



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

BILAN

FÉVRIER 2019

Bilan sur 10 ans du cadre
de régulation tarifaire
applicable aux opérateurs
d'infrastructures régulées en
France



LE MOT DU PRÉSIDENT

La CRE vient de lancer une consultation publique sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel.

À cette occasion, j'ai souhaité publier ce document qui constitue à la fois une photographie des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz et un bilan de leur évolution depuis une dizaine d'années.

Les gestionnaires de réseaux jouent un rôle essentiel dans le secteur de l'énergie mais aussi dans l'économie et la vie quotidienne de nos concitoyens. Ils assurent la sécurité d'approvisionnement et la qualité d'alimentation en énergie, ils rendent des services aussi essentiels que le raccordement, la mise en service ou le changement de fournisseur. Ils maillent le territoire d'une façon incroyablement fine, desservant la quasi-totalité des lieux d'habitation ou d'activité. Ils représentent physiquement la solidarité et l'interdépendance entre nous tous et toutes, que ce soit à l'échelle nationale ou européenne.

Ces entreprises sont des acteurs économiques majeurs. Elles emploient directement plus de 65 000 salariés et font travailler partout sur notre territoire des milliers de sous-traitants et prestataires de service. La valeur économique des actifs qu'elles gèrent est de près de 100 milliards d'euros et leur chiffre d'affaires annuels de plus de 20 milliards d'euros. Elles investissent chaque année environ 7 milliards d'euros.

Le rôle du régulateur est de s'assurer que les gestionnaires de réseaux remplissent ces missions essentielles dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service. Ils doivent aussi préparer l'avenir, c'est-à-dire anticiper les évolutions à venir et réaliser les investissements nécessaires en temps et en heure.

Le bilan publié aujourd'hui montre que ces objectifs sont globalement atteints. Les coûts sont maîtrisés dans la durée, la qualité d'alimentation s'améliore.

Pour autant, le monde de l'énergie change désormais à grande vitesse et les réseaux doivent se transformer. La transition énergétique est l'enjeu majeur de notre époque, la transformation numérique porte désormais son plein effet dans le secteur où la concurrence se fait de plus en plus vive.

Au couple traditionnel de la régulation tarifaire des réseaux, maîtrise des coûts et qualité de service, doit s'adjoindre désormais l'innovation : véhicule électrique, stockage, autoconsommation, maîtrise de la demande, gaz verts, nécessitent des gestionnaires de réseaux ouverts, innovants, réactifs.

Jean-François CARENCO

Président de la CRE

BILAN SUR 10 ANS DU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE APPLICABLE AUX OPERATEURS D'INFRASTRUCTURES REGULEES EN FRANCE

Extrait de la consultation publique du 14 janvier 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

Le cadre tarifaire actuel fonctionne globalement bien, il a permis la maîtrise des coûts dans la durée et une amélioration du niveau de qualité de service et d'alimentation

Depuis plus de 10 ans, le cadre tarifaire poursuit trois grands objectifs :

- inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final ;
- permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux ;
- viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.

Pour cela, il s'appuie sur la mise en œuvre de mécanismes régulatoires, visant à inciter les gestionnaires de réseaux à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, dès 2008 et 2009, une période tarifaire de 4 ans et le principe d'incitations financières sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation actuel laisse, par ailleurs, une large liberté dans la gestion de chacune des entreprises de réseau, permettant à chacune de rechercher des améliorations de performance là où elles le considèrent pertinent.

Le recul sur ce cadre tarifaire permet d'en réaliser un bilan.

Maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Les charges nettes d'exploitation

Le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charges d'exploitation sur la période tarifaire de 4 ans. Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. La CRE s'attache à ce que le niveau d'efficacité révélé en cours de période tarifaire soit pris en compte pour établir les tarifs suivants, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, doivent être fondées sur les niveaux de dépenses réalisés par les opérateurs sur la période précédente.

Au cours des dix dernières années, le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs a été maîtrisé pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Dans un contexte où le nombre de clients augmente pour l'électricité (+3 millions de consommateurs et +400 000 producteurs depuis 2008 pour Enedis), où les réseaux de distribution se développent pour permettre notamment le raccordement de la production des énergies renouvelables, où les exigences réglementaires et de sécurité se renforcent et où des processus et des systèmes d'information nouveaux ont été mis en œuvre pour l'ouverture des marchés, l'évolution des charges d'exploitation de ces opérateurs a été proche de l'inflation.

Pour les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), l'évolution des charges nettes d'exploitation est supérieure à l'inflation sur la période. Cette évolution est à mettre en perspective avec les enjeux majeurs auxquels ces opérateurs ont été confrontés (séparation totale des maisons mères, développement du réseau particulièrement pour le transport de gaz, développement des interconnexions, mise en place des paquets européens notamment).

La CRE considère que la régulation incitative mise en place sur les charges d'exploitation conduit dans la durée à une bonne maîtrise des dépenses d'exploitation des opérateurs.

Investissements et charges de capital

Les investissements des opérateurs régulés depuis 2008 sont en forte hausse concernant l'électricité, dans un contexte marqué, d'une part, par un besoin de renouvellement des réseaux (enfouissement, évolution des contraintes réglementaires, notamment à la suite de la tempête de 1999...), et d'autre part, par leur développement afin de les adapter aux besoins de la transition énergétique. S'agissant des réseaux de gaz naturel, les investissements sont stables en distribution (hors projets de compteur communicant Gazpar) et stable à un niveau élevé concernant le transport, du fait notamment des investissements rendus nécessaires par la fusion des zones achevée en 2018 en France.

Les bases d'actifs régulés (BAR) – qui correspondent à la valeur agrégée des investissements effectués par les opérateurs non encore amortis – des principaux opérateurs français d'infrastructures électriques et gazières régulées ont en conséquence connu des évolutions significatives sur les 10 dernières années.

Au 1^{er} janvier 2018, la somme estimée des BAR des opérateurs du système électrique en France métropolitaine (à l'exclusion des ELD électriques) s'élève à 65 milliards d'euros. Celle des opérateurs du système gazier en France métropolitaine (y compris les opérateurs de terminaux méthaniers régulés et les opérateurs de stockages de gaz régulés et à l'exclusion des ELD gazières) s'élève à 30 milliards d'euros.

La CRE considère que le cadre de régulation actuel a permis aux opérateurs régulés d'engager l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Les décisions d'investissement ont des implications tarifaires sur le long terme. La CRE considère que la question de leur maîtrise est une priorité pour la prochaine période tarifaire, au vu du contexte d'évolution des consommations, afin d'assurer la soutenabilité et l'acceptabilité des tarifs et d'éviter le risque de coûts échoués engendrés par la réalisation d'investissements inutiles.

Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette à la fois de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

La CRE fixe un taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMCP), s'appliquant à BAR agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il est fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque est calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées apparaît adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, elle pose la question du signal envoyé à l'investissement. En effet, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs peuvent se financer.

Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation

La qualité de service, incluant la continuité d'alimentation, est une préoccupation majeure des utilisateurs de réseaux. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation défini par la CRE, dans la mesure où elle permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par ces réseaux.

L'amélioration des incitations sur la qualité de service et d'alimentation est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs du réseau.

Dans l'ensemble, le niveau de qualité de service des GRD et GRT d'électricité et de gaz naturel s'est amélioré sur la durée.

Malgré cette bonne performance globale des opérateurs sur les indicateurs de qualité de service et d'alimentation, les retours de certains acteurs montrent que certaines prestations font l'objet de plaintes récurrentes. La question des délais de raccordement est notamment régulièrement mise en avant. Ce décalage nécessite de se réinterroger régulièrement sur la pertinence des indicateurs suivis, à la fois en termes de thématiques suivies, de construction des indicateurs et de force des incitations.

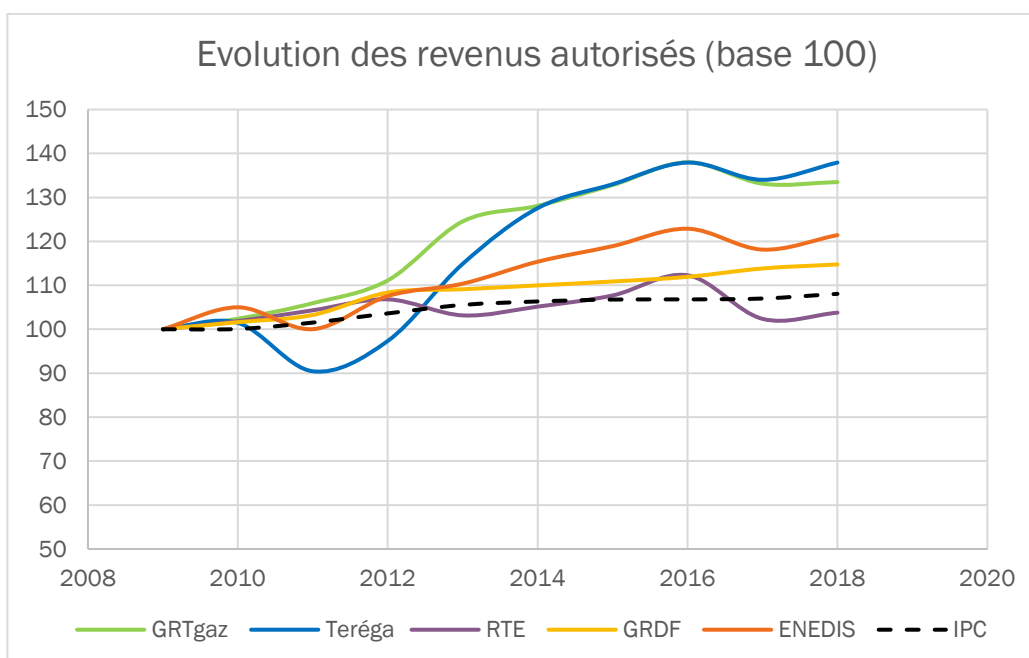
Pour apprécier ce bilan, les pages suivantes présentent un certain nombre d'indicateurs financiers, non financiers, et de qualité d'alimentation et de service pour les opérateurs suivants :

RTE (Transport d'électricité), **Enedis** (Distribution d'électricité), **GRTgaz** (Transport de gaz naturel), **Teréga** (Transport de gaz naturel), **GRDF** (Distribution de gaz naturel)

Eléments financiers

Revenus autorisés

Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé.

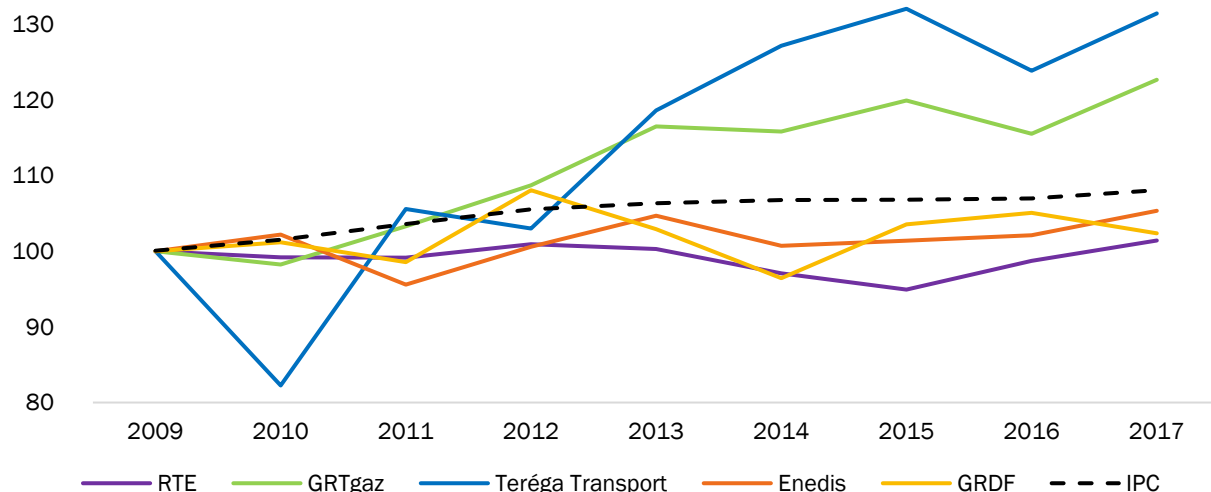


Année	RTE (M€)	ENEDIS (M€)	GRTgaz (M€)	Teréga (M€)	GRDF (M€)
2008	-	-	1 250	150	2 836
2009	4 057	11 021	1 335	178	2 830
2010	4 132	11 571	1 367	181	2 876
2011	4 232	11 023	1 414	161	2 923
2012	4 333	11 854	1 483	174	3 067
2013	4 185	12 164	1 662	205	3 088
2014	4 266	12 715	1 710	228	3 113
2015	4 369	13 105	1 773	237	3 138
2016	4 555	13 542	1 842	246	3 168
2017	4 153	13 018	1 777	239	3 222
2018	4 210	13 382	1 782	246	3 248

Charges nettes d'exploitation totales

Charges d'exploitation (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.)

Evolution des CNE réalisées
base 100 en 2009

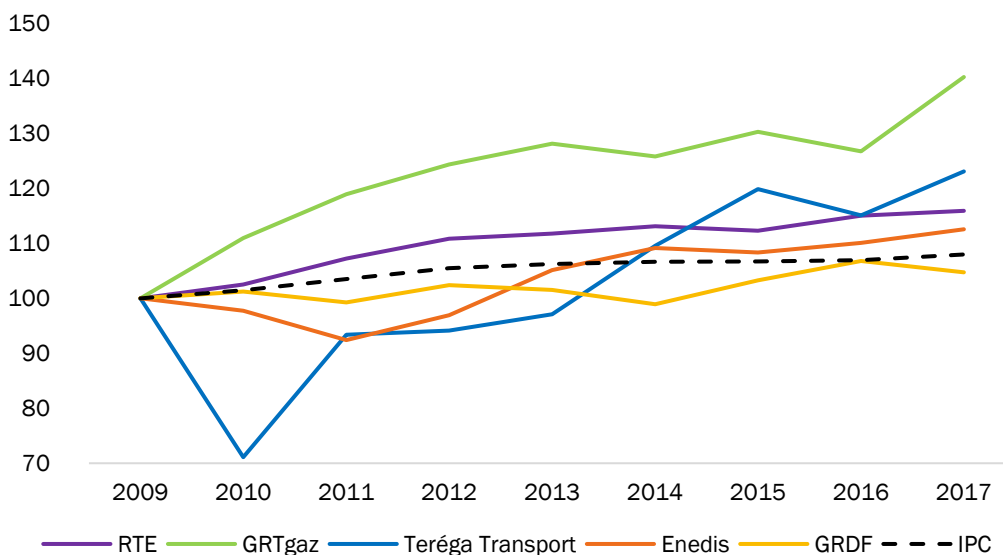


en M€	RTE	Enedis	GRTgaz	Teréga	GRDF
2009	2 819	8 784	602	56	1 374
2010	2 797	8 975	592	46	1 390
2011	2 795	8 396	622	60	1 354
2012	2 845	8 837	654	58	1 485
2013	2 827	9 195	702	67	1 414
2014	2 737	8 848	697	72	1 325
2015	2 676	8 907	722	75	1 423
2016	2 783	8 971	696	70	1 444
2017	2 859	9 253	739	74	1 406

Charges nettes d'exploitation hors énergie

Charges d'exploitation (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc) en excluant de plus **charges d'énergie, les pertes, charges liés à l'exploitation du système électrique.**

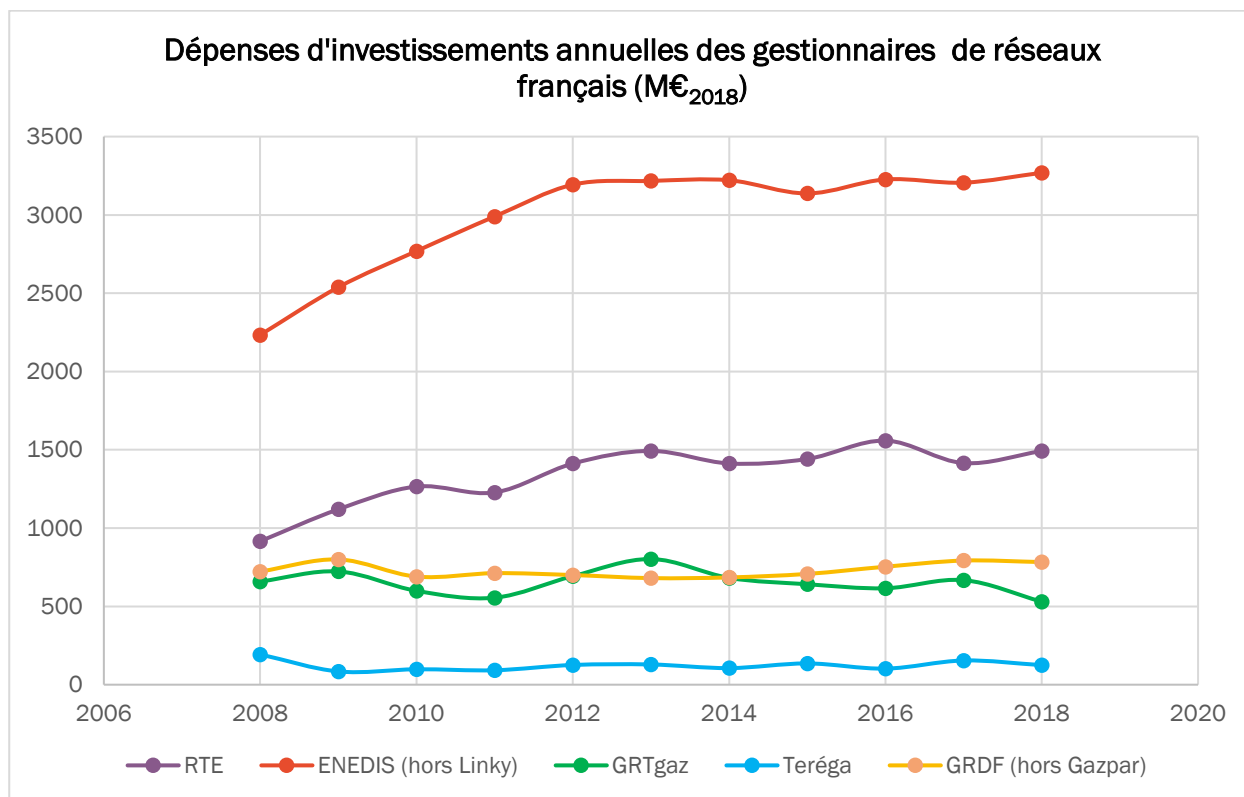
Evolution des CNE hors énergie réalisées
base 100 en 2009



en M€	RTE	Enedis	GRTgaz	Teréga	GRDF
2009	1 653	4 112	471	55	1 314
2010	1 695	4 019	523	39	1 330
2011	1 772	3 800	560	51	1 304
2012	1 832	3 986	586	52	1 346
2013	1 848	4 323	604	53	1 334
2014	1 869	4 488	593	60	1 300
2015	1 856	4 456	614	66	1 357
2016	1 901	4 527	597	63	1 403
2017	1 916	4 629	661	67	1 377

Investissements

Investissements réalisés par les gestionnaires d'infrastructures dans les réseaux hors projets de compteurs évolués Linky et Gazpar.

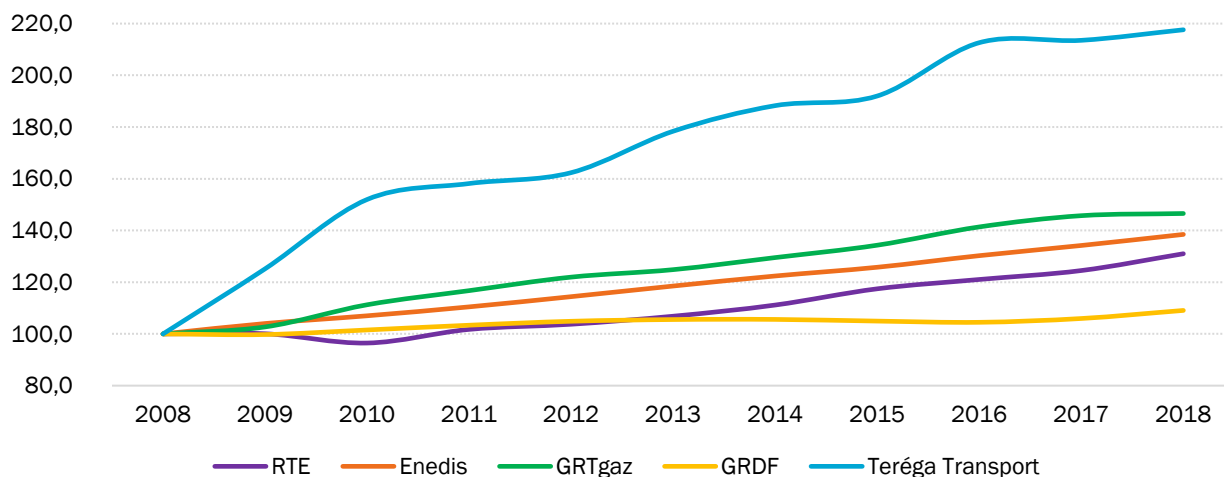


Investissements (M€ 2018)	RTE	ENEDIS (hors Linky)	GRTgaz	Teréga	GRDF (hors Gazpar)
2008	916	2 233	659	193	723
2009	1 120	2 538	723	84	800
2010	1 265	2 769	599	98	690
2011	1 227	2 990	555	92	712
2012	1 412	3 193	693	126	700
2013	1 493	3 217	802	129	681
2014	1 413	3 221	682	106	685
2015	1 442	3 137	642	136	707
2016	1 559	3 227	616	103	753
2017	1 415	3 206	668	154	793
2018 (prévisionnel)	1 492	3 269	530	125	783

Bases d'actifs régulées

Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. Les BAR correspondent donc à la valeur agrégée des investissements effectués par les opérateurs non encore amortis.

Evolution des BAR des opérateurs
base 100 en 2008

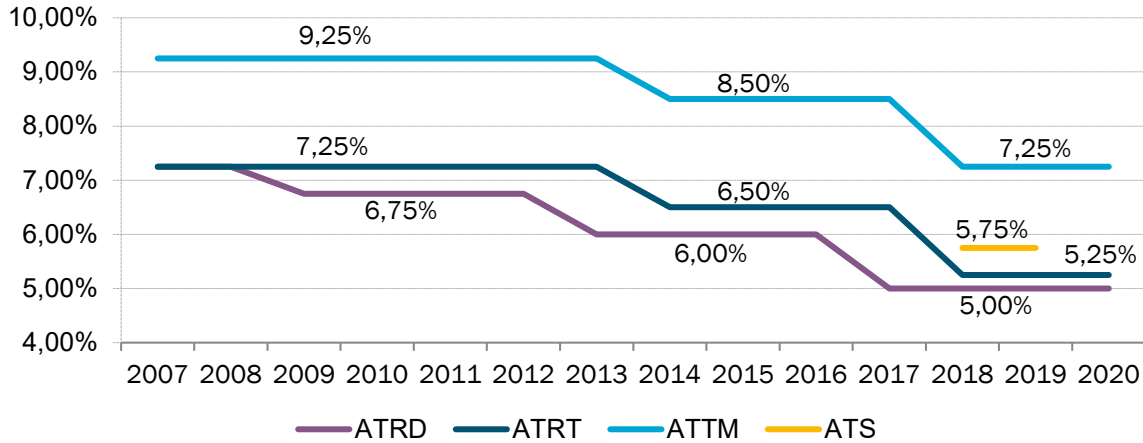


en M€	RTE	Enedis	GRTgaz	Teréga	GRDF
2008	10 921	36 809	5 643	622	13 554
2009	10 928	38 289	5 796	778	13 521
2010	10 536	39 389	6 279	945	13 761
2011	11 112	40 660	6 587	984	14 010
2012	11 330	42 113	6 882	1 010	14 217
2013	11 669	43 625	7 045	1 109	14 306
2014	12 141	45 055	7 309	1 171	14 314
2015	12 826	46 299	7 579	1 194	14 226
2016	13 220	47 948	7 978	1 322	14 162
2017	13 598	49 397	8 223	1 328	14 361
2018 est/prev	14 307	50 971	8 270	1 353	14 784

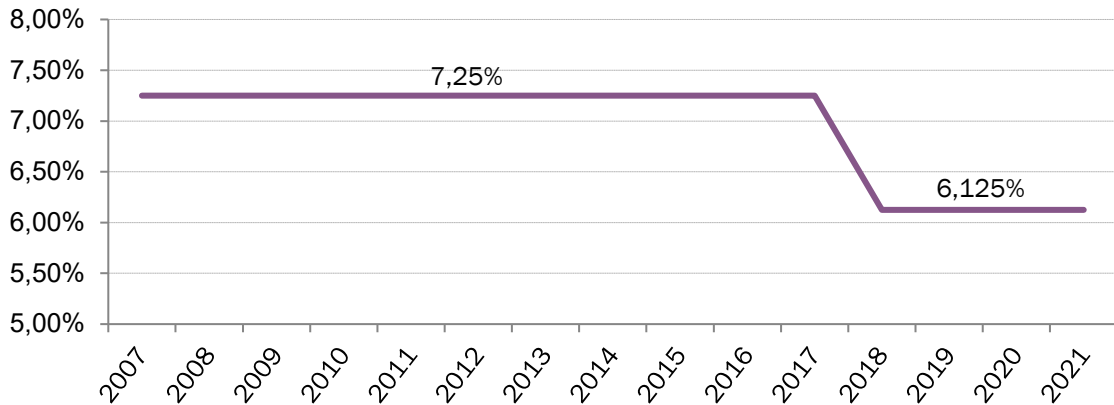
Taux de rémunération

Taux de rémunération s’appliquant à BAR agréant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il est fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque est calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

CMPC de base - tarifs gaziers
(réels, avant impôt)

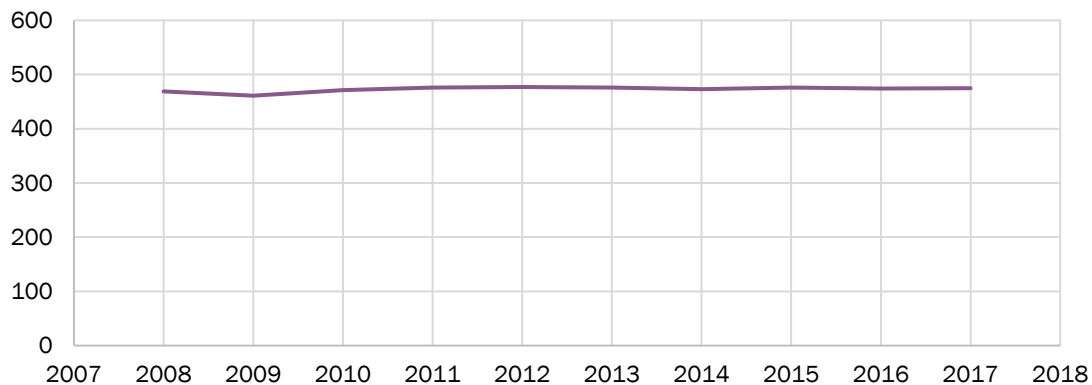


CMPC de base - TURPE HTB
(nominal, avant impôt)



Éléments non financiers**Consommations France****En électricité**

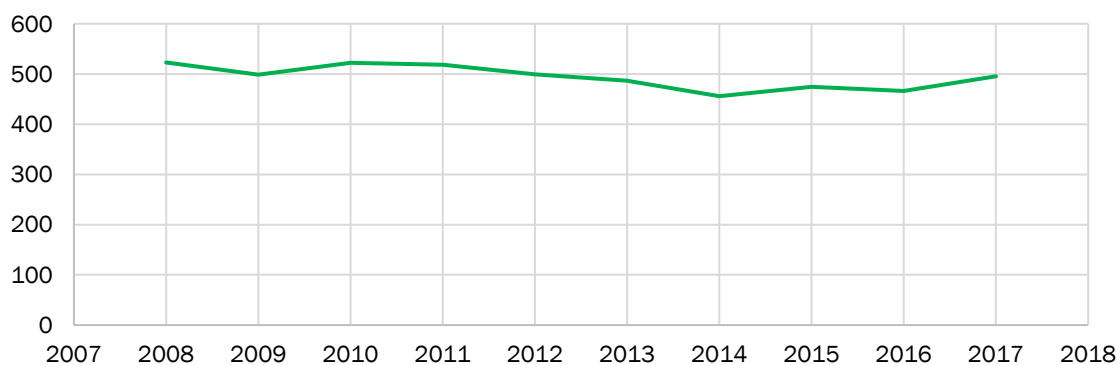
Consommation domestique totale d'électricité de la France en TWh (corrigée du climat) :

Total consommations en France (TWh)

Année	Total consommations France (TWh)
2008	469
2009	461
2010	471
2011	476
2012	477
2013	476
2014	473
2015	476
2016	474
2017	475

En gaz naturel

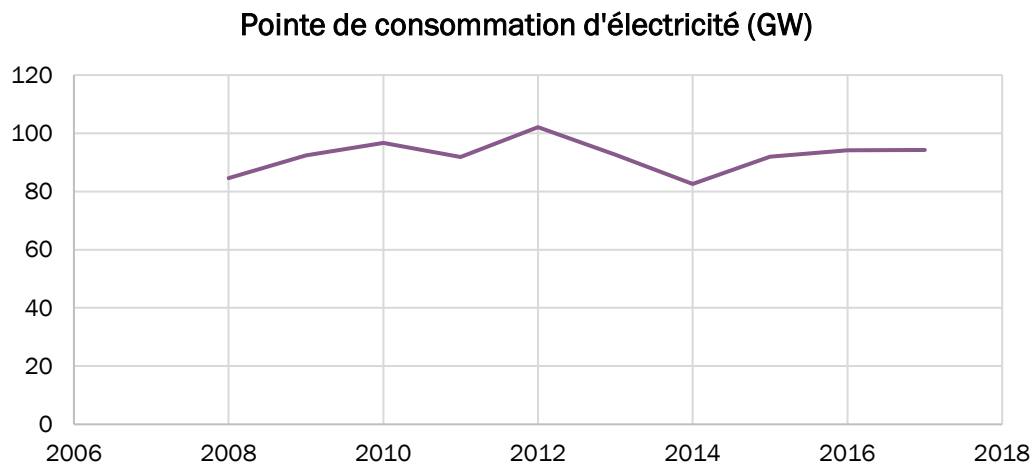
Consommation domestique totale de gaz naturel de la France en TWh (corrigée du climat) :

Total consommations en France (TWh)

Année	Consommation de gaz naturel en France TWh (corrigée du climat)	Zone GRT-	
		gaz	Zone Teréga
2008	523	477	36
2009	498	459	34
2010	522	517	34
2011	519	449	27
2012	499	463	31
2013	486	469	31
2014	456	392	27
2015	474	423	28
2016	466	465	28
2017	495	467	28

Pointe France**En électricité**

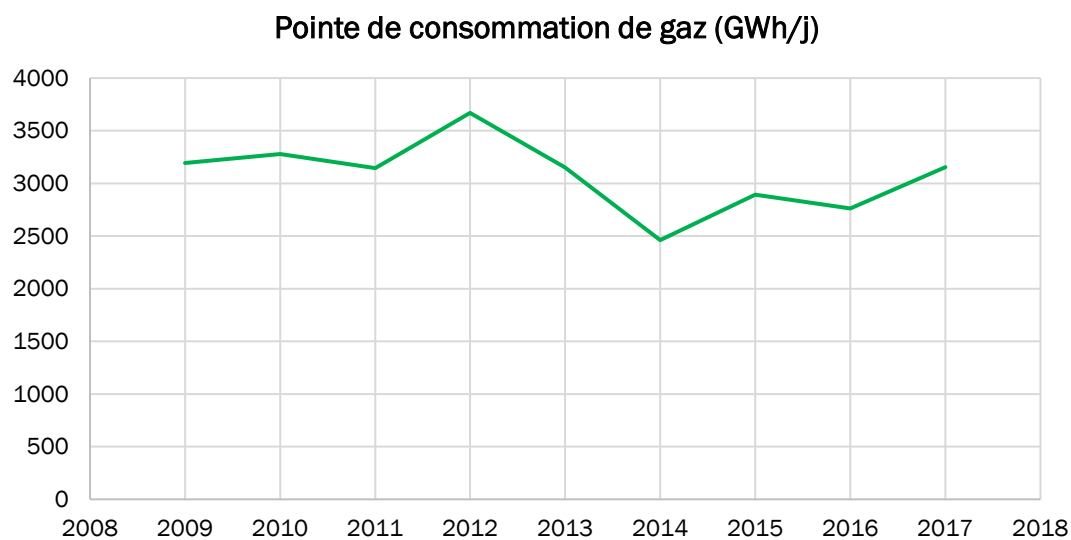
Pointe de consommation électrique constatée en GW



Année	Pointe de consommation d'électricité (GW)
2008	85
2009	92
2010	97
2011	92
2012	102
2013	93
2014	83
2015	92
2016	94
2017	94

En gaz naturel

Pointe de consommation de gaz naturel constatée en GWh/j



Année	Pointe de consommation de gaz GWh/j	Zone GRTgaz	Zone Teréga
2009	3193	2963	230
2010	3277	3032	245
2011	3144	2919	225
2012	3669	3390	279
2013	3152	2940	212
2014	2461	2274	187
2015	2893	2676	217
2016	2761	2588	173
2017	3153	2930	223

Nombre de clients

Nombre de clients	RTE	Enedis (millions)	GRTgaz	Teréga	GDRF (millions)
2008	533	33,5	932	163	11,1
2009	525	33,8	928	161	11,1
2010	534	34,1	935	168	11,1
2011	529	34,6	944	168	11,0
2012	529	35,0	942	174	10,9
2013	535	35,4	912	176	10,9
2014	533	35,7	948	177	10,9
2015	522	36,0	917	179	10,9
2016	515	36,3	914	180	10,9
2017	511	36,6	908	180	11,0

Nombre de km de réseaux

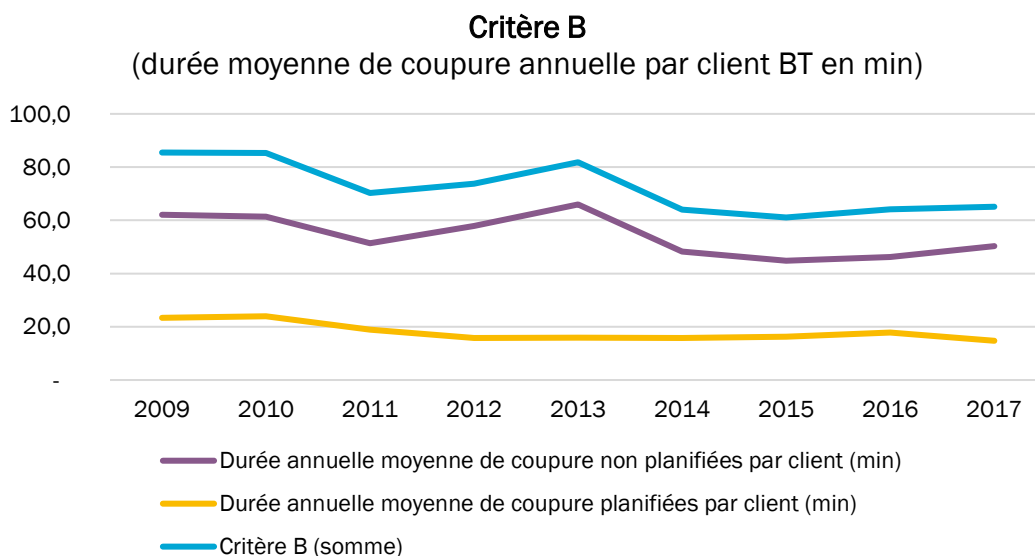
Année	RTE (km)	Enedis (km)	GRTgaz (km)	Teréga (km)	GRDF (km)
2008	100 484	1 274 600	32 044	5 024	188 637
2009	100 674	1 285 100	32 200	5 035	190 834
2010	104 553	1 293 400	32 263	5 038	192 202
2011	104 638	1 305 088	32 121	5 031	193 300
2012	104 684	1 314 848	32 246	5 023	194 600
2013	104 983	1 324 045	32 056	5 058	195 850
2014	105 331	1 332 941	32 153	5 065	196 940
2015	105 448	1 340 896	32 320	5 136	197 928
2016	105 660	1 348 876	32 456	5 134	198 886
2017	105 961	1 357 779	32 414	5 056	199 781

Éléments relatifs à la qualité de service et d'alimentation

Qualité d'alimentation

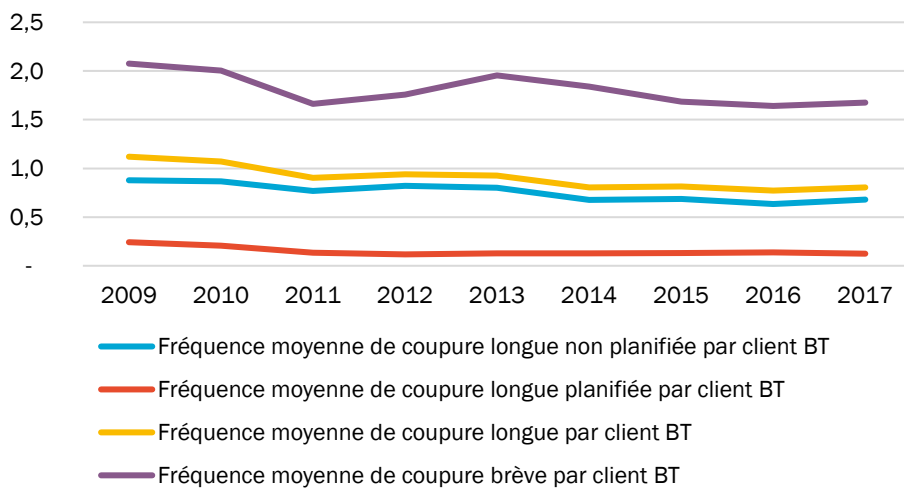
Le suivi de la qualité d'alimentation ne concerne que les opérateurs de réseaux d'électricité. Il inclut des indicateurs sur la durée moyenne de coupure annuelle par client et sur la fréquence moyenne annuelle de coupure par client.

En distribution d'électricité (Enedis)



Année	Durée annuelle moyenne de coupure non planifiées par client (min)	Durée annuelle moyenne de coupure planifiées par client (min)	Critère B (somme)
2009	62,1	23,3	85,5
2010	61,3	23,9	85,3
2011	51,4	18,9	70,3
2012	57,9	15,8	73,7
2013	66,0	15,9	81,8
2014	48,3	15,7	64,0
2015	44,8	16,3	61,1
2016	46,2	17,9	64,1
2017	50,4	14,7	65,1

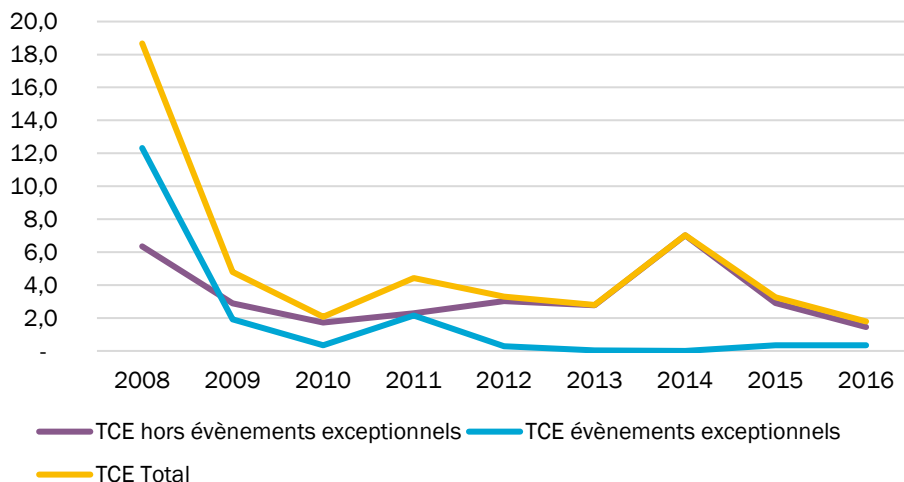
Fréquence moyenne de coupure (clients BT)



Année	Fréquence moyenne de coupure longue non planifiée par client BT	Fréquence moyenne de coupure longue planifiée par client BT	Fréquence moyenne de coupure longue par client BT	Fréquence moyenne de coupure brève par client BT
2009	0,9	0,2	1,1	2,1
2010	0,9	0,2	1,1	2,0
2011	0,8	0,1	0,9	1,7
2012	0,8	0,1	0,9	1,8
2013	0,8	0,1	0,9	2,0
2014	0,7	0,1	0,8	1,8
2015	0,7	0,1	0,8	1,7
2016	0,6	0,1	0,8	1,6
2017	0,7	0,1	0,8	1,7

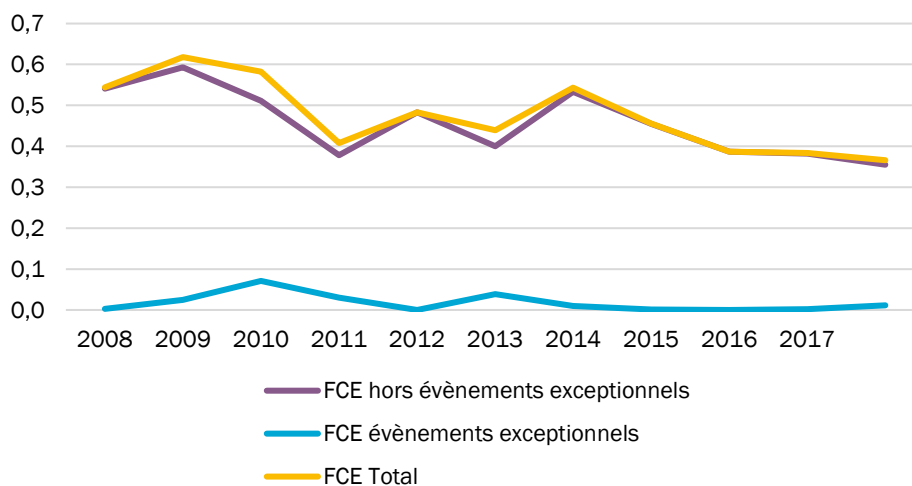
En transport d'électricité (RTE)

Temps de coupure équivalent (TCE) (min)



Année	TCE hors événements exceptionnels (min)	TCE événements exceptionnels (min)	TCE Total (min)
2008	4,4	0,6	5,0
2009	6,4	12,3	18,7
2010	2,9	1,9	4,8
2011	1,7	0,3	2,1
2012	2,3	2,2	4,4
2013	3,0	0,3	3,3
2014	2,8	0,0	2,8
2015	7,0	-	7,0
2016	2,9	0,3	3,3
2017	1,5	0,3	1,8

Fréquence de coupure équivalente (FCE)



Année	FCE hors événements exceptionnels	FCE événements exceptionnels	FCE Total
2008	0,593	0,025	0,618
2009	0,511	0,071	0,582
2010	0,378	0,030	0,408
2011	0,483	-	0,483
2012	0,400	0,039	0,439
2013	0,533	0,010	0,543
2014	0,455	0,001	0,456
2015	0,387	-	0,387
2016	0,382	0,002	0,387
2017	0,355	0,011	0,366

Qualité de service

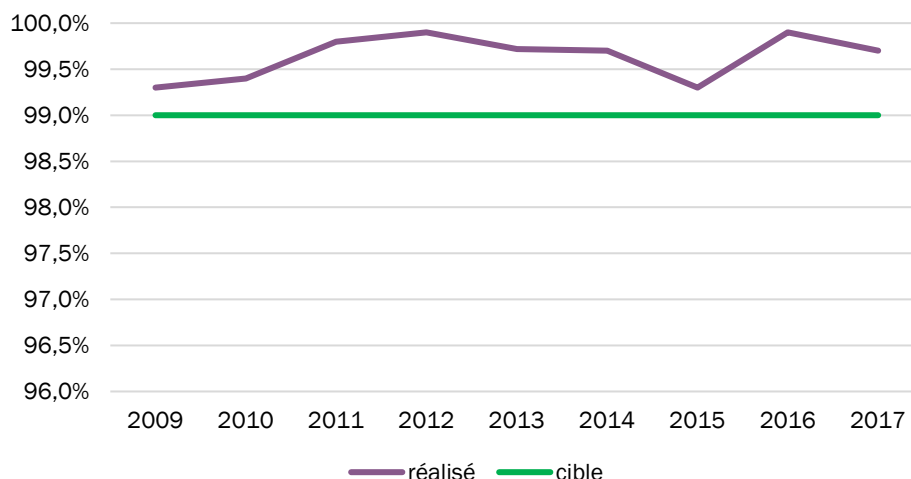
La plupart des indicateurs de qualité de service faisant l’objet d’une incitation financière fonctionnent selon un principe de bonus / malus. Pour chaque indicateur, des cibles, correspondant à la performance jugée souhaitable et raisonnable pour le poste concerné, sont définies par la CRE et révisées de manière régulière. Tout dépassement de la cible est associé au versement d’un bonus et, à l’inverse, à un malus si le réalisé est inférieur à la cible fixée par la CRE. Les bonus comme les malus sont plafonnés. Les versements sont effectués via le CRCP

Pour certains indicateurs, la CRE a historiquement appliqué un corridor de neutralité. Deux valeurs, cible et plancher, définissait le seuil de déclenchement des incitations financières. Lorsque le réalisé se situait entre les deux valeurs, les opérateurs ne faisaient pas l’objet de bonus ni de malus.

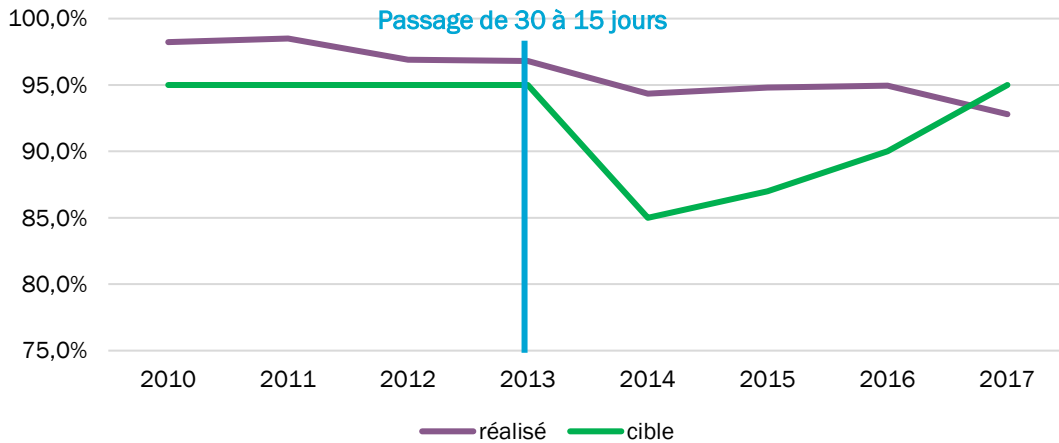
En distribution d’électricité, comme de gaz, les indicateurs historiquement suivis sont le taux de disponibilité du portail fournisseur, le traitement des réclamations des utilisateurs du réseau et la transmission d’information entre distributeurs et fournisseurs.

En distribution d’électricité

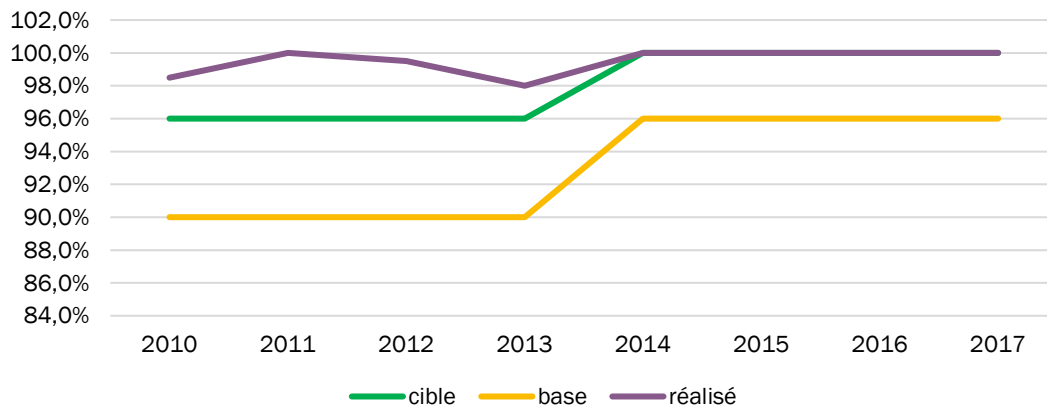
Taux de disponibilité du portail fournisseurs



Taux de réponse aux réclamations de clients dans les 30/15 jours calendaires

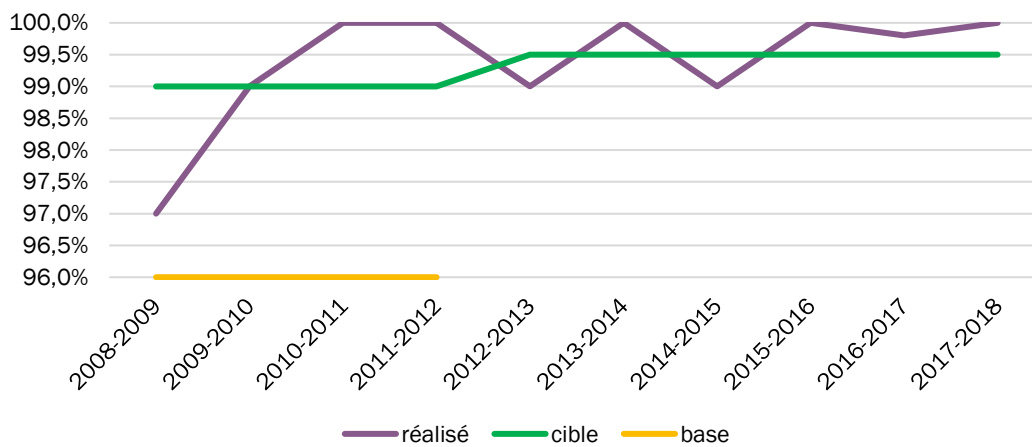


Taux de transmission à RTE dans les délais convenus des courbes de mesure demi-horaire de chaque responsable d'équilibre

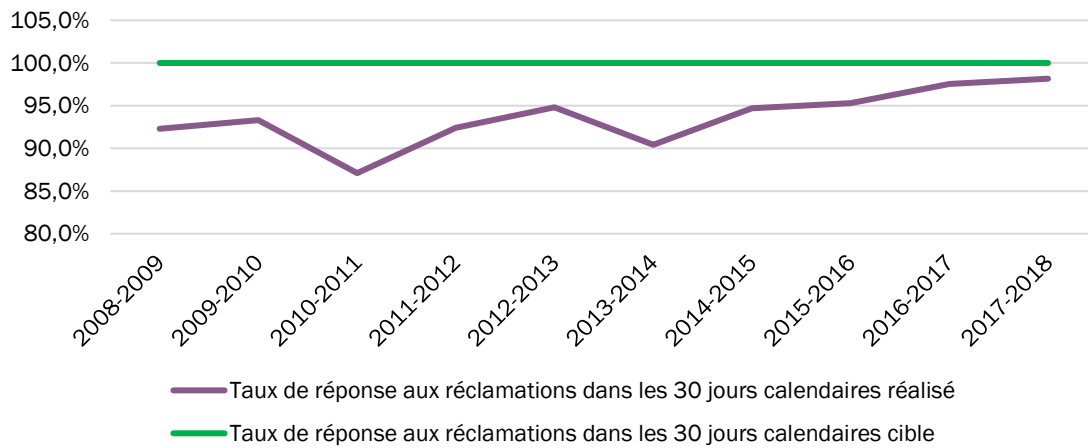


En distribution de gaz

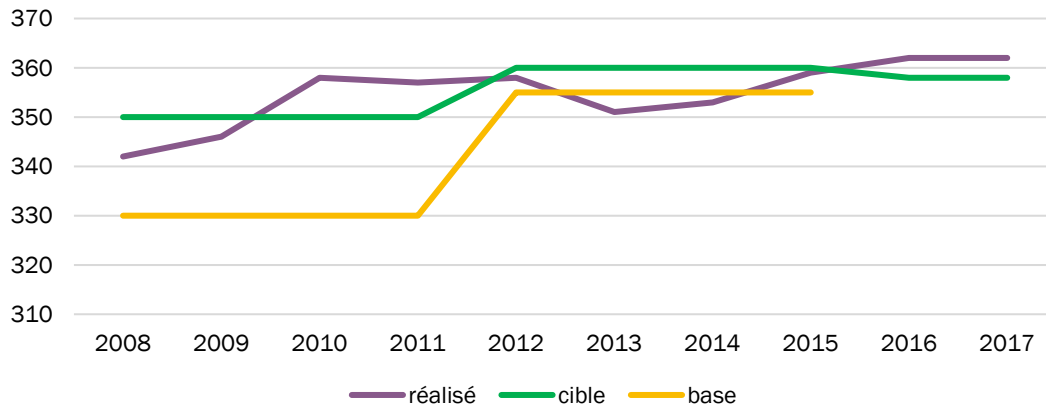
Taux de disponibilité du portail fournisseur



Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires



Nombre de jours avec respect des délais de transmission au GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs au PITD





15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr