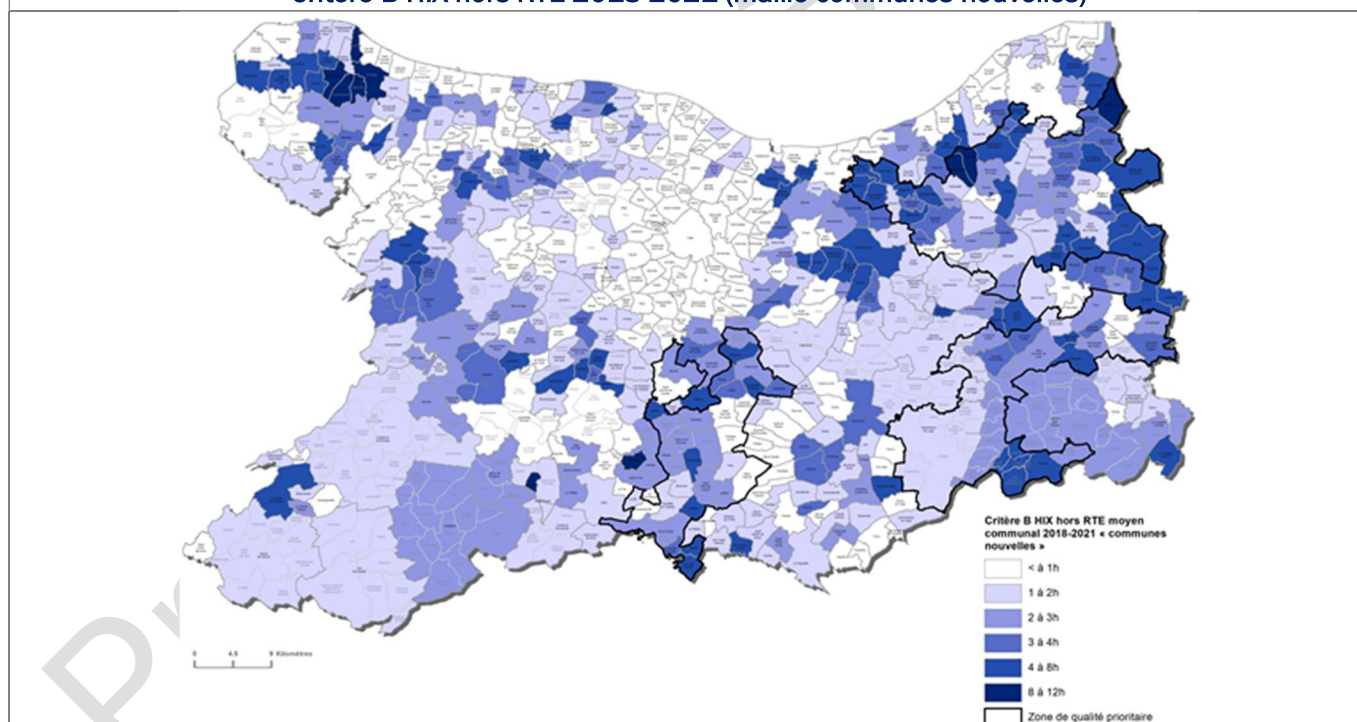
* Pour l'année 2018 en Z4 : 7 min sont liées aux mouvements sociaux, 3,7 min à un incident sur tableau HTA (poste de 400 clients) et 3 min à un incident CPI.

b) Par commune

Critère B HIX hors RTE 2012-2016 (maille communes nouvelles)



Critère B HIX hors RTE 2018-2021 (maille communes nouvelles)



Plage de 10% des communes de la concession (ordre croissant de la valeur de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2012-2016 (en min)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)
0-10%	28	21
10-20%	44	34
20-30%	65	51
30-40%	91	72
40-50%	122	93
50-60%	159	120

Plage de 10% des communes de la concession (ordre croissant de la valeur de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2012-2016 (en min)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)
60-70%	208	153
70-80%	263	211
80-90%	339	272
90-100%	893	732

Au titre des valeurs repères du SDI, les parties se sont fixées comme objectif que la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80% des communes sur la chronique 2012-2016 (0-260 min) diminue de 30% sur la durée du dernier PPI du contrat avec une décroissance linéaire à chaque PPI (soit de l'ordre de -10 minutes par PPI).

Ainsi, pour le 1^{er} PPI, 80% des communes devraient se trouver sous le seuil haut de 253 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.

Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à **211 min (contre 263 min sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.**

Il est à noter que la zone Nord-Ouest de la concession apparaît avec quelques communes avec 4 à 12 h de critère B HIX hors RTE. Cette zone a fait l'objet de travaux significatifs au cours des dernières années. Ces derniers devraient permettre des gains sur le réseau HTA grâce à une meilleure structure, une meilleure fiabilité et une meilleure réactivité. En effet, les antennes du départ La Cambe ont été traitées en PDV (prolongation de durée de vie), le départ La Cambe a été dédoublé permettant la fiabilisation de l'alimentation des bourgs de Grandcamp-Maisy et La Cambe (et Osmanville) et des réseaux à risque climatique ont été déposés sur le départ Trévières.

La zone Est de la concession montre plusieurs communes avec 4 à 12h de critère B HIX hors RTE. Cette zone, correspondant aux territoires des trois EPCI suivants, fera l'objet d'une convention ZQP pour la période 2023-2026 :

- Communauté d'agglomération Lisieux Normandie,
- Communauté de communes Terre d'Auge,
- Communauté de communes Normandie Cabourg Pays d'Auge.

Conclusions :

Le critère B HIX hors RTE moyen des communes s'est globalement amélioré entre les chroniques 2011-2015 et 2018-2021 : le critère B HIX hors RTE moyen de 80% des communes sont passées sous 211 minutes, contre 263 minutes précédemment.

Cependant, il est à noter que ce critère B présente des écarts importants selon les zones Émeraude et que le rapport entre les critères B de la Z1 et de la Z4 est passé de 3.1 à 4.3 entre les deux chroniques.

B. Les taux d'incidents

1. Pour 100 km sur réseau HTA aérien de la concession

L'analyse de la fiabilité ne prend en compte que les incidents ayant induit un dégât pour évaluer la fiabilité intrinsèque du réseau et cibler les investissements nécessaires. Le taux d'incidents HTA aériens TCC et HIX avec dégât et hors tiers est le suivant :

Année	Longueur de réseau HTA aérien (en km)	Nb Incidents HTA aérien TCC avec dégât hors tiers	Taux d'Inc/an/100km de réseau HTA aérien TCC avec dégâts hors tiers	Nb Incidents HTA aérien HIX avec dégât hors tiers	Taux d'Inc/an/100km de réseau HTA aérien HIX avec dégâts hors tiers
2018	4 868	139	2,9	117	2,4
2019	4 802	163	3,4	163	3,4
2020	4 765	226	4,7	195	4,1
2021	4 714	107	2,3	80	1,7
2018-2021	19 149	635	3,3	555	2,9
2011-2015	25 482	682	2,7	656	2,6

Sur la période 2018-2021 :

- 38% des incidents HIX avec dégât sur le réseau HTA aérien sont causés par l'usure dont 28% sur les attaches, isolateurs ou raccord/pont (153 inc.) – contre 32%/20% sur 2011-2015,
- 23% des incidents HIX avec dégât sur le réseau HTA aérien sont causés par le bois dont 16% situés sur les conducteurs – contre 19%/14% sur 2011-2015,
- 27% ont une cause climatique hors bois – contre 33% sur 2011-2015,
- 9% sont d'origine externe (hors tiers) – contre 5% sur 2011-2015.

En synthèse, on note que :

- Le taux d'incidents HTA aériens TCC, comme HIX, avec dégât et hors tiers moyen 2018-2021 a augmenté par rapport à celui de la chronique 2011-2015. L'évolution du taux d'incidents HTA aériens pour usure donnera lieu à un suivi spécifique dans le cadre du second PPI.
- La part d'incidents HTA aériens HIX avec dégât et hors tiers, dus aux trois causes usure, bois et origine externe s'est dégradée par rapport à la chronique 2011-2015 tandis que la part des incidents pour cause climatique hors bois s'est améliorée.

Sur la chronique 2018-2021, 45% des incidents HTA aériens HIX avec dégât et hors tiers localisés sur les conducteurs sont dus au bois, contre 30% sur la chronique 2011-2015.

Il est à noter que le taux d'incident HTA calculé par Enedis et présenté dans le CRAC 2022 s'est dégradé :

	2021	2022	Variation (en %)
Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau aérien	1,3	1,6	21,7%

2. Pour 100 km sur réseau HTA souterrain de la concession

Les incidents considérés sont TCC hors tiers.

Année	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	3 834	3 655	178	41	21	20	1,1	0,6	11,2
2019	3 909	3 745	164	32	19	13	0,8	0,5	7,9
2020	4 028	3 871	158	40	25	15	1,0	0,6	9,5
2021	4 108	3 958	150	34	23	11	0,8	0,6	7,3
2018-2021	15 880	15 229	651	147	88	59	0,9	0,6	9,1
2011-2015	16 973	9 806	653	236	42	94	1,4	0,5	14,3

Sur la chronique 2018-2021, le réseau HTA souterrain en CPI représente 4% du réseau souterrain de la concession, mais en moyenne 40% des incidents sur ce dernier (5% et 66% sur la chronique 2011-2015). Le taux d'incident CPI HTA reste élevé (9,1 inc/an/100 km en moyenne 2018-2021), mais en amélioration (14,3 inc/an/100km sur la chronique 2011-2015) à la maille concession et sur l'ensemble des Zones de desserte.

3. Pour 100 km sur réseau BT souterrain

L'analyse de la fiabilité est réalisée par technologie :

Année	Taux d'incident / an / 100 km du réseau BT Hors Incidents Tiers									
	Réseau Souterrain									
	Toutes Causes Confondues (1)		Toutes Causes Confondues		Câbles souterrains					
					Câble synthétique (Alu)			Câble CPI (Cuivre)		
Nb Inc	Taux	Nb Inc	Taux	Nb Inc	/ Lg Sout	/ Lg Alu	Nb Inc	/ Lg Sout	/ Lg CPI	
2018	542	4,9	194	3,3	18	0,3	2,3	11	0,2	9,6
2019	559	5,0	191	3,1	19	0,3	2,6	6	0,1	5,7
2020	740	6,6	220	3,5	17	0,3	2,4	9	0,1	8,7
2021	371	3,3	132	2,1	3	0,0	0,4	4	0,1	4,0
2018-2021	2 212	5,0	737	3,0	57	0,2	1,9	30	0,1	7,1
2011-2015	2 697	5,0	577	2,2	26	0,2	0,8	20	0,1	4,9

(1) La somme TCC recense l'ensemble des incidents BT (yc branchements et accessoires) et non les seuls incidents dont le siège est une canalisation (aérienne ou souterraine)

(2) Ne figurent pas les incidents BT avec siège sur branchement, les incidents postes HTA et transformateurs, les incidents sans dégât

Globalement, on constate que :

- Le taux d'incident sur le BT souterrain est relativement stable avec une diminution en 2021, notamment sur le synthétique.
- Le réseau BT souterrain CPI est entre deux et trois fois plus incidentogène que le réseau BT souterrain.

L'analyse des sièges et causes des incidents sur le réseau BT souterrain [2018-2021] est la suivante :

En 2021, on constate une nette diminution des incidents sur les câbles notamment sur les CPI, 2 tendances « siège/cause » se dégagent : les câbles et les accessoires sont principalement touchés et la cause usure ressort de façon prépondérante.

4. Pour 100 km sur réseau BT aérien

L'analyse de la fiabilité est réalisée par technologie :

Année	Taux d'incident / an / 100 km du réseau BT Hors Incidents Tiers										
	Réseau Aérien										Conducteurs Torsadés
	Toutes Causes Confondues (1)	Toutes Causes Confondues (2)	Lignes aériennes								
			Conducteurs NU (Cuivre)				Conducteurs Torsadés				
			Toutes Sections		Faible Section						
Nb Inc	Taux	Nb Inc	Taux	Nb Inc	Taux	Nb Inc	/ Lg NU	/ Lg FS	Nb Inc	Taux	
2018	542	4,9	302	5,9	136	21,0	21	3,2	10,1	166	3,7
2019	559	5,0	334	6,7	115	20,1	25	4,4	15,1	219	4,9
2020	740	6,6	463	9,4	146	29,1	38	7,6	28,8	317	7,2
2021	371	3,3	213	4,4	67	15,3	10	2,3	10,2	146	3,3
2018-2021	2 212	5,0	1 312	6,6	464	21,5	94	4,4	15,6	848	4,8
2011-2015	2 697	5,0	1 195	4,3	651	12,2	261	4,9	11,6	431	1,9

(1) La somme TCC recense l'ensemble des incidents BT (yc branchements et accessoires) et non les seuls incidents dont le siège est une canalisation (aérienne ou souterraine)

(2) Ne figurent pas les incidents BT avec siège sur branchement, les incidents postes HTA et transformateurs, les incidents sans dégât

Globalement, on constate que :

- Concernant le réseau BT aérien, l'année 2020 a enregistré la tempête CIARA (9 au 11/02) avec un impact marqué sur les réseaux BT et également sur les résultats de la chronique.
- Le réseau BT aérien fils nus est très incidentogène (plus de 4 fois plus que le réseau BT torsadé).

L'analyse des sièges et causes des incidents sur le réseau BT aérien [2018-2021] est la suivante :

Majoritairement, les sièges d'incidents se situent sur les conducteurs et plus particulièrement sur le réseau torsadé (le plus étendu, soit 91% du réseau BT aérien) avec cause bois, cause majoritaire des incidents sur le réseau aérien sur la concession (chute d'arbres).

Le nombre d'incidents sur les conducteurs nus décroît attestant que la dépose de ces ouvrages se fait bien prioritairement sur les conducteurs incidentogènes.

Conclusions :

Entre les chroniques 2011-2015 et 2018-2021, les taux moyens d'incidents pour 100 km de réseau se sont améliorés pour le réseau HTA souterrain et se sont dégradés pour :

- le réseau HTA aérien,
- le réseau BT souterrain,
- le réseau BT aérien.

C. Les départs HTA et BT en contrainte

1. Les départs HTA

À fin 2021, la concession du SDEC ÉNERGIE ne compte plus de départ HTA ayant une chute de tension HTA supérieure à 5%, contre 7 départs HTA à fin 2015.

2. Les départs BT

Un départ BT mal alimenté (DMA) est un départ BT en contrainte. L'arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale précise qu'un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la plage des valeurs admissibles

mentionnées à l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 susvisé et que ce même départ est en contrainte d'intensité lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons au moins est supérieure à la puissance admissible sur ce tronçon.

En 2021, on recense un nombre de départs BT mal alimentés plus important qu'en 2015 (166 départs mal alimentés à fin 2021, contre 114 départs à fin 2015).

Maille concession	2015		2018		2019		2020		2021	
	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU
Nb de départs BT contrainte de tension	21	93	49	138	55	143	47	130	31	121
Nb de départs BT en contrainte d'intensité	5	1	18	2	15	2	18	2	11	1
Nb de départs BT en contrainte d'intensité et de tension	1	1	4	1	3	1	1	1	1	1

S'agissant de la hausse observée entre 2015 et 2021 du nombre de départs BT en contrainte, elle provient au principal, d'un changement du modèle statistique retenu par Enedis pour son système SIG-GDO qui réalise les modélisations du réseau. Le nouveau modèle de calcul dénommé « Érable » est utilisé depuis 2018.

Cette évolution fait suite aux réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes.

Enedis a fait évoluer son modèle statistique de façon à prendre en compte, dans la modélisation :

- la croissance significative de la production décentralisée,
- les données de consommation des compteurs Linky,
- la mise à jour des tensions de consignes des postes sources,
- un nouveau rattachement géographique des stations météo,
- les injections des données relatives aux Actifs Détaillés Localisés.

Ces nouvelles prises en compte ont eu une forte incidence sur le résultat du calcul du nombre de départs mal alimentés et de clients mal alimentés.

Conclusions :

La concession du SDEC ÉNERGIE ne compte plus de départ HTA ayant une chute de tension HTA supérieure à 5%.

Le nombre de départs BT mal alimentés est plus important qu'en 2015, en lien avec le changement du modèle statistique retenu par Enedis pour son système SIG-GDO qui réalise les modélisations du réseau.

D. Les taux d'Usagers Mal Alimentés (UMA)

1. Les usagers mal alimentés en tenue de tension

Au titre de la tenue globale de tension, un usager est dit mal alimenté, s'il subit au moins une fois dans l'année une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90% ou supérieure à 110% de la valeur de la tension nominale de référence.

Le niveau global de tenue de la tension n'est pas respecté si le pourcentage d'UMA dépasse 3% à la fois sur le département et sur la concession.

Année	Nombre clients BT de la concession	Nombre clients BT en chute de tension	% de clients mal alimentés	Nombre clients BT en Rural	Nombre clients BT en chute de tension en Rural	% de clients mal alimentés en Rural	Nombre clients BT en Urbain	Nombre clients BT en chute de tension en Urbain	% de clients mal alimentés en Urbain
2011	418 052	2 398	0,57%	126 419	1 420	1,12%	291 633	978	0,34%
2012	424 064	1 506	0,36%	128 732	809	0,63%	295 332	697	0,24%
2013	426 739	1 237	0,29%	129 937	812	0,62%	296 802	425	0,14%
2014	431 075	682	0,16%	131 326	485	0,37%	299 749	197	0,07%
2015	435 995	504	0,12%	132 688	398	0,30%	303 307	106	0,03%
2016	439 880	318	0,07%	154 309	229	0,15%	276 766	89	0,04%
2017	442 488	261	0,06%	135 389	159	0,12%	307 099	102	0,03%
2018	447 331	782	0,17%	138 454	441	0,32%	308 877	341	0,11%
2019	452 101	1 171	0,26%	139 828	617	0,44%	312 273	554	0,18%
2020	454 947	919	0,20%	140 578	626	0,45%	314 369	293	0,09%
2021	462 492	802	0,17%	142 545	570	0,40%	319 947	232	0,07%

Le SDI fixe comme valeur repère un taux d'UMA en tenue de tension inférieur au taux calculé pour l'année 2015, soit 0,12%. Ce taux est dépassé chaque année depuis 2018. Ce dépassement est principalement dû au changement du modèle statistique évoqué ci-dessus.

Conclusions :

Afin de tenir compte du dépassement du taux d'UMA en tenue de tension à la valeur repère seuil inscrite au SDI et du changement du modèle statistique évoqué ci-dessus, le Concessionnaire et l'Autorité concédante ont convenu de relever le seuil inscrit au SDI pour le taux concessif d'UMA annuel à celui de l'année 2021.

2. Les usagers mal alimentés en continuité

Au titre de l'article 8 de l'arrêté du 24 décembre 2007, les coupures relevées sont les **coupures longues et brèves HTA** enregistrées aux départs HTA des postes sources alimentant le réseau. Ne sont donc pas prises en compte dans ce pourcentage, les coupures très brèves (moins d'une seconde) et les coupures ayant leur siège sur le réseau BT.

Un client (HTA ou BT) est considéré comme mal alimenté s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères :

- Nombre de coupures longues > 6 /an,
- Durée coupures longues > 13h / an,
- Nombre de coupures brèves > 35 / an.

Le niveau global de continuité n'est pas respecté si le pourcentage d'UMA dépasse 5% à la fois sur le département et sur la concession.

Année	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur nombre CL Concession	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur durée CL Concession	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur nombre CB Concession	% de clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères (Concession)	Nb de clients HTA en dépassement (Concession)	Nb de clients BT en dépassement (Concession)	Total des usagers HTA et BT en dépassement
2018	845	3 705	0	0,8%	15	3 731	3 746
2019	3 414	5 106	0	1,2%	11	5 341	5 346
2020	442	4 739	1 074	1,3%	24	6 084	6 108
2021	62	735	0	0,2%	2	795	797
Moyenne 2018-2021	1 191	3 571	268	0,9%	13	3 988	3 998
<i>Moyenne 2011-2015</i>	943	5 215	880	1,5%	24	6 534	6 558

Le taux moyen d'UMA sur la chronique 2018-2021 est de 0,9%, il est inférieur à la valeur repère correspondante dans le SDI qui précise que le taux moyen d'UMA en continuité sur la durée du PPI doit être inférieur ou égal au taux moyen d'UMA en continuité sur la chronique 2011-2015, soit 1,5%.

Conclusions :

Le taux moyen d'UMA en continuité sur la chronique 2018-2021 est très inférieur à la valeur repère correspondante dans le schéma directeur des investissements.

E. Conclusions générales sur l'évolution de ces indicateurs

Conclusions générales :

Si les travaux réalisés par le Concessionnaire par définition, ont un effet sur la qualité de la distribution, il n'en reste pas moins qu'il est difficile de mesurer précisément les effets des investissements réalisés au titre du PPI 2019/2022 sur les indicateurs de qualité listés ci-dessus.

Tout au plus pouvons-nous souligner qu'ils ont participé aux évolutions relevées, de nombreux autres événements pouvant expliquer les variations de ces indicateurs.

Le Concédant relève, entre les chroniques 2011-2015 et 2018-2021, une amélioration des indicateurs suivants :

- Le critère B TCC et HIX hors RTE moyens concessifs,
- Le critère B HIX hors RTE des ZQP,
- Le critère B HIX hors RTE moyen des communes,
- Le taux moyen d'incidents pour 100 km de réseau HTA souterrain,
- Le nombre de départ HTA ayant une chute de tension HTA supérieure à 5%,
- Le taux moyen de clients mal alimentés en continuité.

Cependant, il note que :

- la part climatique reste une part importante du critère B de la concession (30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE) ;
- le critère B HIX hors RTE présente des écarts importants selon les zones Émeraude ;
- les taux moyens d'incidents pour 100 km de réseau HTA aérien, BT souterrain et BT aérien se sont dégradés.

Ces indicateurs feront l'objet d'une surveillance renforcée lors des prochains exercices.

Tout en tenant compte du changement du modèle statistique retenu par Enedis pour son système SIG-GDO, le Concédant restera attentif à l'évolution du taux d'UMA en tenue de tension, et au nombre de départs BT mal alimentés.

Afin de suivre en détail l'évolution de ces indicateurs, le Concédant souhaite que le Concessionnaire lui communique annuellement les numérateurs et dénominateurs du calcul du critère B à la maille communale, à savoir les NiTi et le nombre d'utilisateurs utilisé pour les calculs du critère B à la maille communale.

Observation d'Enedis relative à la demande du SDEC ENERGIE :

« La demande consiste à transposer une situation électrique, pour les travaux et incidents, en une situation géographique à la maille de la commune. Le concessionnaire ne fait cette analyse qui ne relativise pas le poids de la commune, en longueur développée du réseau, et ne contribue pas à l'analyse de l'amélioration de la qualité. Notre interprétation de cette vision engendrerait une « vision faussée » de la qualité, sachant que les réseaux sont des ouvrages mutualisés sur plusieurs communes. Ce critère n'est pas calculé en interne. »

Le Concessionnaire communique déjà annuellement au Concédant le critère B et sa décomposition à la maille communale. Il s'agit ici de fournir les données qui permettent ce calcul (NiTi et NB d'utilisateurs). Le Concédant connaît les biais liés à l'utilisation du critère B à la maille communale, à savoir l'importante variabilité du poids relatif des incidents selon le nombre d'utilisateurs de la commune. La communication de ces données permettra au Concédant d'écarter les données trop volatiles.

V. Contrôle du PPI 2019/2022 par échantillonnage d'affaires

En application des dispositions de l'article 15 de l'annexe 2A1 du CDC, une vérification d'un échantillon de chantiers réalisés au titre du PPI 2019/2022 a été menée par l'Autorité concédante.

Ce contrôle a eu pour objet de vérifier la réalité de l'objet, des quantités d'ouvrages traités, déposés ou posés et les gains attendus.

Au titre du PPI 2019/2022, 500 affaires ont été enregistrées. L'échantillon ne pouvait porter a maxima que sur 10% du nombre de chantiers réalisés soit dans le cas d'espèce 50 affaires. Il a été décidé de limiter ce contrôle (interne) à environ 5 affaires soit 10% de maximum de l'échantillon. Les développements ci-après exposent les conclusions de ce contrôle.

A. Les demandes de l'Autorité concédante

Les 5 affaires sélectionnées par le SDEC ENERGIE ont été les suivantes :

Ordre	Numéro d'affaire	Finalité	Quantité d'ouvrages déclarés au bilan PPI 2019-2022		Unité de calcul au PPI
			Déposées	Posées	
1	DB22/007740	1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	1 107		Mètres de réseau déposés
2	DB22/001585	2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	3 323		Mètres de réseau déposés
3	DB22/002162	3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	776		Mètres de réseau déposés
4	DB22/000253	6 - Renforcement réseau HTA	10 065	5 757	Nb de départs HTA traités
5	DB22/031392	13 - Renforcement réseau BT		540	Mètres de réseau traités

Pur chacune de ces affaires, l'Autorité concédante a sollicité :

- **La présentation des indicateurs** qui ont justifié le lancement de l'affaire (genèse de l'affaire), notamment les chutes de tension pour les affaires de renforcements, les incidents HTA et BT pour les affaires de renouvellement de réseaux incidentogènes,
- **La présentation des choix techniques** mis en œuvre,
- **La présentation des indicateurs** qui permettent de mesurer l'impact des travaux réalisés ou espérés,
- **La communication des plans correspondants aux travaux, en pose et en dépose,**
- **La communication de la liste des immobilisations retirées, modifiées et mises en service.**

Par ailleurs, pour certaines affaires, le Concédant a posé quelques questions spécifiques :

Ordre	Numéro d'affaire	Finalité	Questions spécifiques à l'affaire
1	DB22/007740	1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Le concessionnaire présentera les taux d'incidents et les NiTi du départ HTA avant et après travaux. Il précisera pourquoi tout le linéaire du départ HTA en souterrain CPI n'a pas été supprimé.
2	DB22/001585	2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	Pourquoi cette affaire a-t-elle été choisie par Enedis ? Quelle est la cohérence entre la finalité n°2 et le linéaire de réseau HTA PAC déposé ? Quels sont les taux d'incident avant et après travaux ?
4	DB22/000253	6 - Renforcement réseau HTA	Le concessionnaire expliquera les raisons de la mise en œuvre de cette affaire, car l'année de MES est 2022 alors qu'à fin 2021, la concession ne présente plus de départs HTA en chute de tension.
5	DB22/031392	13 - Renforcement réseau BT	Le concessionnaire expliquera pourquoi la finalité de cette affaire est "13 - Renforcement réseau BT" et non "12 - Renouvellement BT fils nus" (le linéaire de réseau déposé est à 100% du fils nus BT). Quelles étaient les contraintes de ce réseau ? Les contraintes ont-elles été levées après la réalisation des travaux ?

B. Présentation des affaires de l'échantillon et qualité des informations communiquées

Enedis a présenté en réunion le 17 mars 2023, les 5 affaires de l'échantillon (cf. extrait du diaporama ci-dessous).

1. Affaire DB22/007740, finalité n° 1 Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI

1 - DB22/007740 - Renouvellement CPI HTA Avenues du Havre et de Versailles

Origine :

Renouvellement de portions de CPI vétustes à fort critère de remplacement avenues de Versailles et du Havre à Merville Franceville sur le départ Cabourg du Poste Source Ranville.

18 m de 150² synthétiques sont également déposés pour éviter des jonctions trop proches les unes des autres.

Détail retrait CPI :

-249 m de 95² AL PU de 1967 CR 2 et 10

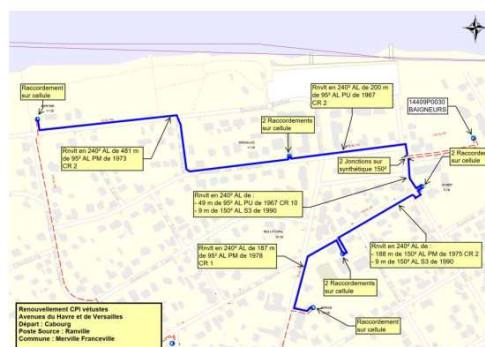
-481 m de 95² AL PM de 1973 CR 2

-188 m de 150² AL PM de 1975 CR 2

-187 m de 95² AL PM de 1978 CR1

Gain :

Amélioration de la fiabilité (disparition du CPI HTA sur la commune de Merville Franceville).



1 - DB22/007740 - Renouvellement CPI HTA vétustes Avenues du Havre et de Versailles

Synthèse détaillée des déposes (SIG)

DefPro	Insee	Const	Nature	Section	Techno	Dépose sout HTA	dont Dépose CPI HTA
DB22/007740	14409	1967	AL		95PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	250	250
DB22/007740	14409	1973	AL		95PM - Papier métallisé tripolaire champ radial	481	481
DB22/007740	14409	1975	AL		150PM - Papier métallisé tripolaire champ radial	187	187
DB22/007740	14409	1978	AL		95PM - Papier métallisé tripolaire champ radial	189	189
DB22/007740	14409	1985	AL		150S3 - Synthétique HN33 S 23 (PR)	56	0
DB22/007740	14409	1990	AL		150S3 - Synthétique HN33 S 23 (PR)	15	0

Synthèse dépenses investissements

DefPro	LibelléFinalité	dont Dépenses <=2016 €	dont Dépenses 2017 €	dont Dépenses 2018 €	dont Dépenses 2019 €	dont Dépenses 2020 €	dont Dépenses 2021 €	dont Dépenses 2022 €	Dépenses totales €	Dépenses totales PPI €
DB22/007740	Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes	10 406	0	75 666	42 409	820	0	0	129 301	43 229

Commentaire en séance du Concessionnaire : Il n'y a pas eu d'incident avant l'intervention. Affaire déterminée par une approche probabiliste. Tout le CPI de la commune a été supprimé. Enedis précise qu'il reste du CPI sur d'autres communes du départ HTA, mais pas sur la commune de Merville-Franceville.

Sur cette affaire, la mesure de l'amélioration de la qualité ne peut pas être réalisée directement.

2. Affaire DB22/001585, finalité n° 2 - Lignes aériennes HTA obsolètes

DB22/001585 - 54² vétuste Crepon de CREULLY

Origine :

Réseau vétuste et incidentogène, exposé risque PAC (ZVF et FSA), complexe à exploiter, fragilité de l'alimentation du bourg de Ste Croix Sur Mer

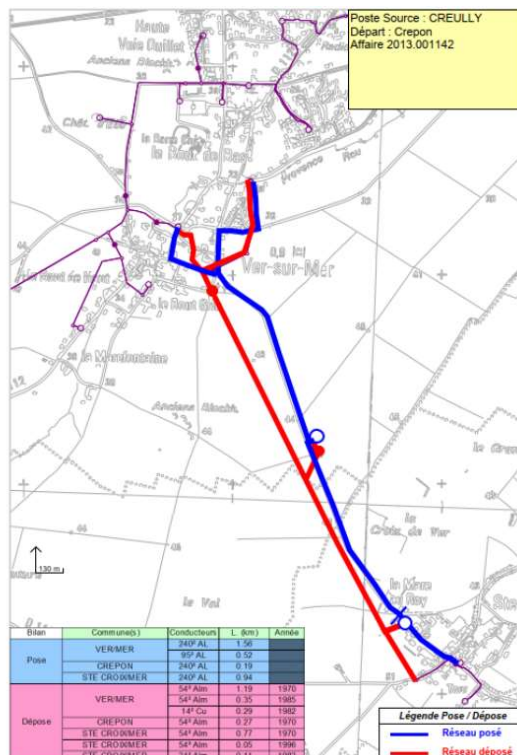
Réseau HTA aérien suspendu en 54 alméc très sollicité de par sa position (vent venu de la mer). Plusieurs incidents sur les années qui ont précédé l'étude (2 en 2011 (14CU), 1 en 2013 (conducteur cassé épisode neige collante / Bourg Ste Croix coupé 2 jours), 1 en 2016 (Usure IA), 1 en 2017 (NV cassé)). Son implantation dans des terrains agricoles rend les dépannages difficiles. Suite incident de 2017, il a été recensé 7 autres Nappes Voutes pliées dont 2 à remplacer rapidement

Travaux :

Présence Bord de mer (implique l'utilisation d'une technique souterraine)

Gain :

Amélioration de la fiabilité.
Sécurisation du bourg de Sainte Croix.



Synthèse détaillée des déposes (SIG)

DefPro	Insee	Dépose nu BT	dont faibles sections BT	Dépose sout BT	dont Dépose sout BT<1976	Dépose tors BT	Dépose nu HTA	dont faibles sections HTA	Dépose torsadé HTA	Dépose sout HTA	Cloture PGI	dont Dépose CPI HTA	dont Dépose PAC
DB22/001585	14196	0	0	0	0	0	389	0	0	0	0	0	375
DB22/001585	14569	0	0	0	0	0	880	0	0	0	0	0	832
DB22/001585	14739	0	0	0	0	36	2 054	482	0	19	0	0	1 560

Synthèse dépenses investissements

DefPro	Insee	Commune	LibelléFinalité	dont Dépenses <=2016 €	dont Dépenses 2017 €	dont Dépenses 2018 €	dont Dépenses 2019 €	dont Dépenses 2020 €	dont Dépenses 2021 €	dont Dépenses 2022 €	Dépenses totales €	Dépenses totales PPI €
DB22/001585				16 265	8 431	157 221	218 042	21 745	0	0	421 705	239 787
DB22/001585	14196	CREPON	Rénovation ciblée rés. HTA aérien incidentogènes	0	0	-2 250	20 204	0	0	0	17 954	20 204
DB22/001585	14569	SAINTE-CROIX-SUR-MER	Rénovation ciblée rés. HTA aérien incidentogènes	0	0	19 947	75 548	0	0	0	95 496	75 548
DB22/001585	14739	VER-SUR-MER	Rénovation ciblée rés. HTA aérien incidentogènes	16 265	8 431	139 524	122 288	21 745	0	0	308 255	144 035

Commentaire en séance du Concessionnaire : Il s'agit d'une ligne HTA aérienne présentant de nombreux incidents avec vétusté remontée par les exploitants et contexte de bord de mer avec vents forts (risque PAC, incidentogène, vétusté...).

Choix de renouveler la ligne en souterrain pour sécuriser le bourg qui est alimenté par une antenne. Le 1^{er} programme PAC concernait les lignes principales et non les antennes (au contraire du 2^{ème} programme PAC) d'où la finalité n° 2 et non PAC.

Avant travaux : 5 incidents sur 7 ans (2011-2017) sur le tronçon

Après travaux : l'analyse n'est pas menée sur le tronçon, mais de manière globale. C'est la baisse globale des critères de qualité qui va conforter *a posteriori* les travaux de manière générale.

3. Affaire DB22/002162, finalité n°3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC

3 - DB22/002162 - Renouvellement et dépose 38² CU en surplomb 228² Marchand

Origine : Réseau à risque PAC (Vent Fort) et incidentogène. Risque d'exploitation (croisement de ligne)

Principale de Dozulé de DIVES en 38² Cu en surplomb de la principale de Marchand/
Incident le 30/09/2010 sur la 38² Cu => deux départs coupés (la chute de la ligne a généré un incident sur la 228² du Départ Marchand).

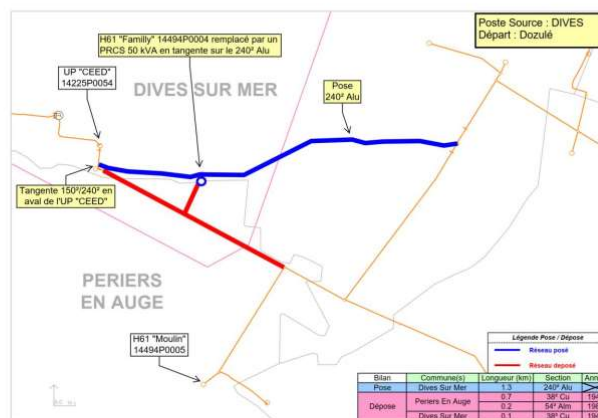
Gain : Amélioration de la fiabilité des départs Dozulé ET Marchand, et amélioration de l'exploitabilité.

Dépenses réalisées :

DefPro	Lib départ HTA	Insee	Dépose nu HTA	dont Dépose PAC
DB22/002162	DOZULE	14225	69	69
DB22/002162	DOZULE	14494	867	707

Synthèse dépenses investissements

DefPro	Insee	LibelléFinalité	dont Dépenses <=2016 €	dont Dépenses 2017 €	dont Dépenses 2018 €	dont Dépenses 2019 €	dont Dépenses 2020 €	dont Dépenses 2021 €	dont Dépenses 2022 €	Dépenses totales	Dépenses totales PPI €
DB22/002162	14225 14494	Plan aléas climatique PAC1	4 837	0	24 384	90 539	39 451	11 197	0	170 408	141 187



Commentaire en séance du Concessionnaire : Affaire PAC climatique, car réseau en zone de vent fort et réseau incidentogène (incident ancien 2010 mais important : la ligne est tombée sur une 2^{ème} ligne qui était dessous).

4. Affaire DB22/000253, finalité n°6 - Renforcement réseau HTA

4 - DB22-000253 Renforcement HTA - PS Touques

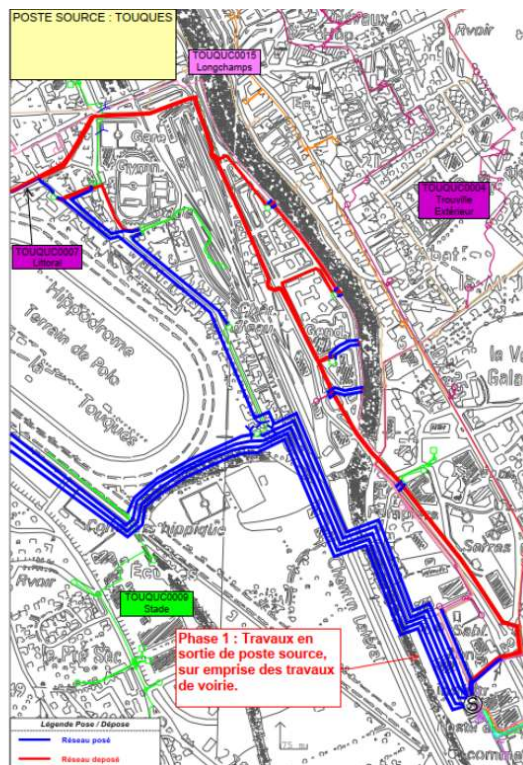
Origine : Suite à des travaux de voirie par la commune de Touques au niveau du poste source sortie nord. Etude de renouvellement des câbles CPI HTA en sortie de PS sur la tracé concerné des 3 départs (Littoral, Stade et Porte Océane). Opportunité de créer de 2 départs comme le préconise le schéma cible afin de dédoubler 3 départs chargés à plus de 6 MVA (Stade, Maire, Lonchamps). A cause de la difficulté de terrasser dans le centre ville de Deauville, nous nous sommes limité à poser du câble dans la partie sud de la ville et de ne pas dépasser le Boulevard Mauger.

Travaux : Les trois départs Littoral, Stade et Porte Océane sont renouvelés en posant 8 km de 240² Alu et en abandonnant plus de 9 km de câbles papier.

Le concessionnaire expliquera les raisons de la mise en œuvre de cette affaire car l'année de MES est 2022 alors qu'à fin 2021, la concession ne présente plus de départs HTA en chute de tension.

>> Affaire très complexe qui a débuté avant le début du PPI. La création de départs HTA venant équilibrer la structure du réseau implique l'utilisation de la finalité Renforcement.

Gains : Renforcement de la structure dans une zone urbaine sensible avec enjeux économiques. Amélioration de la fiabilité (abandon de réseau CPI HTA).



4 - DB22-000253 - Renforcement HTA - PS Touques

Synthèse détaillée des déposes (SIG)

DefPro	Insee	Const	Nature	Section	Techno	Dépense sout HTA	dont Dépense CPI HTA	AMHEO SIG
DB22/000253	14220	1967	AL		150 PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	318	318	2022
DB22/000253	14220	1967	AL		95 PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	797	797	2022
DB22/000253	14220	1968	AL		150 PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	476	476	2022
DB22/000253	14220	1969	AL		95 PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	96	96	2022
DB22/000253	14220	1974	AL		150 PM - Papier métallisé triolaire champ radial	1 645	1 645	2022
DB22/000253	14220	1976	AL		150 PM - Papier métallisé triolaire champ radial	2 581	2 581	2022
DB22/000253	14220	1978	AL		150 PM - Papier métallisé triolaire champ radial	270	270	2022
DB22/000253	14220	1989	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	225	0	2022
DB22/000253	14220	2001	AL		150 SO - Isolation Synthe UTF C 33-223 Cable 2000	9	0	2022
DB22/000253	14220	2003	AL		150 SO - Isolation Synthe UTF C 33-223 Cable 2000	4	0	2022
DB22/000253	14220	2005	AL		240 SO - Isolation Synthe UTF C 33-223 Cable 2000	284	0	2022
DB22/000253	14220	2009	AL		240 SO - Isolation Synthe UTF C 33-223 Cable 2000	8	0	2022
DB22/000253	14220	2019	AL		150 S6 - Synthétique NF C33-226	5	0	2022
DB22/000253	14699	1974	AL		150 PM - Papier métallisé triolaire champ radial	2 414	2 414	2022
DB22/000253	14699	1985	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	28	0	2022
DB22/000253	14220	1977	AL		150 PM - Papier métallisé triolaire champ radial	434	434	2016
DB22/000253	14220	1980	AL		150 SF - Synthétique HN 33 S22 (PF ou PVC) ou ???	137	0	2016
DB22/000253	14699	1972	AL		150 PU - Papier imprégné unipolaire ss plomb	366	366	2015
DB22/000253	14699	1980	AL		150 SF - Synthétique HN 33 S22 (PF ou PVC) ou ???	161	0	2015
DB22/000253	14699	1987	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	49	0	2015
DB22/000253	14699	1991	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	4	0	2015
DB22/000253	14220	1993	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	909	0	2022
DB22/000253	14699	1994	AL		150 S3 - Synthétique HN33 S 23 (PRI)	601	0	2015

Synthèse dépenses investissements

DefPro	Insee	Commune	LibelléFinalité	dont Dépenses <=2016 €	dont Dépenses 2017 €	dont Dépenses 2018 €	dont Dépenses 2019 €	dont Dépenses 2020 €	dont Dépenses 2021 €	dont Dépenses 2022 €	Dépenses totales €	Dépenses totales PPI €
DB22/000253				737 873	245 453	190 662	37 008	16 672	41 326	682 368	1 951 368	777 375
DB22/000253	14059	BENERVILLE-SUR-MER	levée de contraintes réseau HTA	1 073	15 108	0	0	0	0	0	16 181	0
DB22/000253	14220	PEAUVILLE	levée de contraintes réseau HTA	491 468	230 016	185 795	37 008	16 672	35 034	323 797	1 319 767	412 509
DB22/000253	14689	TOUQUES	levée de contraintes réseau HTA	245 333	0	0	0	0	6 268	358 571	610 199	364 987
DB22/000253	14701	TOURGEVILLE	levée de contraintes réseau HTA	0	110	162	0	0	0	0	1 733	0
DB22/000253	14716	TROUVILLE-SUR-MER	levée de contraintes réseau HTA	0	110	3 246	0	0	0	0	3 366	0
DB22/000253	14754	VILLERS-SUR-MER	levée de contraintes réseau HTA	0	110	0	0	0	0	0	110	0

Commentaire en séance du Concessionnaire : Affaire de renforcement HTA avec, comme fait générateur, des travaux sur la commune de Touques : coordination de travaux.

Zone touristique avec fort enjeu économique.

Réseau HTA CPI.

Le critère de choix n'était pas la chute de tension. Enedis a choisi la finalité « 6-Renforcement réseau HTA » pour les aspects de puissance, longueur de départ HTA et d'amélioration de la qualité du service. Ce tronçon ne présentait pas de contraintes. Enedis a anticipé les contraintes de charge.

5. Affaire DB22/031392, finalité n° 13 - Renforcement réseau BT

5 - DB22/031392 - Renforcement BT lieu dit Les peupliers - 14027 LES MONTS D'AUNAY

Origine :

Renforcement BT suite à des chutes de tensions sur le poste COURCELLES
1. DAC 2018. Réseau fils nus FS (I2CU).

Affaire SDEC sur le même poste : DB22/031279

Travaux : Passage en T70

Gains :

Traitement d'un DMA (cf. CT BT 003 2018 vs 2019).
Amélioration de la fiabilité (sécurisation fils nus BT FS).

Synthèse détaillée des déposes (SIG) -Poses

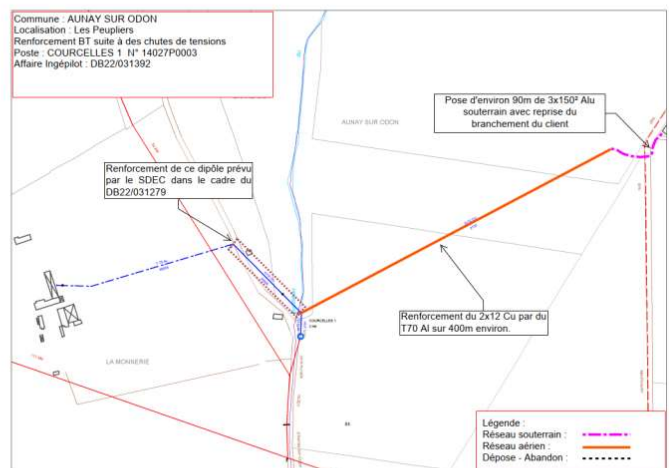
DefPro	Insee	Const	Nature	Section	Dépense nu BT	dont faibles sections BT
DB22/031392	14027	1946	CU	12	465	465

DefPro	Insee	Type	Pose
DB22/031392	14027	BT Tors	433
DB22/031392	14027	BT Sout	107



Synthèse dépenses investissements

DefPro	Insee	LibelléFinalité	dont Dépenses <=2016 €	dont Dépenses 2017 €	dont Dépenses 2018 €	dont Dépenses 2019 €	dont Dépenses 2020 €	dont Dépenses 2021 €	dont Dépenses 2022 €	Dépenses totales €	Dépenses totales PPI €
DB22/031392	14027	levée de contraintes rés. BT (U ou I) en zone Enedis	0	0	1 615	34 040	0	0	0	35 655	34 040



Commentaire en séance du Concessionnaire Le départ BT était en contrainte d'où le classement en finalité 13 - Renforcement réseau BT

Renforcement avec des chutes de tension. Affaire « frontalière » avec une affaire sous MOA du SDEC ENERGIE.

Des fils nus BT faible section ont été remplacés.

Les travaux ont permis de traiter la contrainte.

Conclusions :

Pour chacune de ces affaires, le Concessionnaire a communiqué les pièces sollicitées : plans et synthèse des immobilisations.

En séance, il a expliqué la genèse des affaires et justifié de ses choix techniques.

Néanmoins, le Concédant rappelle que le Concessionnaire a indiqué, lors de la réunion d'initialisation du contrôle, qu'il ne menait pas d'analyse de l'efficacité des travaux par affaire ou par ouvrage de réseau traité, mais de manière globale.

C. Traçabilité des ouvrages traités déposés ou posés

1. Affaire DB22/007740, finalité n° 1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI

Affaire DB22/007740 1 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Dépose HTA souterraine	Objectif quantitatif - PPI 2019/2022
		Dont dépose HTA souterraine CPI
Longueurs en mètres dans le bilan du PPI 2019-2022	1 178	1 107
Longueurs en mètres sur les plans fournis : PGO	1 190	

Les plans communiqués font apparaître les longueurs déposées ainsi que leurs sections et matériaux. Dans le cas d'espèce :

Dépose	Section et nature	Longueur électrique - Quantité (en m)
Abandon HTA souterraine	3 x 95 ² AL	929
	3 X 150 AL	261
	Somme	1 190

L'inventaire comptable fait apparaître les retraits suivants pour les ouvrages HTA souterrain :

Número d'immobilisation principal	Libellé ETI	Date comptable du mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT (en m)	Valeur brute (actif) en €	Financement Enedis (valeur brute)	Financement concédant (valeur brute)	Provision pour renouvellement	Droit en espèce
320358762	canalisation HTA - câble souterrain	24/09/2019	01/07/1967	-250	-2 876	2 876	0	14 352	0
320359010	canalisation HTA - câble souterrain	24/09/2019	01/12/1973	-481	-8 389	3 600	2 392	19 400	2 392
320359102	canalisation HTA - câble souterrain	24/09/2019	01/06/1975	-187	-4 079	2 228	1 480	8 266	1 480
320359380	canalisation HTA - câble souterrain	24/09/2019	01/11/1978	-189	-6 279	3 773	2 507	0	2 507
	Somme			-1 107	-21 622	12 476	6 379	42 018	6 379

Les retraits comptables liés aux longueurs déposées font apparaître le retrait de 4 immobilisations listées dans le tableau ci-dessus pour une longueur totale de 1 107 mètres. Les dates de mise en service de ces immobilisations permettent d'identifier les tronçons concernés (Fichier ETRES 05 fichier de mission de contrôle 2019 données 2018) :

Libellé INSEE	Code INSEE	Code GDO du poste source	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Code GDO du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	Longueur totale (m)	Type de réseau			
											aérien nu	dont faible section	souterrain	
MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	14409		RAVILLE	CABOUR		1967	AL	95	PU	249	0	0	249	
MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	14409		RAVILLE	CABOUR		1973	AL	95	PM	481	0	0	481	
MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	14409		RAVILLE	CABOUR		1975	AL	150	PM	188	0	0	188	
MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	14409		RAVILLE	CABOUR		1978	AL	95	PM	187	0	0	187	
										Somme	1 106	0	0	1 106

Le détail des tronçons concernés permet de confirmer qu'il s'agit de câbles souterrains CPI :

Tronçon	Souterrain	Année	Isolation	Section
1	249	1967	PU	95
2	481	1973	PM	95
3	187	1978	PM	95
4	188	1975	PM	150

En effet, le tableau ci-dessous identifie les différentes typologies de canalisations constituant du câble souterrain CPI et en gras apparaissent les trois typologies de tronçons concernés :

Technique de pose HTA	Années de pose	Isolation	Sections
Souterraine	1952 à 1995	PC	22, 29, 50, 75, 116, 150
		PM	50, 75, 95, 150 , 240
		PP	50, 75, 95, 116, 150, 240
		PU	25, 50, 75, 95 , 150, 240

Conclusions :

- Les longueurs de canalisations HTA souterraines déposées après croisement des informations communiquées sont conformes à celles présentées dans le bilan du PPI.
- L'écart de 2 mètres relevé entre les données de l'inventaire comptable et technique n'est pas pertinent compte tenu de sa mesure.
- L'écart entre les données cartographiques et les données inscrites au bilan (12 m) reste sans explication à la rédaction du présent rapport.

Observation d'Enedis : « il est difficile d'expliquer l'écart de 12 mètres, soit 0,01% ; par contre les câbles ont été posés il y a plusieurs dizaines d'années avec une mesure qui date de l'époque de la pose. On peut imaginer plusieurs hypothèses possibles, avec des incertitudes sur les PGOC. Explications portées (mail de XX) : les longueurs déposées correspondent aux longueurs entre les différents repères sur les plans fournis en prenant en compte les longueurs existantes dans notre SI. Aussi, le tableau PGOC sert uniquement à contrôler une cohérence sur les ordres de grandeur. Pour information, une évolution en ce sens est prévue pour le 1^{er} janvier 2024. »

Le Concédant comprend de la réponse apportée que les tableaux de longueurs reportées sur les PGOC sont à utiliser avec précaution.

Cet état de fait surprend l'Autorité concédante qui souligne néanmoins que ce sont les longueurs entre les repères qui sont reportées dans l'outil cartographique du Concessionnaire.

2. Affaire DB22/001585, finalité n° 2 - Lignes aériennes HTA obsolètes

Affaire DB22/001585 2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	Objectif quantitatif - PPI 2019/2022 Dépose HTA aérien
Longueurs en mètres dans le bilan du PPI 2019-2022	3 323
Longueurs en mètres sur les plans fournis : PGOC	3 353

Les plans communiqués font apparaître les longueurs déposées ainsi que leurs sections et matériaux. Dans le cas d'espèce :

Dépose	Commune	Section et nature	Longueur électrique - Quantité (en m)
Dépose HTA aérienne	Ver-sur-Mer	3x54.6 ² Aster	1 406
		3x54.6 ² Aster	577
		3x14 ² Aster	165
	Crépon	3x54.6 ² Aster	287
	Sainte-Croix-sur-Mer	3x54.6 ² Aster	809
		3x34.4 ² Aster	109
Somme			3 353

L'inventaire comptable fait apparaître pour cette affaire, les retraits suivants concernant les ouvrages HTA aériens :

Numéro d'immobilisation principal	Libellé ETI	Date comptable du mouvement	Libellé Type de mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT (en m)	Valeur brute (actif)	Financement Enedis (valeur brute)	Financement concédant (valeur brute)	Provision pour renouvellement
320365114	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1963	-308	-448	313	134	2 276
320365587	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1970	-375	-1 114	667	447	4 812
320365641	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1970	-713	-2 118	1 268	849	9 149
320365667	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1970	-1 078	-3 202	1 918	1 284	13 833
320367472	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1981	-14	-163	107	56	0
320367548	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1981	-156	-1 813	1 189	624	0
320367861	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1982	-174	-2 355	1 398	957	0
320368190	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1983	-119	-1 839	1 122	717	0
320368809	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1985	-338	-6 408	5 595	812	0
320371012	canalisation HTA - aérien nu	02/12/2019	MARE	01/07/1996	-48	-2 486	1 865	621	0
Somme					-3 323	-21 945	15 442	6 503	30 071

Les retraits comptables liés aux longueurs déposées font apparaître le retrait partiel ou total de 10 immobilisations listées dans le tableau ci-dessus pour une longueur totale de 3 323 mètres. Les dates de mise en service de ces immobilisations et les sections de câble permettent d'identifier les tronçons concernés à l'inventaire technique (Fichier ETRES 05 fichier de mission de contrôle 2019 données 2018) :

Libellé INSEE	Code INSEE	Code GDO du poste source	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Code GDO du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	aérien nu Quantité en m	Retrait en m
CREPON	14196		CREULLY	CREPON		1970	AM	54,6	-1	370	-375
CREPON	14196		CREULLY	CREPON		1981	AM	54,6	-1	18	-14
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569		CREULLY	CREPON		1970	AM	54,6	-1	700	-713
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569		CREULLY	CREPON		1983	AM	34,4	-1	104	-119
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569		CREULLY	CREPON		1996	AM	54,6	-1	50	-48
VER-SUR-MER	14739		CREULLY	CREPON		1963	CU	14,1	-1	326	-308
VER-SUR-MER	14739		CREULLY	CREPON		1970	AM	54,6	-1	1 078	-1 078
VER-SUR-MER	14739		CREULLY	CREPON		1981	AM	54,6	-1	191	-156
VER-SUR-MER	14739		CREULLY	CREPON		1982	CU	14,1	-1	200	-174
VER-SUR-MER	14739		CREULLY	CREPON		1985	AM	54,6	-1	4 270	-338
Somme										7 307	-3 323

La sensibilité du réseau déposé au vent fort ressort des données communiquées au titre de la mission de contrôle 2019 (données 2018 - fichier 2018- Aérien HTA- Zone de vent). Ce tableau fait apparaître aussi les longueurs de réseau de faible section :

Libellé INSEE	Code Insee	Nom du PS	Nom du Départ	Année	Métal	Section	Longueur Totale (m)	Aérien nu	dont Faible section	Retrait
CREPON	14196	CREULLY	CREPON	1970	AM	54 AM	1024	1024	0	-375
CREPON	14196	CREULLY	CREPON	1981	AM	54 AM	170	170	0	-14
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569	CREULLY	CREPON	1970	AM	54 AM	228	228	0	-713
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569	CREULLY	CREPON	1983	AM	34 AM	104	104	0	-119
SAINTE-CROIX-SUR-MER	14569	CREULLY	CREPON	1996	AM	54 AM	50	50	0	-48
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1963	CU	14 CU F	151	151	151	-308
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1963	CU	14 CU F	175	175	175	-1 078
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1970	AM	54 AM	84	84	0	-156
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1981	AM	54 AM	39	39	0	-174
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1982	CU	14 CU F	81	81	81	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1982	CU	14 CU F	119	119	119	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	67	67	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	75	75	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	202	202	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	265	265	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	18	18	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	110	110	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	61	61	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	253	253	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	148	148	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	71	71	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	68	68	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	157	157	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	426	426	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	345	345	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	162	162	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	105	105	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	74	74	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	215	215	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	68	68	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	265	265	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	243	243	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	159	159	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	34 AM	83	83	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	362	362	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	89	89	0	
VER-SUR-MER	14739	CREULLY	CREPON	1985	AM	54 AM	203	203	0	

En outre, le caractère incidentogène du réseau déposé est avéré, le Concédant a ainsi pu identifier qu'il avait été à l'origine de plusieurs coupures pour incidents et de plusieurs coupures pour travaux (données de contrôle-Fichier Coupures longues HTA et amont) :

Date	Heure	Nom du poste source	Nom du départ HTA	Origine	Nature	Cause	Siège	Durée (mn)	Nombre total de clients coupés
30/08/2011	12:22	CREULLY	CREPON	MT	Incident	cause inconnue: par circonstances atmosphériques normales	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: Cu 14mm²	163	411
07/09/2011	17:07	CREULLY	CREPON	MT	Incident	cause inconnue: par grand vent avec ou sans pluie	ligne aérienne: raccord, pont, bretelle	84	108
11/03/2013	15:45	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Effort anormal par tempête de neige ou de givre	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	2943	2607
11/12/2017	14:19	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Cause inconnue: par grand vent	Pas de dégât : éliminé avec manoeuvres manuelles	215	712
12/01/2017	18:21	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	1573	122
05/09/2018	14:47	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Coup de foudre	Isolateur	264	2710
10/11/2018	04:22	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Usure naturelle	Attache	319	1271
09/12/2018	11:05	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	Raccord, pont, bretelle	49	1303
15/12/2018	12:53	CREULLY	CREPON	MT	Incident	Effort anormal par tempête de neige ou de givre	Attache	392	2751

Conclusions :

- Les longueurs de canalisations HTA aériennes retirées à l'inventaire comptable sont conformes à celles indiquées dans le bilan du PPI 2019/2022.
- L'écart entre les données cartographiques et les données inscrites au bilan (26 m) reste sans explication à la rédaction du présent rapport.
- Le caractère incidentogène du départ traité est avéré et le Concessionnaire avait identifié préalablement aux travaux, sa sensibilité aux vents forts liés à sa proximité de la mer et l'existence d'une partie de réseau de faible section.
- Le Concédant relève que ce départ ne fait pas partie des départs soumis à un risque climatique avéré traité dans le cadre du PAC (programme « aléa climatique ») : il demande donc que le Concessionnaire clarifie ses propos sur ce point.

3. Affaire DB22/002162, finalité n° 3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du « PAC »

Affaire DB22/002162 3 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Dépose HTA arienne	Objectif quantitatif - PPI 2019/2022
		Dont Dépose HTA arienne « PAC »
Longueurs en mètres dans le bilan du PPI 2019-2022	936	776
Longueurs en mètres sur les plans fournis : PGO	NC	

Les plans communiqués ne font pas apparaître les longueurs déposées. Le Concédant s'interroge sur les causes expliquant cet état de fait.

L'inventaire comptable fait apparaître les retraits suivants pour les ouvrages HTA aériens :

Numéro d'immobilisation principal	Libellé ETI	Code Commune	Date comptable du mouvement	Libellé Type de mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT (en m)	Valeur brute (actif)	Financement Enedis (valeur brute)	Financement concédant (valeur brute)	Provision pour renouvellement	Droit en espèce
320364478	canalisation HTA - aérien nu	14225	13/07/2021	MARE	01/07/1949	-57	-85	85	0	386	0
320368833	canalisation HTA - aérien nu	14225	13/07/2021	MARE	01/07/1985	-12	-337	190	147	0	132
320364486	canalisation HTA - aérien nu	14494	13/07/2021	MARE	01/07/1949	-693	-915	915	0	4 157	0
320368858	canalisation HTA - aérien nu	14494	13/07/2021	MARE	01/07/1985	-14	-267	150	117	0	105
Sous total						-776					
320367108	canalisation HTA - aérien nu	14494	13/07/2021	MARE	01/07/1980	-160	-1 601	1 601	0	0	0
Somme						-936	-3 204	2 940	264	4 543	237

Les retraits comptables liés aux longueurs déposées, font apparaître le retrait partiel ou total de longueurs, sur les 5 immobilisations listées dans le tableau ci-dessus, pour une longueur totale de 936 mètres, cette longueur déposée identique à celle déclarée dans le cadre du PPI 2019/2022.

Sur les 4 premières lignes du tableau ci-dessus, le retrait est égal au retrait de longueur de réseau HTA aérien « PAC » à risque avéré climatique.

Les dates de mise en service de ces immobilisations permettent d'identifier les tronçons concernés à l'inventaire technique (Fichier ETRES 05 fichier de mission de contrôle 2020 données 2019) :

Libellé INSEE	Code INSEE	Code GDO du poste source	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Code GDO du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	aérien nu	Retrait
DIVES-SUR-MER	14225		DIVES	DOZULE		1949	CU	38,2	-1	359	-57
DIVES-SUR-MER	14225		DIVES	DOZULE		1985	AM	34,4	-1	13	-12
PERIERS-EN-AUGE	14494		DIVES	DOZULE		1949	CU	38,2	-1	882	-693
PERIERS-EN-AUGE	14494		DIVES	DOZULE		1985	AM	34,4	-1	14	-14
Sous total PAC											-776
PERIERS-EN-AUGE	14494		DIVES	GOUSTR		1980	AM	148,1	-1	2 022	
PERIERS-EN-AUGE	14494		DIVES	DOZULE		1980	AM	34,4	-1	534	-160
PERIERS-EN-AUGE	14494		DIVES	DOZULE		1980	AM	54,6	-1	160	
Somme											-936

Le départ HTA « Dozulé » rattaché au poste source « Dives » comptabilisait en 2019, 4 746 m de réseau HTA aérien en risque avéré vent et 10 m de réseau en risque avéré bois (Mission de contrôle 2020 - données 2019, Fichier risque climatique, onglet PAC) :

Nom du poste source	Nom du départ HTA	Type de risque	Longueur risque avéré (m)
DIVES	DOZULE	Bois	10
DIVES	DOZULE	Vent	4746

Le Concessionnaire refusant de communiquer cette donnée à une maille plus fine, il est impossible de confirmer que les tronçons traités dans le cadre de l'affaire DB22/002162 sont inclus dans ce périmètre en l'état des informations communiquées au Concédant. Néanmoins, il est à noter que ces tronçons sont signalés comme étant situés en zone de vent fort (Mission de contrôle 2020 - données 2019, Fichier risque climatique, onglet ZV) :

Code INSEE	Libellé INSEE	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Année	Métal	Section	aérien nu
14225	DIVES-SUR-MER	DIVES	DOZULE	1949	CU	38,2	359
14225	DIVES-SUR-MER	DIVES	DOZULE	1985	AM	34,4	13
14494	PERIERS-EN-AUGE	DIVES	DOZULE	1949	CU	38,2	882
14494	PERIERS-EN-AUGE	DIVES	DOZULE	1985	AM	34,4	14
Somme							1 268

Conclusions :

- Les plans communiqués ne permettent pas de mesurer les linéaires d'ouvrages retirés. Le Concédant s'interroge sur les causes expliquant cet état de fait.
- Néanmoins, les retraits à l'inventaire comptable sont l'exact reflet des quantités retirées telles que présentées dans le bilan du PPI 2019/2022.
- Il est impossible en l'état des informations communiquées au Concédant de rattacher les tronçons au risque climatique avéré du programme PAC du concessionnaire, en l'absence de communication de données à une maille plus fine que celle des départs HTA.
- On soulignera cependant que les tronçons traités sont situés en zone de vent fort.

Observation Enedis : « Il est impossible en l'état des informations communiquées au Concédant de rattacher les tronçons au risque climatique avéré du programme PAC du concessionnaire, en l'absence de communication de données à une maille plus fine que celle des départs HTA »

Le système d'information n'est pas conçu nativement pour répondre à cette demande, et ne peut donc répondre précisément ; Il n'est pas prévu d'investir pour arriver à ce détail, sachant que l'élément minimal retenu est le départ HTA, qui constitue un « ensemble homogène électrique » calculé pour alimenter un ensemble de clients en sécurité avec son système de protection (disjoncteur).

L'Autorité concédante regrette cette situation qu'elle ne comprend pas. En effet, si le Concessionnaire communique les linéaires de réseaux HTA aériens subissant soit un risque bois soit un risque fils nus soit un risque vent, il semble donc possible de localiser les tronçons concernés.

4. Affaire DB22/000253, finalité n° 6 - Renforcement réseau HTA

Dans le cadre du PPI 2019/2022, le Concessionnaire a déclaré avoir traité 11 départs, soit 7 de plus que son objectif. Les départs HTA traités ont été les suivants :

Poste Source	Départ HTA
DIVES	DOZULE
TOUQUES	STADE
DRONNIERE	FLEURY
ISIGNY	GRANDCAMP
DIVES	GOUSTRANVILLE
DRONNIERE (LA)	ROCQUAN COURT EOLIENNE
ST-CONTEST	GEORGES SAND
CAEN	PASTEUR
RANVILLE	ENP
ISIGNY	ISIGNY
RANVILLE	CABOURG

Le contrôle des linéaires posés et déposés dans le cadre de l'affaire DB22/000253 (départ HTA « Stade ») n'a donc pas pour objet de mesurer l'état de réalisation de cet objectif, mais de mesurer la traçabilité des informations communiquées par le Concessionnaire.

Affaire DB22/000253 6 - Renforcement réseau HTA	Pose HTA	Dépose HTA
Longueurs en mètres dans le bilan du PPI 2019-2022	5 757	10 065
Longueurs en mètres sur les plans fournis : PGO	5 407	

Les plans communiqués font apparaître les longueurs de réseau HTA posées et non les longueurs déposées. Le Concédant s'interroge sur les causes expliquant cet état de fait. L'inventaire comptable fait apparaître les retraits suivants pour les ouvrages HTA souterrains pendant le PPI 2019/2022 :

Numéro d'immobilisation principal	Libellé ETI	Code Commune	Date comptable du mouvement	Libellé Type de mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT (en m)	Valeur brute (actif)	Financement Enedis (valeur brute)	Financement concédant (valeur brute)	Provision pour renouvellement
320358756	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1967	-1 115	-14 280	14 280	0	71 266
320358783	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1968	-476	-6 544	6 544	0	32 015
320358811	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1969	-96	-1 464	1 464	0	6 675
320359040	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1974	-1 645	-39 448	39 448	0	102 857
320359168	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1976	-2 581	-75 967	75 967	0	144 197
320359331	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/07/1978	-270	-10 390	10 390	0	14 196
320360567	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/01/1989	-225	-8 847	5 525	3 322	0
320361131	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/04/1993	-359	-19 224	12 005	7 219	0
320363047	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/05/2001	-9	-1 060	1 060	0	0
320363718	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/12/2003	-4	-684	684	0	0
320363971	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/03/2005	-52	-10 814	10 591	223	0
320364031	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	01/09/2005	-232	-21 566	13 733	7 833	0
320613338	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	23/02/2009	-8	-591	583	8	0
322127690	canalisation HTA - câble souterrain	14220	17/11/2022	MARE	24/01/2019	-5	-14 204	12 175	2 029	0
320359048	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/11/2022	MARE	01/07/1974	-2 404	-57 645	57 645	0	150 306
320359254	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/11/2022	MARE	01/07/1977	-10	-336	336	0	517
320360145	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/11/2022	MARE	01/06/1985	-28	-1 033	774	259	0
320361314	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/11/2022	MARE	01/01/1994	-30	-3 219	1 791	1 428	0
320361345	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/11/2022	MARE	01/03/1994	-516	-55 401	30 826	24 576	0
				Somme		-10 065	-342 716	295 819	46 897	522 030

La somme des retraits opérés en comptabilité au titre de l'affaire DB22/000253 et bien égale à la somme des déposes exposées au bilan du PPI 2019/2022.

Pour ce qui concerne les poses d'ouvrages de canalisations souterraines HTA, le Concédant n'a pu reconstruire, sur la base des immobilisations mises en service et des compléments de valeur apportés à ces immobilisations, les données de linéaires posés dans le cadre de cette affaire.

Au principal, le Concédant attire l'attention du Concessionnaire sur le fait que les immobilisations mises en service au titre de cette affaire disposent de dates de mise en service antérieures au PPI 2019 -2022 pour 4 des 6 immobilisations réalisées.

Numéro d'immobilisation principal	Code commune	Libellé commune	Année de mise en service	Date de mise en service
320848203	14699	TOUQUES	2015	12/05/2015
320848204	14220	DEAUVILLE	2015	12/05/2015
320867030	14220	DEAUVILLE	2015	18/09/2015
320872555	14699	TOUQUES	2016	23/03/2016
325076550	14220	DEAUVILLE	2022	16/09/2022
325076572	14699	TOUQUES	2022	26/09/2022

Il est à noter par ailleurs que si on sélectionne les mouvements de valeurs relatives à la quantité de ces immobilisations au titre des mouvements dits de compléments de valeur (CVAL), le Concédant ne peut reconstituer le linéaire posé (5 747 m) :

Ordre des immobilisations	Numéro d'immobilisation principal	Libellé ETI	Code Commune	Date comptable du mouvement	Libellé Type de mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT
1	320848203	canalisation HTA - câble souterrain	14699	06/06/2015	MESE	12/05/2015	270
	320848203	canalisation HTA - câble souterrain	14699	06/06/2015	CVAL	12/05/2015	1080
	320848203	canalisation HTA - câble souterrain	14699	24/05/2018	CVAL	12/05/2015	-376
	320848203	canalisation HTA - câble souterrain	14699	08/02/2023	CVAL	12/05/2015	995
2	320848204	canalisation HTA - câble souterrain	14220	06/06/2015	MESE	12/05/2015	140
	320848204	canalisation HTA - câble souterrain	14220	06/06/2015	CVAL	12/05/2015	1220
	320848204	canalisation HTA - câble souterrain	14220	24/05/2018	CVAL	12/05/2015	-440
	320848204	canalisation HTA - câble souterrain	14220	08/02/2023	CVAL	12/05/2015	461
	320848204	canalisation HTA - câble souterrain	14220	08/04/2023	CVAL	12/05/2015	42
3	320867030	canalisation HTA - câble souterrain	14220	22/01/2016	MESE	18/09/2015	15
	320867030	canalisation HTA - câble souterrain	14220	22/01/2016	CVAL	18/09/2015	42
4	320872555	canalisation HTA - câble souterrain	14699	08/04/2016	MESE	23/03/2016	400
	320872555	canalisation HTA - câble souterrain	14699	08/04/2016	CVAL	23/03/2016	3020
	320872555	canalisation HTA - câble souterrain	14699	17/06/2020	CVAL	23/03/2016	232
	320872555	canalisation HTA - câble souterrain	14699	08/04/2023	CVAL	23/03/2016	793
5	325076550	canalisation HTA - câble souterrain	14220	21/10/2022	MESE	16/09/2022	48
	325076550	canalisation HTA - câble souterrain	14220	21/03/2023	CVAL	16/09/2022	16
	325076550	canalisation HTA - câble souterrain	14220	08/04/2023	CVAL	16/09/2022	-48
6	325076572	canalisation HTA - câble souterrain	14699	21/10/2022	MESE	26/09/2022	106

Somme des quantités

Mouvements comptables au cours du PPI 2019/2022 :

2677 m

Conclusions :

- Bien que les longueurs de canalisations posées et déposées ne soient pas l'unité de décompte de la finalité n° 6, le Concédant souligne qu'il n'a pu reconstituer les linéaires posés par le Concessionnaire déclarés dans le PPI 2019-2022 au titre de l'affaire DB22/000253.
- Il sollicite donc un complément d'information sur cette affaire.

5. Affaire DB22/031392, finalité n° 13 - Renforcement réseau BT

Affaire DB22/031392 13 - Renforcement réseau BT	Objectif quantitatif - PPI 2019/2022 Pose BT	Dépose BT	Dont BT fils nus
Longueurs en mètres dans le bilan du PPI 2019-2022	540	465	465
Longueurs en mètres sur les plans fournis : C	543	1 041	NC

Les plans communiqués font apparaître les longueurs BT posées et déposées. L'inventaire comptable fait apparaître les mouvements suivants :

Ordre des immobilisations	Numéro d'immobilisation principal	Libellé ETI	Code Commune	Date comptable du mouvement	Libellé Type de mouvement	Date de MES fiche Immo	Quantité MVT	Valeur brute (actif)	Financement Enedis (valeur brute)	Financement concédant (valeur brute)	Provision pour renouvellement	Droit en espèce	Nature du Mouvement
1	320414241	canalisation BT - aérien nu	14027	17/10/2019	MARE	01/01/1959	-465	-1 558	335	404	3 937	404	Retrait
2	322453118	canalisation BT - aérien isolé	14027	22/10/2019	MESE	02/09/2019	433	28 569	-28 569	0	0	0	Mise en service
3	322610518	canalisation BT souterraine	14027	07/03/2020	MESE	02/09/2019	107	6 160	-6 160	0	0	0	Mise en service
Somme							540	34 728	-34 728				

- Retrait de 465 m de canalisations BT aérienne fil nu,
- Pose de 540 m de canalisations BT dont 107 m de canalisation souterraine et 433 m de canalisation BT aérienne torsadée.

Les linéaires déclarés posés ou déposés au titre de l'affaire DB22/031392 sont conformes aux mouvements comptables observés et en partie conformes à ceux indiqués sur les plans de ces affaires.

Il est à noter cependant un écart concernant le linéaire de canalisations BT déposées entre les données du bilan du PPI 2019-2022 et les plans. Cet écart est inexplicable au terme du contrôle.

Cette affaire ressort de la finalité renforcement car le départ traité était en contrainte (Mission de contrôle 2019 données 2018 -Fichier CTL CTBT-003 chute de tension par départ BT) :

Code INSEE	Libellé Commune	Code FACE	Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Nom du poste	type de local du poste	Longueur totale des tronçons (m)	Part des tronçons aériens nus (%)	Part des tronçons torsadés (%)	Longueur des FSA (faible section aérienne) (m)	Nombre de CMA (clients mal alimentés)
14027	AUNAY-SUR-ODON	U	CAUMONT	JURQUE	COURCELLES 1	H61	863	53,88%	46,12%	465	1

Il est à noter qu'à la suite des travaux réalisés la contrainte a été levée (Mission de contrôle 2020 données 2019 -Fichier CTL CTBT-003 chute de tension par départ BT) :

Code INSEE	Libellé Commune	Code FACE	Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Nom du poste	Longueur totale des tronçons (m)	Part des tronçons torsadés (%)	Nombre de CMA (clients mal alimentés)
14027	AUNAY-SUR-ODON	U	CAUMONT	JURQUE	COURCELLES 1	938	88,59%	0

Conclusions :

- Les longueurs posées déclarées dans le cadre l'affaire DB22/031392 au titre du PPI 2019/2022 sont conformes aux mouvements comptables observés.
- Les origines de l'affaire sont tracées (départ BT en contrainte de tension) et la contrainte a été levée.

VI. Conclusions générales

1. Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n°4 « Lignes aériennes HTA rénovées (PDV) ». Il est proposé sur ce point de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.
2. Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP.
3. Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés et les travaux du concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres événements pouvant expliquer ces variations.
4. Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés, et le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Emeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.
5. Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concédant, sont satisfaisants, même si quelques questions perdurent.

Projet 2023-1

Annexe n° 1 : Les valeurs repères du SDI au 1/01/2023

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	Critère B HIX hors RTE concessif moyen de 2011 à 2015 = 72 minutes	Le critère B HIX hors RTE concessif moyen sur la durée du dernier PPI du contrat doit être inférieur à 57 minutes	Le critère B HIX hors RTE concessif moyen de chaque PPI observe une décroissance linéaire entre la valeur de départ et la valeur cible	À chaque PPI et au terme du contrat	<ul style="list-style-type: none"> - Le critère B HIX hors RTE est calculé selon les modalités fixées au 3.1.1 de l'annexe 3 de la délibération du 17 novembre 2017 de la Commission de Régulation de l'Énergie. - Les événements exceptionnels sont ceux listés au 1 de l'annexe 3 de la délibération du 17 novembre 2016 de la Commission de Régulation de l'Énergie.
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	Taux d'UMA calculé pour l'année 2021	Le taux concessif d'UMA de la dernière année du contrat doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (à méthode de calcul inchangée cf. article 7 annexe 2A)	Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021.	Chaque année tout au long du contrat	- Le pourcentage d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension est calculé conformément aux dispositions combinées des articles D322-2 à D322-8 du Code de l'Énergie et de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif au niveau de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	Le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la chronique 2011-2015	Le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du dernier PPI doit être inférieur ou égal au taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la chronique 2011-2015 (à méthode de calcul inchangée cf. article 7 annexe 2A)	Le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée de chaque PPI doit être inférieur ou égal au taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la chronique 2011-2015	Le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée de chaque PPI doit être inférieur ou égal au taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la chronique 2011-2015	À chaque PPI et au terme du contrat

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	<p>Le critère M traduit les engagements contractuels convenus avec les clients HTA et de façon indirecte les évolutions enregistrées sur la structure des réseaux auxquels sont raccordées les installations HTA, grâce aux différents investissements réalisés dans le cadre du schéma directeur. Le critère M est fortement influencé par le choix des clients de disposer ou non d'un secours. Ce critère fera l'objet d'une analyse spécifique en référence avec la régulation incitative qui sera intégrée à l'actualisation du diagnostic technique au terme de chaque PPI</p>					
	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	183 km à fin 2017	Réduction de 90% du stock		Au terme du 4 ^{ème} PPI	Le critère M HIX hors RTE est calculé selon les modalités fixées au 3.1.2 de l'annexe 3 de la délibération du 17 novembre 2016 de la Commission de Régulation de l'Énergie. - Les événements exceptionnels sont ceux listés au 1 de l'annexe 3 de la délibération du 17 novembre 2017 de la Commission de Régulation de l'Énergie.
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	Au terme du 2 nd PPI	La définition et la localisation du stock de réseau HTA souterrain CPI sont précisées dans le diagnostic technique annexé à l'annexe 2A du cahier des charges.
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	30 ans	Le stock de réseau BT aérien en fils nus au 31-12-2015 par technologie (métal-section-année de pose) est présenté dans la table de l'annexe 6 du diagnostic technique.
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	80 % des communes comprises entre [0 et 260'] (moyenne 2012/2016)	Réduction de la fourchette haute de 30% en moyenne sur le dernier PPI	Décroissance linéaire entre la valeur de départ et la valeur cible	Au terme du contrat	
	Les communes des ZQR font l'objet d'un programme d'investissements spécifique et prioritaire de fiabilisation, détaillé, engagé dès le 1 ^{er} PPI et sur les PPI suivants.					
Favoriser la transition énergétique	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	280 postes à traiter	0	- 49 transformateurs traités à fin 2019, - 231 transformateurs traités à fin 2025 : le traitement de ces postes doit intervenir régulièrement chaque année.	Fin 2019 Fin 2025	
Sécuriser les infrastructures	Taux d'équipement en dispositif DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 189 postes HTA-BT identifiés	25%		Au terme du 2 nd PPI	

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation (30 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 55 postes HTA-BT identifiés	90%		Au terme du troisième PPI	Taux de sécurisation face au risque d'inondation : Il s'agit de traiter des postes HTA/BT en faisant appel à différentes techniques : cellules HTA compactes, rehaussement etc.
	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km (2015)	0 km		Au terme du dernier PPI	
	Taux de souterrain BT des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	71% (Données 2021)	75%	Augmentation régulière	Au terme du 6ème PPI	Travaux de sécurisation et d'effacement en zone rurale au titre du CAS FACE et d'effacement en urbain sous MOA SDEC ÉNERGIE en priorisant les réseaux incidentogènes - Cf. Cartographie du réseau côtier du diagnostic technique

Annexe n°2 : Bilan provisoire – Investissements du Concédant

1) En termes de quantités d'ouvrages à réaliser

PPI 2019-2022					Quantités réalisées	Observations
Finalités		Unité	Objectifs en termes de quantités d'ouvrages à réaliser			
Programme pluriannuel	NOME					
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km posés	83	99	Cette finalité a largement dépassé l'objectif technique. En effet, elle se doit de répondre aux sollicitations qui ont été plus nombreuses que les estimations statistiques transmises par le concessionnaire au moment de la signature de ce cahier des charges en 2018.
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	154	109	Cet objectif n'a pu être atteint en raison d'un diagnostic erroné du linéaire de réseau fils nus établi à la signature du cahier des charges.
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	35	20	La suppression des fils nus en commune urbaine implique une coordination avec la mise en souterrain des réseaux d'éclairage public et de communication. Ces travaux sont donc tributaires des collectivités. La réalisation de cette finalité est montée en puissance aux fils des plans annuels du 1 ^{er} PPI passant de 800 k€ en 2019 à 2 200 k€ en 2022 permettant ainsi d'atteindre 58% des objectifs techniques et 71% des objectifs financiers.
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	10	16	Soucieux de sécuriser le réseau BT dans cette zone littorale, le SDEC ENERGIE a soutenu financièrement cette finalité en collaboration avec les communes rurales qui ont perçus tout l'intérêt d'enfouir ce réseau. 160% de cet objectif technique a été atteint.
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation - continuité d'alimentation réseau				

2) En termes de valeurs financières

PPI 2019-2022				Investissements réalisés (HT en k€)
Finalités		Estimations de l'engagement financier du concédant (HT en k€)		
Programme pluriannuel	NOME			
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	8 750	11 265
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	17 270	11 319

PPI 2019-2022				Investissements réalisés (HT en k€)
Finalités			Estimations de l'engagement financier du concédant (HT en k€)	
Programme pluriannuel		NOME		
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	7 500	5 326
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	1 500	2 755
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation - continuité d'alimentation réseau	280	162
Somme			35 280	30 847

3) Dans les Zones de qualité prioritaire (ZQP)

Finalité		NOME	Quantité	Estimation de l'engagement financier du concédant (HT k€)	Quantités d'ouvrages réalisés	Investissements réalisés (HT en k€)
Programme pluriannuel (références PPI 2019-2022)						
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	20 km	2 200	21 km	2 450
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	40 km	4 000	30 km	2 869
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	2 km	230	1 km	142
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation - continuité d'alimentation réseau		70	-	71
Total				6 500		5 532