



RÉSULTATS ANNUELS 2019

ANNEXES

AVERTISSEMENT

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux États-Unis ou dans tout autre pays.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la pertinence, l'exhaustivité ou l'exactitude des informations ou opinions contenues dans cette présentation, et la responsabilité des dirigeants d'EDF ne saurait être engagée pour tout préjudice résultant de l'utilisation qui pourrait être faite de cette présentation ou de son contenu.

Le présent document peut contenir des objectifs ou des prévisions concernant la stratégie, la situation financière ou les résultats du groupe EDF. EDF estime que ces prévisions ou objectifs reposent sur des hypothèses raisonnables à la date du présent document mais qui peuvent s'avérer inexactes et qui sont en tout état de cause soumises à des facteurs de risques et incertitudes. Il n'y a aucune certitude que les événements prévus auront lieu ou que les résultats attendus seront effectivement obtenus. Les facteurs importants susceptibles d'entraîner des différences entre les résultats envisagés et ceux effectivement obtenus comprennent notamment la réussite des initiatives stratégiques, financières et opérationnelles d'EDF fondées sur le modèle d'opérateur intégré, l'évolution de l'environnement concurrentiel et du cadre réglementaire des marchés de l'énergie, et les risques et incertitudes concernant l'activité du Groupe, sa dimension internationale, l'environnement climatique, les fluctuations des prix des matières premières et des taux de change, les évolutions technologiques, l'évolution de l'activité économique.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document d'Enregistrement Universel (URD) d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 29 juillet 2019, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr.

EDF ne s'engage pas et n'a pas l'obligation de mettre à jour les informations de nature prévisionnelle contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.



SOMMAIRE

P.4
**COMPTES
CONSOLIDÉS**

P.40
**FINANCEMENT ET
TRÉSORERIE**

P.59
**STRATÉGIE ET
INVESTISSEMENT**

P.72
RENOUVELABLES

P.87
**DONNÉES
OPÉRATIONNELLES**

P.98
FRANCE

P.126
MARCHÉS



RÉSULTATS ANNUELS 2019

COMPTES CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	68 546	71 317
Achats de combustible et d'énergie	(33 056)	(35 091)
Autres consommations externes	(9 262)	(8 619)
Charges de personnel	(13 642)	(13 793)
Impôts et taxes	(3 690)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	6 002	6 692
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	14 898	16 708
Impact de la volatilité des commodités	(224)	642
Dotations aux amortissements	(8 775)	(9 994)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	(50)	(8)
Pertes de valeur	(290)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	(185)
Résultat d'exploitation (EBIT)	5 454	6 760
Résultat financier	(4 798)	(361)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	656	6 399
Résultat net – part du Groupe	1 177	5 155
Résultat net courant ⁽³⁾	2 452	3 871

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(3) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D’AFFAIRES (1)

En millions d’euros	2018 retraité (2)	Change	Périmètre	Croissance organique	2019 (3)	Δ % org.(4)
France - Activités de production et de commercialisation	26 096	-	83	1 691	27 870	+6,5
France - Activités régulées(5)	16 048	-	-	39	16 087	+0,2
Framatome	3 313	33	10	21	3 377	+0,6
Royaume-Uni	8 970	75	-	529	9 574	+5,9
Italie	8 077	-	142	(652)	7 567	-8,1
Autre international	2 411	(1)	17	263	2 690	+10,9
EDF Renouvelables	1 505	29	(12)	43	1 565	+2,9
Dalkia	4 189	4	20	68	4 281	+1,6
Autres métiers	2 601	11	(62)	178	2 728	+6,8
Éliminations inter-segments	(4 664)	-	-	242	(4 422)	-5,2
Total Groupe	68 546	151	198	2 422	71 317	+3,5

(1) Ventilation du chiffre d'affaires aux bornes des segments, avant élimination des inter-segments
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(3) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées
(4) Variation organique à périmètre, norme IFRS 16 et change comparables
(5) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

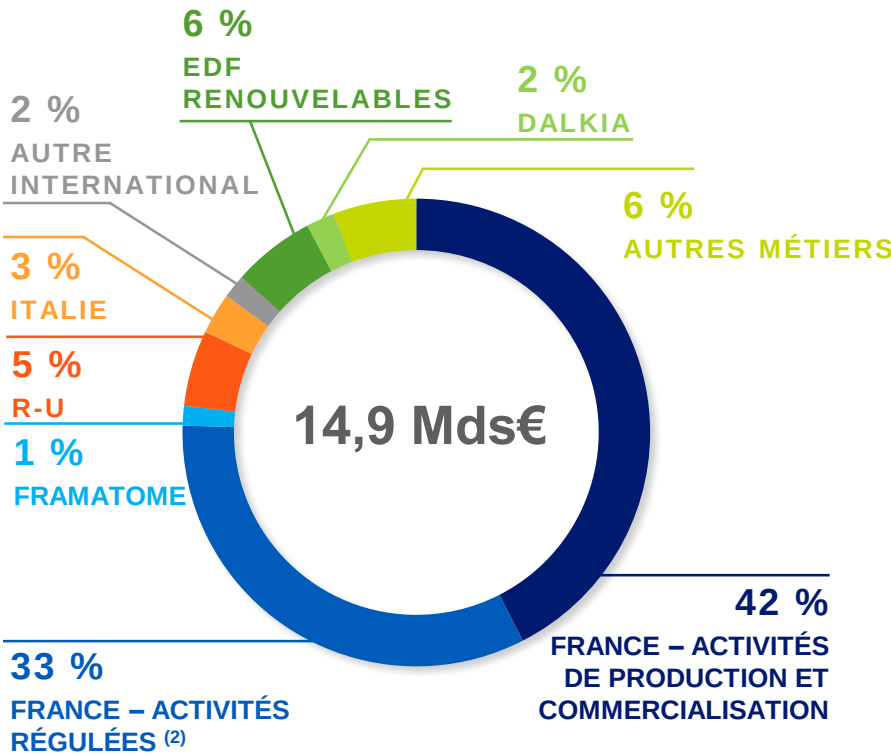
ÉVOLUTION DE L'EBITDA (1)

En millions d'euros	2018 retraité (2)	Norme IFRS 16	Change	Périmètre	Croissance organique	2019 (3)	Δ % org.(4)
France - Activités de production et de commercialisation	6 327	291	-	(22)	1 019	7 615	+16,1
France - Activités régulées	4 916	167	-	-	18	5 101	+0,4
Framatome	202	44	4	-	6	256	+3,0
Royaume-Uni	783	18	7	-	(36)	772	-4,6
Italie	424	21	-	45	88	578	+20,8
Autre international	240	9	-	3	87	339	+36,3
EDF Renouvelables	856	56	20	(26)	287	1 193	+33,5
Dalkia	292	41	-	2	14	349	+4,8
Autres métiers	858	(130)	3	(1)	(225)	505	-26,2
Total Groupe	14 898	517	34	1	1 258	16 708	+8,4

(1) En contribution au groupe
(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

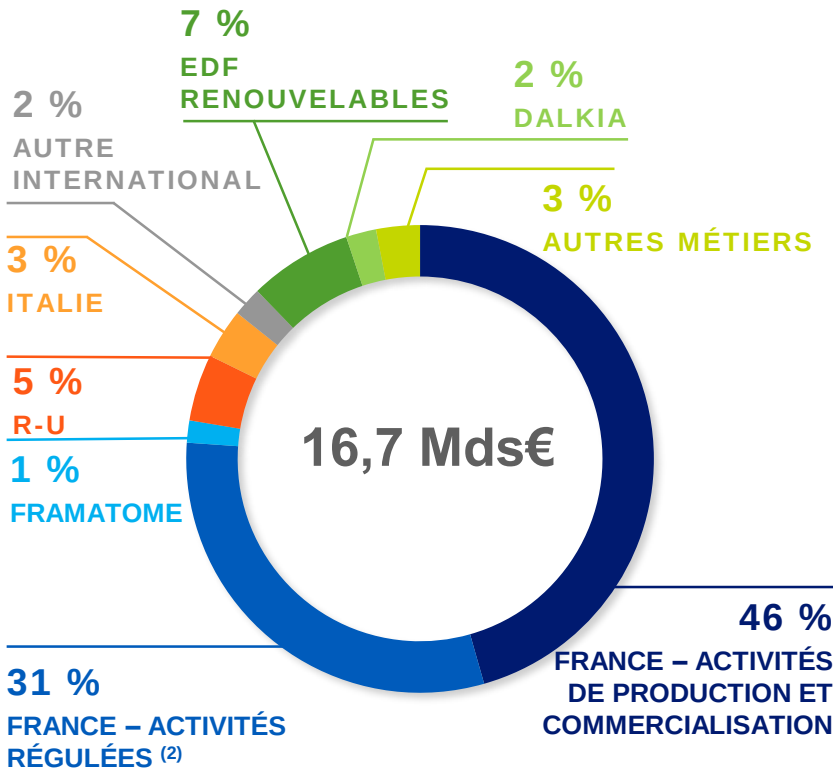
(3) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées
(4) Variation organique à périmètre, norme IFRS 16 et change comparables

RÉPARTITION EBITDA GROUPE



2018 ⁽¹⁾

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession



2019

(2) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT NET

En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾	Δ
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	656	6 399	5 743
Impôts sur les résultats	178	(1 581)	(1 759)
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	569	818	249
Résultat net des sociétés en cours de cession	(212)	(454)	(242)
Résultat net – consolidé	1 191	5 182	3 991
Résultat net – part des minoritaires	14	27	13
Résultat net – part du Groupe	1 177	5 155	3 978
Effet des éléments non récurrents y compris volatilité sur les commodités	1 275	(1 284)	(2 559)
Résultat net courant	2 452	3 871	1 419

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

ÉVOLUTION DES OPEX (1)

En millions d'euros	2018 retraité (2)	2019 (3)	Δ	Δ %
France - Activités de production et de commercialisation	8 887	8 458	(429)	-4,8
France - Activités régulées	4 905	4 696	(209)	-4,3
Framatome	1 774	1 691	(83)	-4,7
Royaume-Uni	2 097	2 108	11	0,5
Italie	832	869	37	4,4
Autre international	588	612	24	4,1
EDF Renouvelables	915	932	17	1,9
Dalkia	2 491	2 558	67	2,7
Autres métiers	415	488	73	17,6
Total Groupe	22 904	22 412	(492)	-2,1

(1) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes – données en contributif après éliminations inter-segments

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(3) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ DES COMMODITÉS (1)

En millions d'euros	2018	2019	Δ
France - Activités de production et commercialisation	(29)	7	36
France - Activités régulées	3	(2)	-5
Royaume-Uni	7	30	23
Italie	(7)	3	10
Dalkia	-	1	1
Autres métiers	(198)	603	801
Total Groupe (2)	(224)	642	866

(1) Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading

(2) Les segments Autre international, Framatome et EDF Renouvelables ne sont pas concernés

DE L'EBITDA À L'EBIT ⁽¹⁾ 2019

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France-Activités de production et de commercialisation	France-Activités régulées ⁽²⁾	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre International	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers
EBITDA	16 708	7 615	5 101	256	772	578	339	1 193	349	505
Volatilité des commodités	642	7	(2)	-	30	3	-	-	1	603
Dotations aux amortissements	(10 002)	(4 047)	(3 200)	(263)	(1 009)	(409)	(269)	(474)	(259)	(72)
Pertes de valeur	(403)	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(63)	(7)	(24)	(15)	(40)	(28)	-	(4)	(4)
EBIT	6 760	3 483	1 892	(41)	(349)	72	42	670	(18)	1 009

(1) En contribution au Groupe

(2) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(1 712)	(1 806)	(94)
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(1 765)	(1 801)	(36)
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	53	(5)	(58)
Charges de désactualisation ⁽³⁾	(3 464)	(3 161)	303
Autres produits et charges financiers	378	4 606	4 228
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	(12)	136	+148
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	(989)	2 545	+3 534
Résultat financier	(4 798)	(361)	4 437
<i>Hors éléments non récurrents (variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9 avant impôts)</i>	1 048	(2 586)	(3 634)
Résultat financier courant	(3 750)	(2 947)	803

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

(3) Dont impact de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2018 et 2019

DES CHARGES D'INTÉRÊT SUR OPÉRATIONS DE FINANCEMENT AUX FRAIS FINANCIERS NETS DÉCAISSÉS

En millions d'euros

	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(1 765)	(1 801)	(36)
Intérêts courus non échus	46	5	(41)
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	671	998	+327
Frais financiers nets décaissés	(1 048)	(798)	+250

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession
(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾	Δ
CTE/RTE	283	308	+25
CENG	102	288	+186
Autres ⁽³⁾	184	222	+38
TOTAL	569	818	+249

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

(3) Principalement NTPC, Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA

RÉSULTAT NET – PART DES MINORITAIRES

En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾	Δ
Framatome	(24)	(22)	+2
Royaume-Uni	(30)	(11)	+19
Italie	6	(11)	-17
Autre international	(15)	2	17
EDF Renouvelables	18	37	+19
Autres	59	32	-27
TOTAL	14	27	13

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

	2018 retraité ⁽¹⁾	2019 ⁽²⁾
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	14 898	16 708
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 245)	(1 943)
Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)	13 653	14 765
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	470	452
Investissements nets – hors cessions, HPC et Linky	(11 508)	(11 345)
Dividendes reçus des entreprises associées	387	349
Autres éléments	(4)	(46)
Cash flow généré par les opérations	2 998	4 175
Cessions d'actifs	1 937	531
Impôts sur le résultat payé	(309)	(922)
Frais financiers nets décaissés	(1 048)	(798)
Actifs dédiés	(501)	(394)
Dividendes versés	(1 278)	(801)
Cash flow avant Linky et HPC	1 799	1 791
Linky	(792)	(822)
HPC	(1 608)	(1 760)
Cash flow Groupe	(601)	(791)
Autres variations monétaires	(108)	(1 595)
Variation monétaire de l'endettement financier net	(709)	(2 386)
Effet de la variation de change	96	(341)
Autres variations non monétaires – IFRS 16	-	(4 492)
Autres variations non monétaires	121	(547)
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	(492)	(7 766)
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	119	21
Endettement financier net d'ouverture	33 015	33 388
Endettement financier net de clôture	33 388	41 133

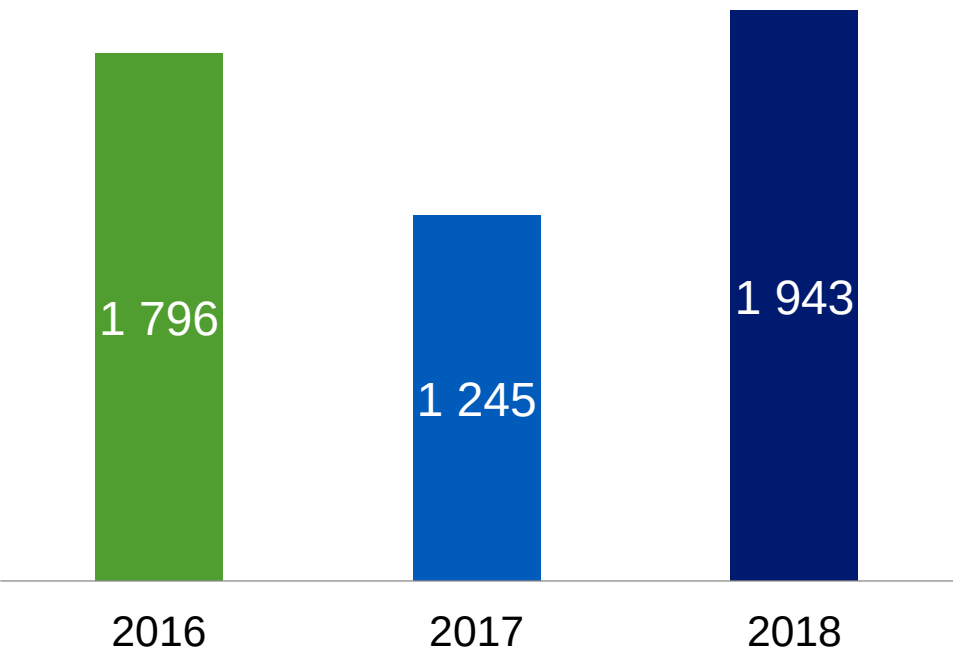
(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et du nouveau format

(2) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

ÉLÉMENTS NON MONÉTAIRES DE L'EBITDA

Évolution 2017-2019

En millions d'euros

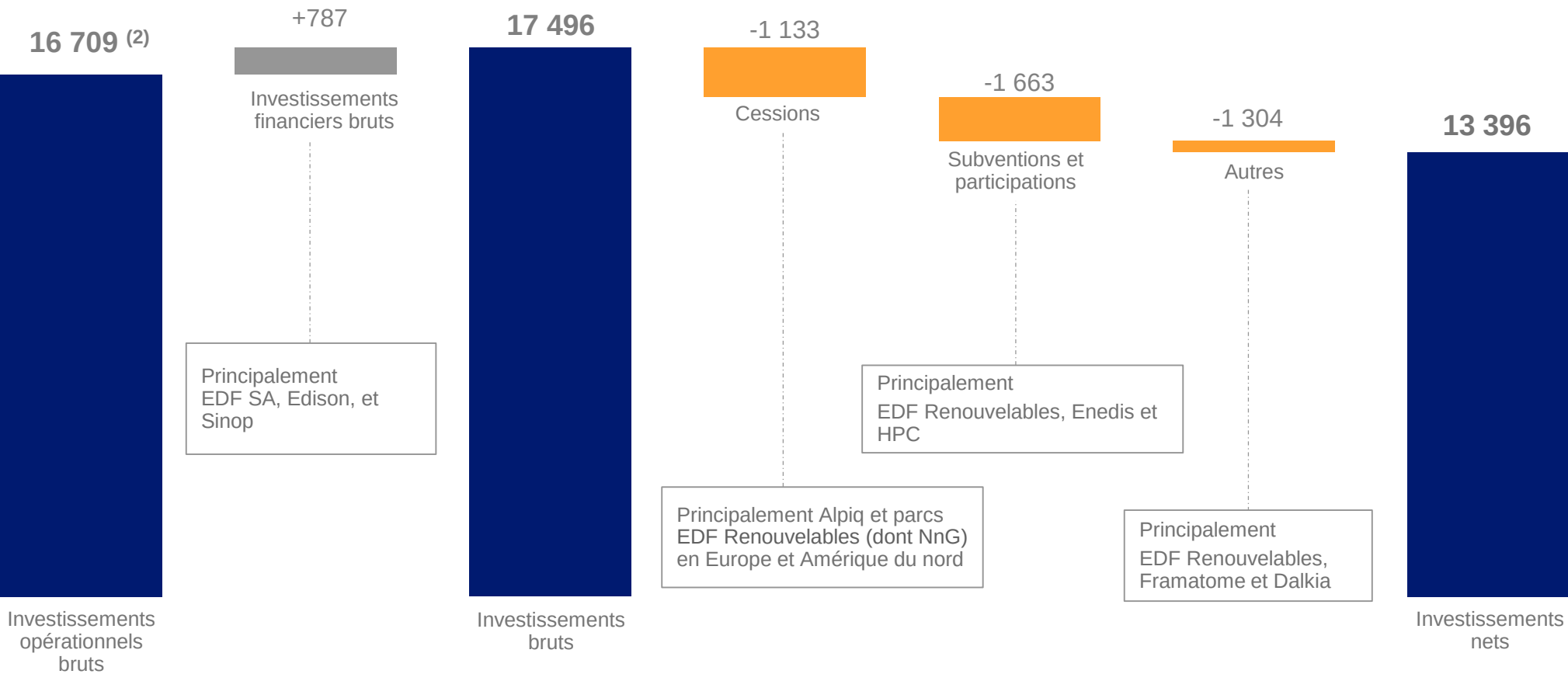


Principaux éléments

- Mouvements sur provisions enregistrées dans l'EBITDA (provisions nucléaires, avantages du personnel, autres provisions)
- Plus ou moins-values de cessions d'actifs (notamment renouvelables)
- Ajustements de juste valeur (EDF Trading principalement)

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

En millions d'euros



(1) Investissements nets dans le tableau de variation de l'EFN, y compris Linky, HPC et cessions d'actifs
(2) Investissements incorporels et corporels dans le TFT des comptes consolidés

INVESTISSEMENTS NETS

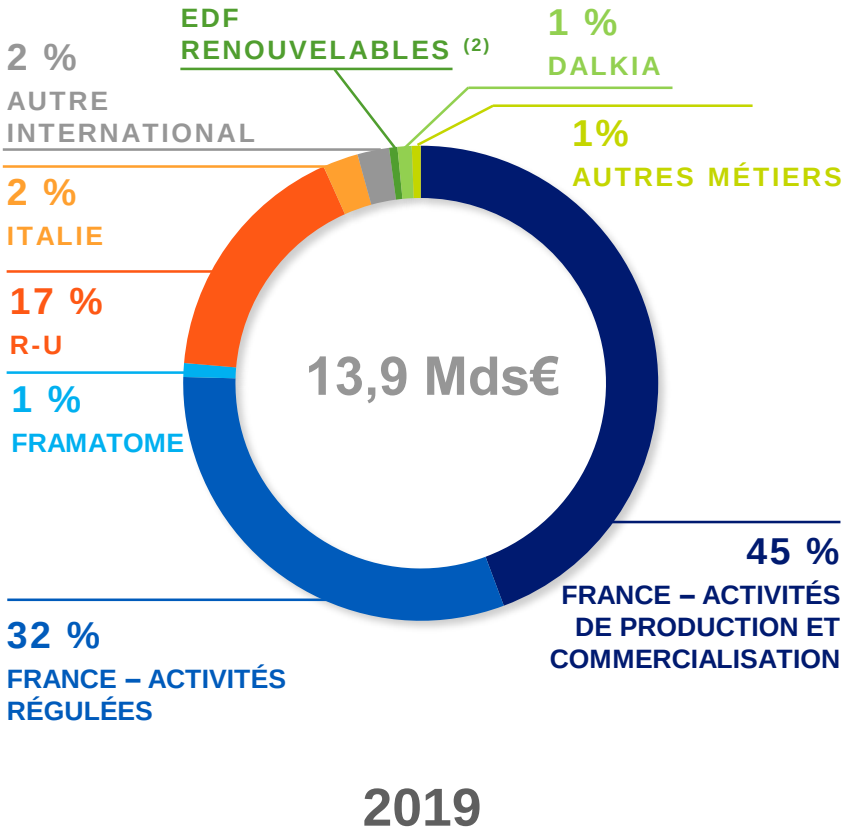
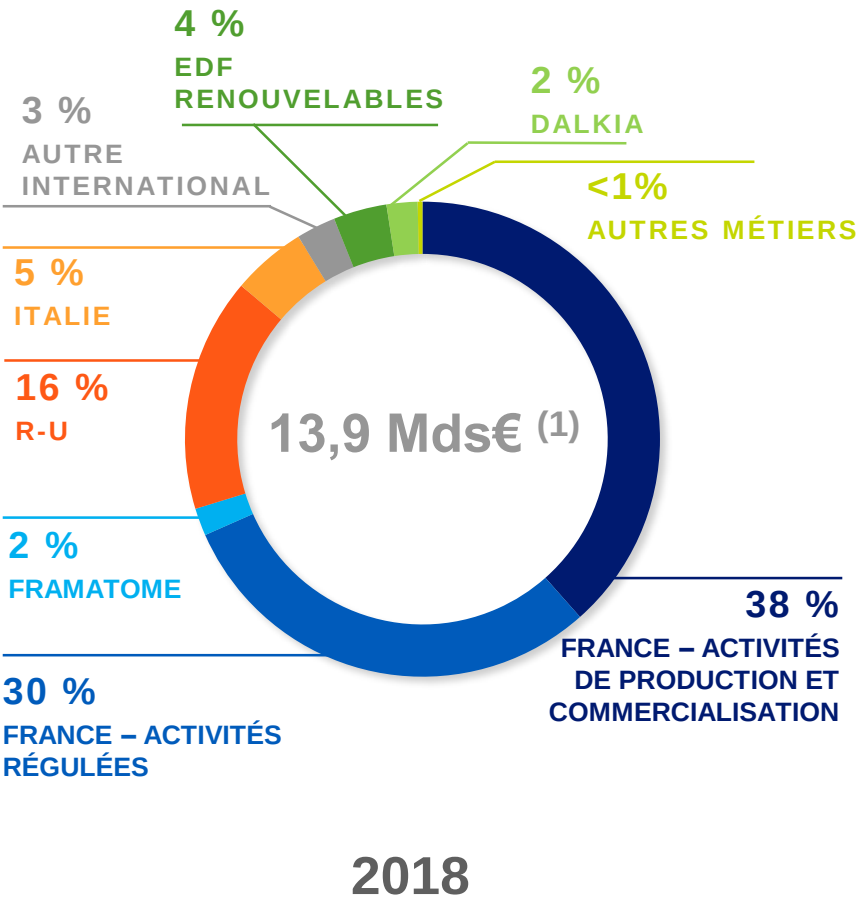
En millions d'euros	2018 retraité ⁽¹⁾	2019	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	5 349	6 329	980	+18
France – Activités régulées (hors Linky)	3 371	3 622	251	+7
Framatome	261	134	-127	-49
Royaume-Uni	606	659	53	+9
Italie	705	345	-361	-51
Autre international	373	309	-64	-17
EDF Renouvelables	506	(276)	-783	-155
<i>Dont investissements bruts</i>	<i>2 260</i>	<i>1 941</i>		
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	<i>(1 753)</i>	<i>(2 216)</i>		
Dalkia	293	138	-155	-53
Autres métiers	45	86	42	+93
Investissements nets hors Linky, HPC et plan de cessions d'actifs	11 508	11 345	-163	-1
Linky ⁽²⁾	792	822	30	+4
HPC	1 608	1 760	152	+9
Investissements nets hors plan de cession d'actifs	13 908	13 927	19	0
Plan de cessions d'actifs Groupe	(1 937)	(531)	1 406	-73
INVESTISSEMENTS NETS	11 973	13 396	1 423	+12

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et des Nouveaux Développements

(2) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION 2015-2020

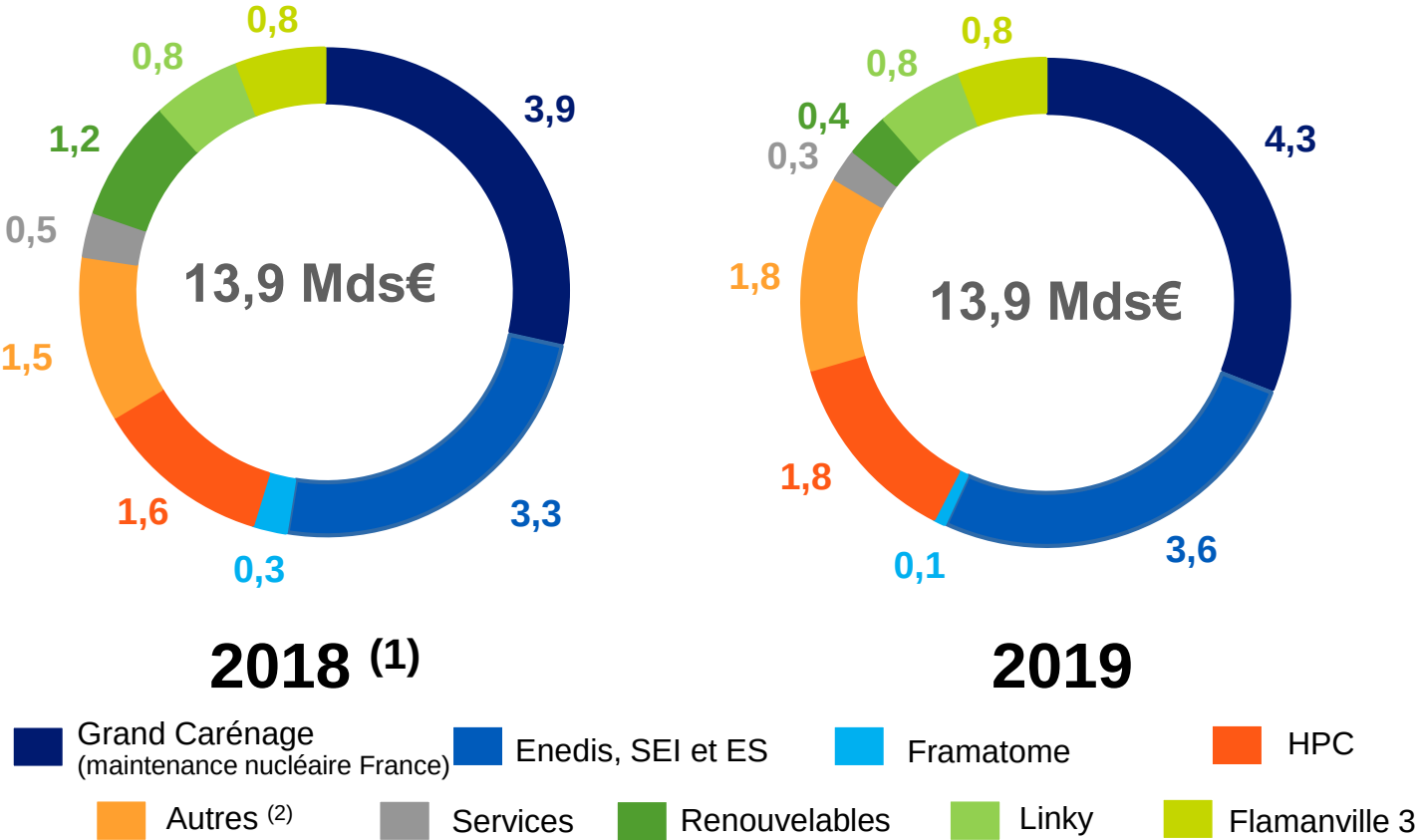


(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Soit -2% d'investissements nets pour EDF Renouvelables en raison de la déconsolidation de la dette associée au projet éolien en mer NnG suite à la cession de 50% des titres

INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSIION 2015-2020

En milliards d'euros



Données 2019

En milliards d'euros	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,4	-	0,4
Maintenance Nucléaire yc Grand Carénage	4,3	-	4,3
Enedis, SEI et ES	2	1,6	3,6
Framatome	0,1	-	0,1
Projet Flamanville 3 (3)	-	0,8	0,8
Services	0,3	-	0,3
Autres (2)	1,4	0,4	1,8
Investissements nets	8,6	2,8	11,3
Linky	-	0,8	0,8
HPC	-	1,8	1,8
TOTAL	8,6	5,4	13,9

NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et des Nouveaux Développements

(2) Principalement Maintenance nucléaire hors France, maintenance thermique, développement nucléaire France et UK

(3) Cf. note 25 des comptes consolidés annuels 2019

BILAN SIMPLIFIÉ

ACTIF	31/12/2018	31/12/2019 ⁽¹⁾
(en millions d'euros)		
Actif immobilisé	162 219	174 345
Autres actifs non courants	48 165	55 120
Actifs non courants	210 384	229 465
Stocks et clients	30 137	29 655
Autres Actifs courants	39 358	36 568
Trésorerie et équivalents	3 290	3 934
Actif courant	72 785	70 157
Actifs détenus en vue de leur vente	-	3 662
Total Actif	283 169	303 284

PASSIF	31/12/2018	31/12/2019 ⁽¹⁾
(en millions d'euros)		
Capitaux propres - part du groupe	44 469	46 466
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	8 177	9 324
Total des capitaux propres	52 646	55 790
Provisions non courantes	71 772	80 760
Passifs spécifiques des concessions	46 924	47 465
Autres passifs non courants	59 012	64 225
Passifs non courants	177 708	192 450
Passifs courants	52 815	54 001
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	1 043
Total Passif	283 169	303 284

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées

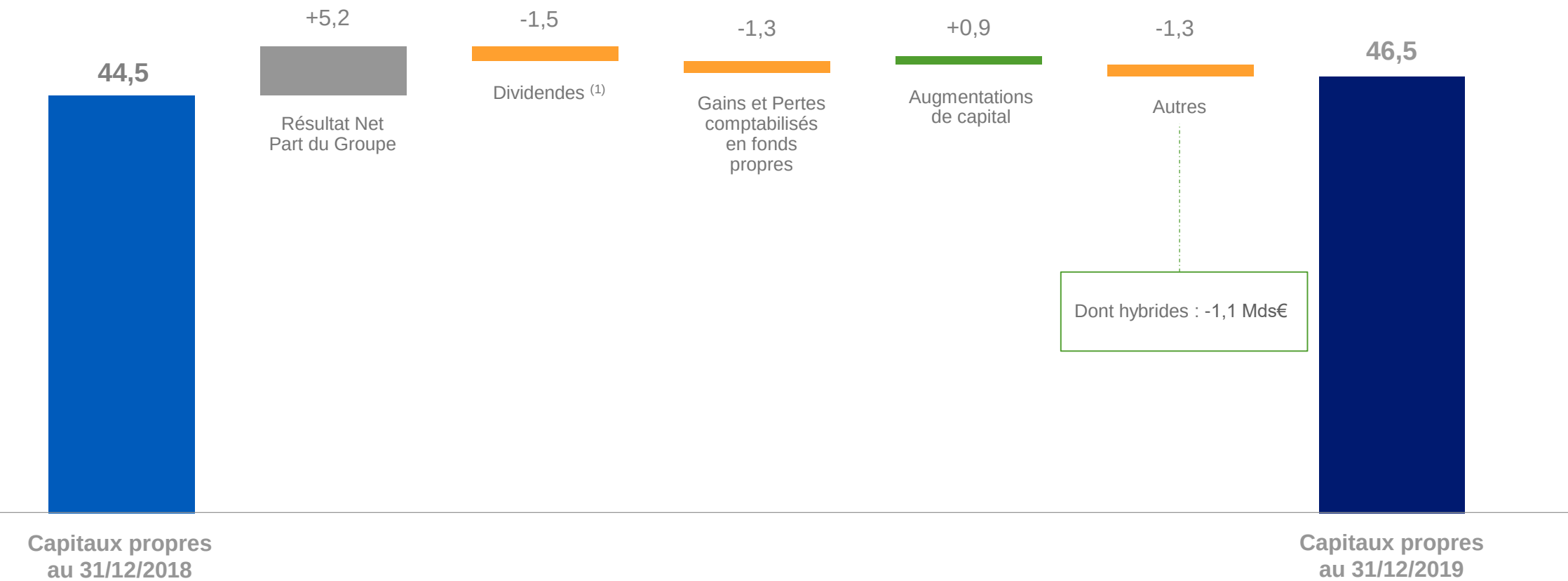
GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2018	31/12/2019	Δ
EDF Energy ⁽¹⁾	7 578	7 965	+387
Framatome	1 317	1 341	+24
Dalkia	548	544	-4
Autres	752	773	+21
TOTAL	10 195	10 623	+428

(1) Dont variation due à l'effet de change

CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE

En milliards d'euros



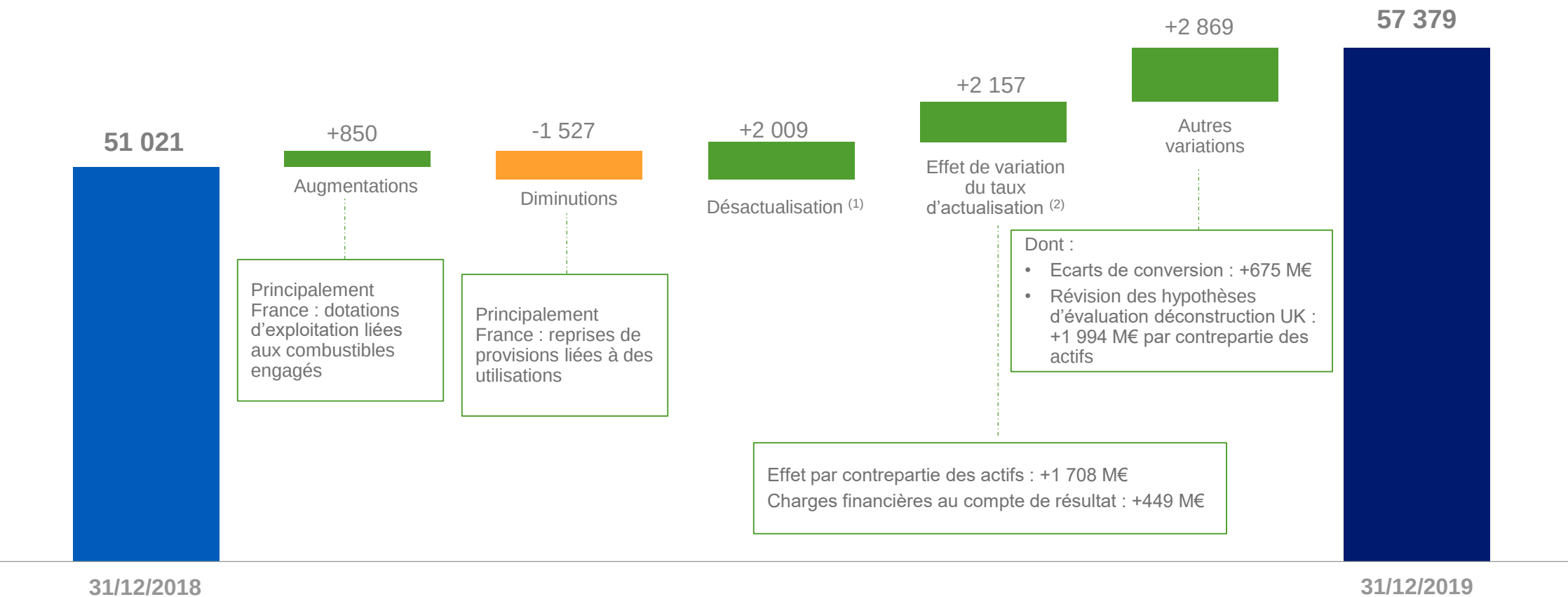
(1) Y compris rémunération des émissions hybrides pour -589 M€

PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2018			31 décembre 2019		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 515	22 362	23 877	1 432	23 822	25 254
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	302	26 842	27 144	363	31 762	32 125
Autres provisions pour déconstruction	91	2 033	2 124	106	1 572	1 678
Provisions pour avantages du personnel	998	17 627	18 625	945	20 539	21 484
Autres provisions	3 104	2 908	6 012	2 710	3 065	5 775
Total des provisions	6 010	71 772	77 782	5 556	80 760	86 316

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros

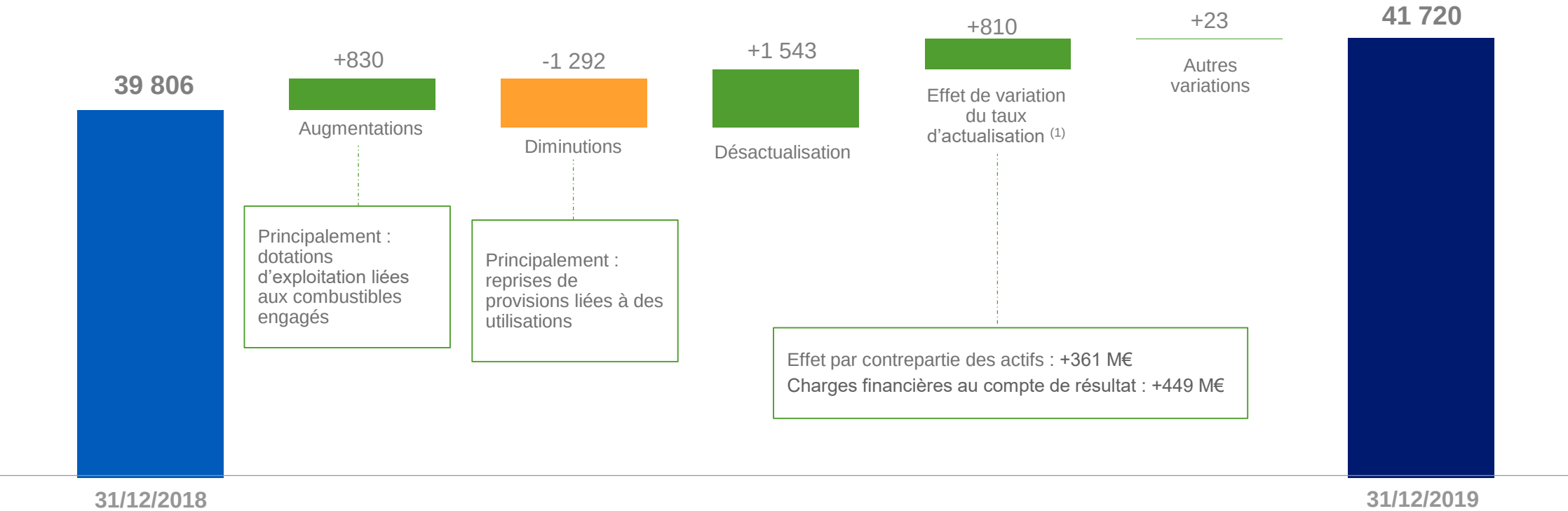


(1) Dont France (+1 543 M€) et Royaume-Uni (+456 M€)

(2) Effets de la variation du taux d'actualisation net pour la France :
- pour les provisions non adossées à des actifs : impact sur le compte de résultat
- pour les provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) : impact sur la valeur des actifs au bilan

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d’euros



(1) Effets de la variation du taux d'actualisation net pour la France :
- pour les provisions non adossées à des actifs : impact sur le compte de résultat
- pour les provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) : impact sur la valeur des actifs au bilan

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations nettes	Désactua- lisation ⁽¹⁾	Autres variations ⁽²⁾	31/12/2019
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	21 295	(426)	1 201	89	22 159
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 698	(355)	515	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	-	36	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(71)	650	106	10 531
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	18 511	(36)	791	295	19 561
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	(36)	694	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	2 526	-	97	1	2 624
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	39 806	(462)	1 992	384	41 720

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 54

(1) Charges financières au compte de résultat dont : charge de désactualisation de l'exercice pour 1 543 M€ et effets de la variation du taux d'actualisation réel pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 M€

(2) Les autres mouvements comprennent les variations de provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents). Ces variations ne passent pas par le compte de résultat.

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (1/4)

	Décembre 2018	Décembre 2019
Taux plafond réglementaire	4,0 % ⁽¹⁾	3,8 % ⁽²⁾
Taux d'actualisation nominal	3,9 %	3,7 %
Inflation	1,5 %	1,4 %

Le taux d'actualisation ressortant de la méthode de calcul usuelle de l'entreprise s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 %

- La baisse du taux d'actualisation réel de 2,4 % à 2,3 % a entraîné en 2019 une augmentation des provisions nucléaires de 810 M€, avec en contrepartie +449 M€ sur les charges financières et +361 M€ sur l'augmentation de la valeur des actifs au bilan

(1) 3,97 % arrondi 4,0 %

(2) 3,75 % arrondi 3,8 %

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (2/4)

LE PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

- **Le taux d'actualisation** retenu pour les provisions nucléaires en France doit respecter un **plafond réglementaire** calculé selon une formule définie par l'arrêté ministériel du 29 décembre 2017.
- **La formule du plafond réglementaire** en vigueur est définie jusqu'au 31/12/2026 comme les moyennes pondérées d'un 1er terme fixé à 4,3 % et d'un 2ème terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 majoré de 100 points de base (1 %). La pondération affectée au 1er terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026.
- Cette formule conduit, **de façon progressive sur une durée de 10 ans**, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), **à un plafond égal en 2026 à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30)**, majorée de 100 points de base
- L'application de la formule au 31/12/2019 donne **un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 3,8 %** (3,75 % arrondi à 3,8 %)

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (3/4)

CONSÉQUENCES

- Sur la base d'hypothèses retenues pour le TEC 30, la formule actuelle de calcul du plafond réglementaire serait susceptible de conduire à fixer **le taux d'actualisation entre 3,5 % et 3,7% à fin 2020.**
- Toutes choses égales par ailleurs, en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'inflation, **la sensibilité à une baisse du taux d'actualisation réel de 0,2% (hors effet d'impôt associé) serait de :**
 - Sur la provision au bilan : 1 799 M€ (dont 1 560 M€⁽¹⁾ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - Sur le résultat avant impôts : (1 025) M€
- Cette augmentation des provisions nucléaires, et notamment celles devant être couvertes par des actifs dédiés, **ne signifie pas une transposition mécanique de cet effet sur l'Endettement Financier Net du Groupe** aux dates considérées, le montant à doter aux actifs dédiés au titre de chaque année pouvant varier, notamment en fonction :
 - de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant (pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 110 %)
 - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 3 ans pour effectuer la dotation (article 14 du décret modifié du 23 février 2007 et article L594-5 du code de l'environnement).

(1) Dont 775 M€ ayant pour contrepartie des actifs

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (4/4) : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION

		Sensibilité au taux d'actualisation			
Pour une variation de 20 points de base		Montants provisionnés en valeur actualisée	Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt
En millions d'euros			+0,20 %	-0,20 %	+0,20 % -0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
Gestion du combustible utilisé	10 823	(228)	249	196	(215)
Reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
Derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
Total	41 720	(1 645)	1 799	912	(1 025)

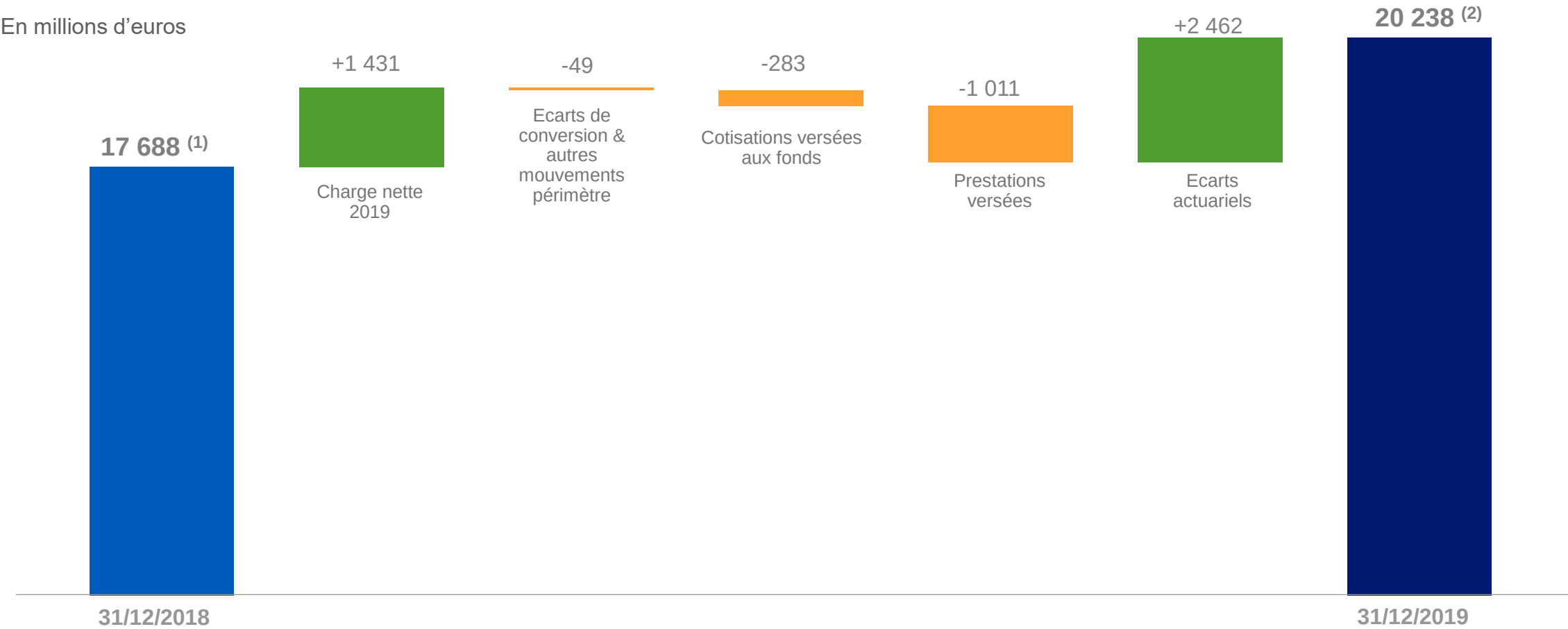
PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE : ÉVOLUTIONS 2015-2019

	2015	2016	2017	2018	2019
Coûts de déconstruction centrales en exploitation	Conclusions de l’audit externe piloté par la DGEc sur les coûts de déconstruction publié en janvier 2016 ⁽¹⁾ , confortant globalement l’estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire. Révision triennale de l’évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 ^{ère} génération permettant d’intégrer le retour d’expérience des chantiers actuels.	Révision approfondie du devis de déconstruction des centrales en exploitation prenant en compte les recommandations de l’audit DGEc Evolutions limitées du devis et des provisions associées : -0,5 Md€ ⁽²⁾	Après la révision approfondie du devis, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d’éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux (notamment pour la France les effets liés à la taille du parc) et réglementaires. Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l’objet d’une révision annuelle qui, en 2017, 2018 et 2019 a donné lieu à des ajustements non significatifs.		
Coûts de déconstruction centrales à l’arrêt	Mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales UNGG ⁽³⁾ : → Démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs) sous air et non plus sous eau → Retour d’expérience du démantèlement d’un 1^{er} caisson avant d’engager les opérations sur les cinq autres Augmentation des provisions d’un montant de 0,3 Md€.	Mise à jour de l’évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 ^{ère} génération Ces travaux annuels confirment les évolutions précédemment réalisées et n’entraînent pas de mouvement significatif des provisions	UNGG ⁽³⁾ : Révision annuelle du devis → Ajustements non significatifs		
			Revue d’experts indépendants mandatés par l’ASN. Les principaux choix d’EDF ont été confortés Audition du collège de l’ASN en juin Dossier de stratégie, DOS ⁽⁵⁾ sur la mise en configuration sécurisée et calendrier détaillé 2017-2032 transmis fin décembre .	L’ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air, l’intérêt d’un démonstrateur industriel et le planning du 1 ^{er} réacteur démantelé (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs.	Projets de décision de l’ASN soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. L’ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques d’ED. Elle demande une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série. Prise en compte des projets de décision → +105M€ dans les provisions déconstruction IA.
Coûts du projet stockage Cigéo	Coûts du projet Cigéo fixés à 25 Mds€ ⁽⁴⁾ par arrêté ministériel ⁽¹⁾ , se substituant à l’estimation 2005 du coût de référence de 20,8 Mds€ sur laquelle le groupe EDF s’appuyait. Augmentation de la provision de 0,8 Md€.	Poursuite des études de conception (ANDRA)		Poursuite des études de conception (ANDRA). Le 15.01.2018, l’ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo : maturité technologique satisfaisante, demande d’étude de filière alternative pour le stockage des déchets bitumineux. Septembre 2018 : groupe d’experts mandaté par la DGEc → état des lieux de la gestion des bitumes Dossier de demande de création de l’installation à horizon 2019 (pour obtention de l’autorisation en 2022).	Poursuite des études de conception (ANDRA). Le groupe d’experts mandaté en septembre 2018 a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion des bitumes mais souligne l’importance de poursuivre les études engagées pour identifier l’option la plus pertinente. Planning ANDRA → demande de création CIGEO en 2020, phase industrielle pilote horizon 2030, maintien de la réception premiers colis de déchets en 2031.

(1) Voir le communiqué de presse de la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie du 15 janvier 2016
(2) Baisse de la provision par contrepartie des actifs sous-jacents

(3) UNGG : Réacteur uranium naturel graphite-gaz
(4) Aux conditions économiques de 2011
(5) Dossier sur les Opérations de Sûreté

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET



(1) Dont 18 625 M€ de provisions pour avantages du personnel et (937) M€ d'actifs financiers non courants
(2) Dont 21 484 M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 246) M€ d'actifs financiers non courants

RÉSULTAT NET COURANT (1)

En millions d'euros	2018 retraité (2)	2019 (3)
Résultat Net Part du Groupe	1 177	5 155
Pertes de valeur	498	883
Dépréciation des actifs financiers et variation de juste valeur IFRS 9	767	(1 780)
Autres éléments (4)	10	(387)
Résultat net courant	2 452	3 871

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession
(3) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées
(4) Y compris ORS (Offre réservée aux salariés) pour un montant non matériel

CESSION DE L'ACTIVITE D'E&P D'EDISON



HISTORIQUE DE
L'OPÉRATION

- 3 juillet 2019 : Approbation par le Conseil d'Administration d'Edison
- 4 juillet 2019 : Signature des accords de cession avec Energean Oil and Gas
- Décembre 2019 : Courrier des autorités algériennes invitant Edison à engager des discussions avec Sonatrach concernant les actifs algériens.
- 23 décembre 2019 : Edison et Energean ont confirmé l'objectif de closing de l'opération, attendu en 2020



IMPACT DANS LES
COMPTES DU
GROUPE

- Sur la base du contrat de cession signé avec Energean le 4 juillet 2019 :
- Présentation distincte de l'activité E&P en « activité abandonnée » selon IFRS 5, s'agissant de la seule Business Unit du Groupe EDF intervenant dans l'E&P au 31 décembre 2019.
 - Comptabilisation d'une perte de valeur pour 500M€ (impact RNPG) sur la base du résultat négatif de cession estimé à cette date et tenant compte du prix de cession estimé.
 - Sur la base d'une dette nette de l'activité E&P d'Edison de l'ordre de 0,2Md€ au 31/12/2018 (mécanisme de lock box), l'opération conduirait à une réduction de l'EFN du groupe EDF estimée à 0,7 Md€ pour 2020 porté à 0,8 Md€ en 2022 (tenant compte du complément de prix de 100 MUSD à recevoir à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie).
 - L'opération permettra aussi la déconsolidation de l'ensemble des provisions pour démantèlement de l'E&P Edison (~600 M€)

IMPACTS DE L'APPLICATION DE LA NORME IFRS 16 LOCATIONS AU 1^{ER} JANVIER 2019 SUR LA PÉRIODE COMPARATIVE 2018 (1/2)

DATE D'APPLICATION PAR LE GROUPE : 1^{ER} JANVIER 2019

- L'exercice comparatif 2018 n'a pas été retraité, conformément aux dispositions de la norme IFRS 16 dans le cadre de la méthode rétrospective modifiée. Une information spécifique a été communiquée au 31 décembre 2018 à titre illustratif dans la note « Référentiel comptable du groupe » (note 1.2.4.1), ainsi que dans les comptes au 31 décembre 2019 dans la note « Comparabilité des exercices » (note 2.1), et est présentée ci-après.
- Tous les contrats de location, à l'exception de deux exemptions spécifiques (location court terme et contrats de faible valeur < 5000 \$), sont comptabilisés au bilan en tant qu'actif de droit d'utilisation (« Right of Use » ou ROU) en contrepartie d'un passif financier.
- La mise en place de la norme conduit ainsi à constater, en lieu et place de charges de location (en autres consommations externes dans l'EBITDA), des charges d'amortissement et des charges financières.
- L'évaluation du ROU et de la dette repose sur les paiements de location fixes, en tenant compte de la durée probable du contrat (y compris les options de prolongation/résiliation raisonnablement certaines d'être exercées), actualisés au taux d'emprunt marginal du preneur.
- A la date de transition, la méthode dite « Rétrospective modifiée » (calcul de la dette et de l'actif au 01/01/2019 en appliquant les taux en vigueur à cette date) a été retenue.
- Les principaux contrats de location portent sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements) et des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure, sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

IMPACTS DE L'APPLICATION DE LA NORME IFRS 16 LOCATIONS AU 1^{ER} JANVIER 2019 SUR LA PÉRIODE COMPARATIVE 2018 (2/2)

Informations données à titre d'illustration compte tenu de l'application de la méthode rétrospective modifiée

En millions d'euros	31/12/2018
Impact EBITDA	+517*
Charge d'amortissement	-634
Charge financière	-74
Résultat avant impôts	-191
Impact Dette et droit d'utilisation au 01/01/2019	+4 492

En millions d'euros	Impact EBITDA 31/12/2018	Impact Charges d'amortissement 31/12/2018
France - Activités de production et de commercialisation	291*	(290)
France - Activités régulées	167	(158)
Framatome	44	(43)
Royaume-Uni	18	(17)
Italie	21	(19)
Autre international	9	(8)
EDF Renouvelables	56	(46)
Dalkia	41	(41)
Autres métiers	(130)*	(12)
Total Groupe	+517	(634)

* Dont annulation partielle de plus-values de cession liées à des opérations immobilières en France pour un total de (166) M€



RÉSULTATS ANNUELS 2019

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE

ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros

31/12/2017

31/12/2018

31/12/2019

Endettement financier net ⁽¹⁾

33,0

33,4

41,1

Ratio EFN / EBITDA

2,41x

2,24x

2,46x

Dette

- Dette obligataire
- Maturité moyenne de la dette brute (années)
- Coupon moyen

47,3

50,4

52,4

13,7

13,6

15,4

2,95 %

2,87 %

2,69 %

Liquidité brute ⁽²⁾

34,6

35,2

33,4

(1) Impact significatif sur l'EFN de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 (4,5 Mds€) et du rachat net de titres hybrides (1,1 Md€) au S2 2019

(2) Avec trésorerie et équivalent de trésorerie, actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides), et ligne de crédit non-tiré

ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

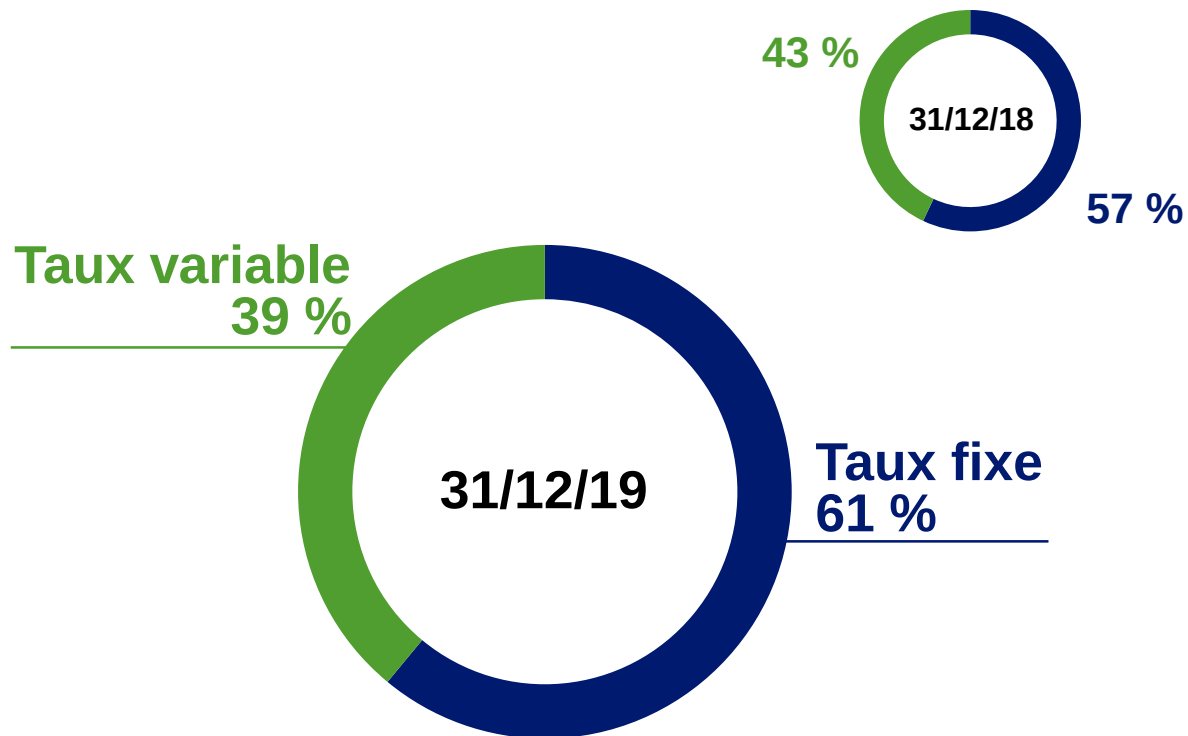
	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 ⁽¹⁾
Emprunts et dettes financières	56 846	59 188	67 380
Dérivés de couverture de dettes	(1 176)	(1 972)	(3 387)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 692)	(3 290)	(3 934)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(18 963)	(20 538)	(18 900)
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) ⁽²⁾	-	-	(26)
Endettement financier net	33 015	33 388	41 133

(1) Après application de la norme IFRS 16

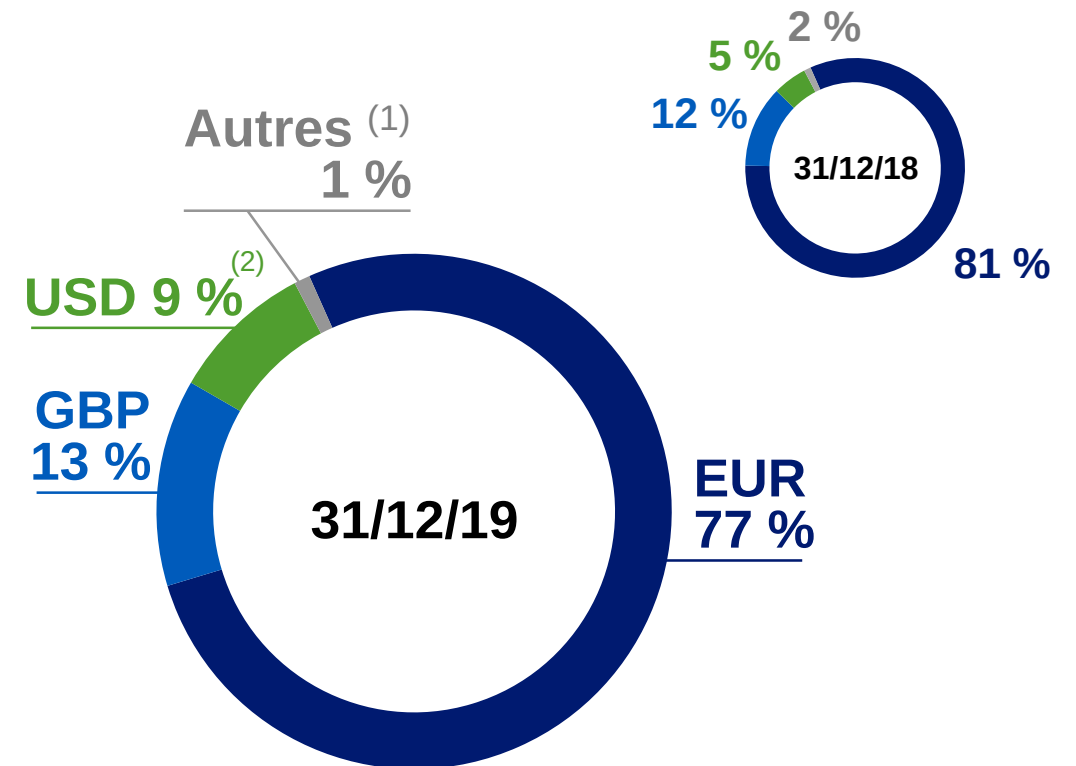
(2) E&P Edison

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise

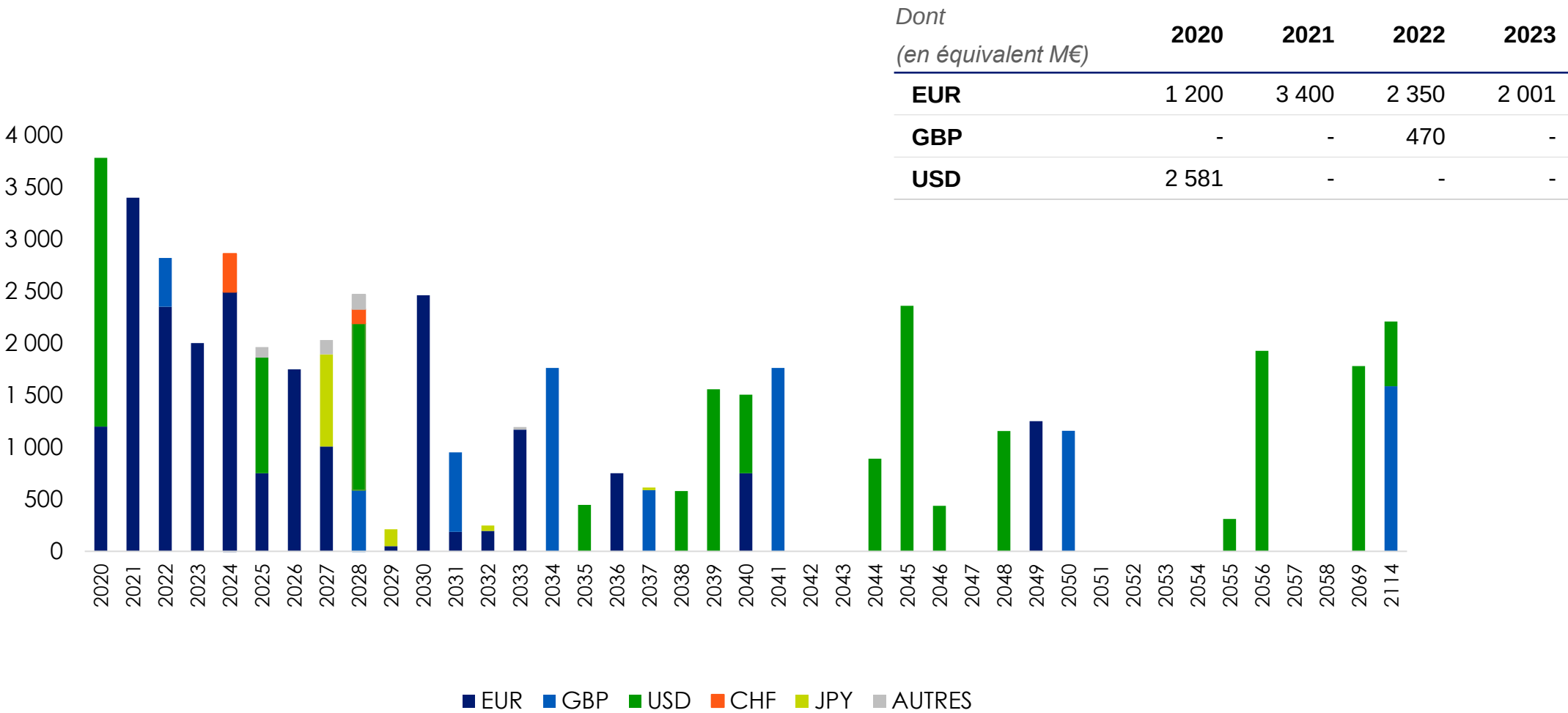


(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

(2) Émission obligataire de 2 Md\$

TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d’euros, avant swaps



PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2019 (1/2)

	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60%
	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38%
	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35%
	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25%
Green Bond	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25%
	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88%
	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63%
Green Bond	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63%
	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Green Bond	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00%
	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63%
	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%

(1) Date de réception des fonds

PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2019 (2/2)

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
07/2001	07/2031	650	GBP	5,87%
02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
10/2016	10/2036	750	EUR	1,88%
09/2018	09/2038	650	USD	4,88%
01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95%
11/2010	11/2040	750	EUR	4,50%
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50%
01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88%
10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75%
10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95%
09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00%
12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00%
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13%
10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00%

(1) Date de réception des fonds

PRÉSENTATION DU STOCK DE TITRES HYBRIDES

Refinancement d'une partie du stock de titres hybrides en novembre 2019

OBJECTIFS DE L'OPÉRATION

Refinancement de certaines souches existantes
Allongement de la maturité moyenne du stock de titres hybrides
Diminution du coût moyen du stock de titres hybrides

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

EDF a refinancé par anticipation une partie des titres hybrides :

- **Le 26 novembre 2019 :**
 - ✓ Emission de nouvelles obligations hybrides avec option de rachat en 2027 d'un montant de 0,5 Md€
 - ✓ Lancement des opérations de rachat partiel sur les souches de titres hybrides EUR 2022 pour un montant acheté de 0,4 Md€ ⁽¹⁾ et USD 2023 pour un montant acheté de 0,9 Md\$ ⁽²⁾
- **Le 29 janvier 2020 :** EDF a exercé son option de rachat de sa souche hybrides EUR 2020 pour un montant de 0,34 Md€

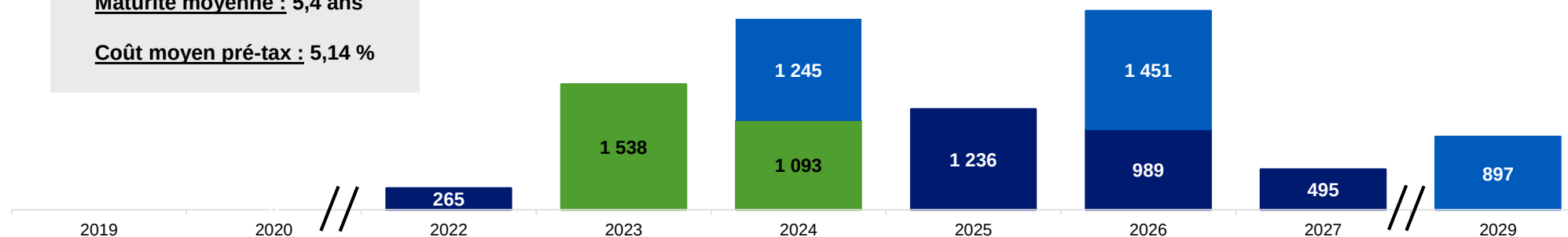
L'ensemble de ces opérations comptabilisées en capitaux propres pour 1,1 Md€, porte le stock d'hybrides à 9,2 Md€ ⁽³⁾ soit une diminution du stock de c. 9%

Stock de titres hybrides suite au refinancement au 31 décembre 2019 (EUR) ⁽³⁾

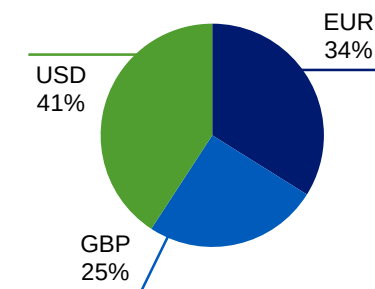
Montant total : 9,2 Md€
Maturité moyenne : 5,4 ans

Coût moyen pré-tax : 5,14 %

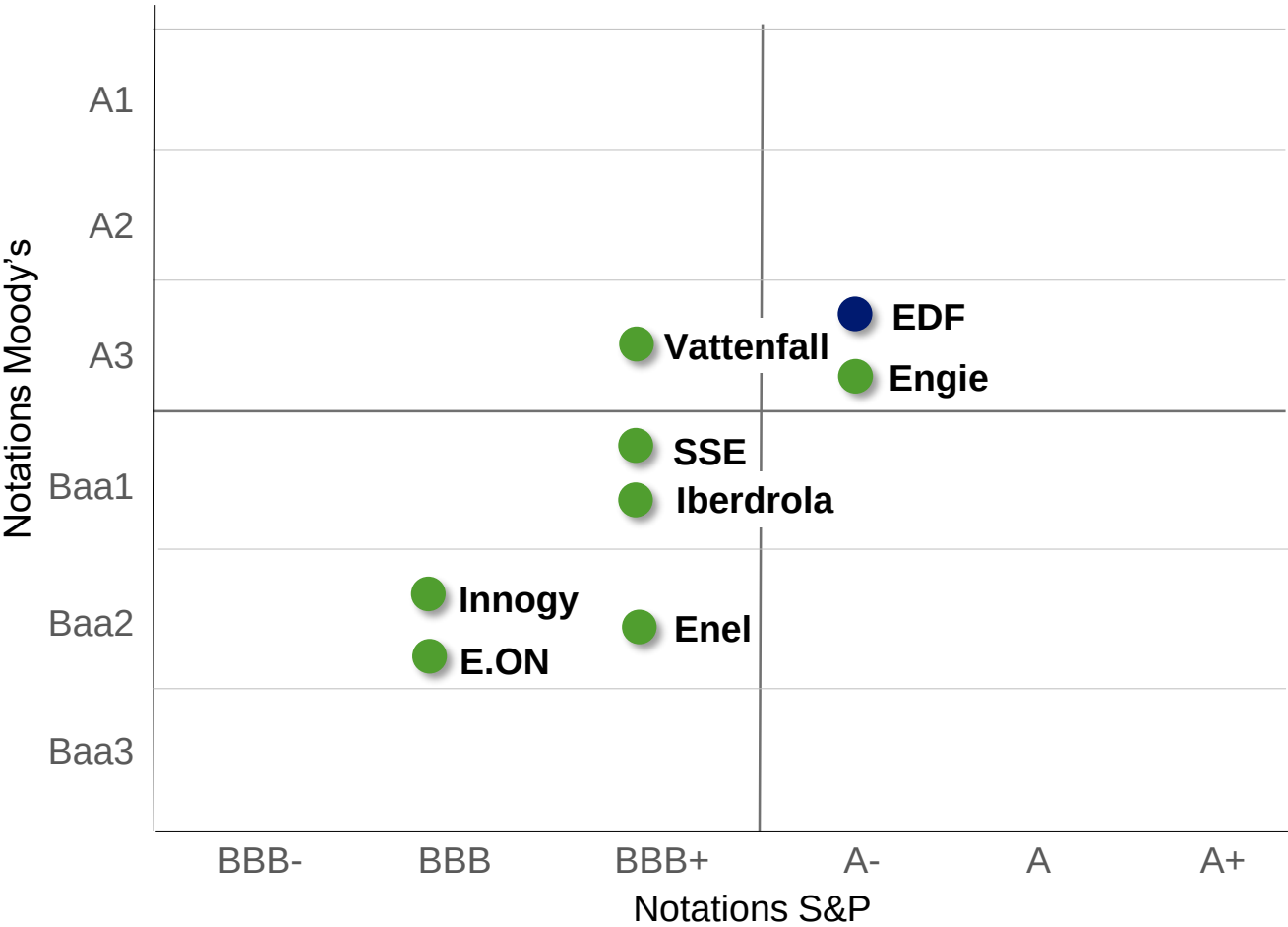
Echéancier en base correspondant aux premières dates de call



Répartition du stock par devise



NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A- négative ⁽¹⁾	A3 stable ⁽²⁾	A- stable ⁽³⁾
Engie	A- stable	A3 stable	A stable
Vattenfall	BBB+ stable	A3 négative	n.d
SSE	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ négative
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
Enel	BBB+ stable	Baa2 positive	A- stable
Innogy	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
E.ON	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
Uniper	BBB négative	n.d.	n.d.
RWE	n.d	Baa3 stable	BBB stable

Sources : agences de notation, données au 30/01/2020

(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 10 octobre 2019

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 28 septembre 2016

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 29 août 2019

GREEN BONDS : LES ENGAGEMENTS D'EDF

EDF EST UN ÉMETTEUR DE RÉFÉRENCE SUR LE MARCHÉ DES GREEN BONDS

- **1ère entreprise** à émettre un Green Bond **en 2013**
- **Membre actif** de la gouvernance des **Green Bond Principles**
- **Co-fondateur** du **Corporate Forum on Sustainable Finance**
- **2 mises à jour du Green Bond Framework** afin de contribuer aux meilleures pratiques de marché

GREEN BOND FRAMEWORK 2013

- **Novembre 2013: 1^{ère} émission** d'un Green Bond par EDF
 - **1,4Md€**, maturité de 7,5 ans
- **Octobre 2015: 2^e émission**
 - **1,25Md\$**, maturité de 10 ans

Construction de **nouveaux** projets **éoliens** et **PV**

GREEN BOND FRAMEWORK 2016

- **Octobre 2016: 3^e émission**
 - **1,75Md€**, maturité de 10 ans
- **Janvier 2017: 4^e émission**, en 2 tranches
 - **19,6Md¥**, maturité de 12 ans
 - **6,4Md¥**, maturité de 15 ans

Construction de **nouveaux** projets **éoliens** et **PV**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** en France

GREEN BOND FRAMEWORK 2020

- **Applicable à partir de janvier 2020**
- **Mise à jour du Framework en ligne avec la stratégie CAP 2030**

Nouveaux projets de production d'**énergie renouvelable**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** (France et International)

Projets d'**efficacité énergétique**

Projets de préservation de la **biodiversité**

LE GREEN BOND FRAMEWORK D'EDF SUIT LES MEILLEURES PRATIQUES DE MARCHÉ ET LES GREEN BOND PRINCIPLES (GBP)

1 - UTILISATION DES FONDS

- Développement de nouvelles capacités de production renouvelables
- Rénovation et modernisation d'actifs hydroélectriques existants avec pour objectif:
 - d'améliorer leur efficacité, leur flexibilité et leur capacité à contribuer à répondre aux besoins des systèmes électriques qui évoluent au fur et à mesure que la part des moyens de production intermittents augmente dans le mix énergétique,
 - d'adapter les actifs hydroélectriques existants aux changements climatiques.
- Solutions d'efficacité énergétique afin de permettre à l'ensemble des clients d'EDF de mieux utiliser l'énergie, principalement grâce à sa filiale Dalkia.
- Biodiversité, pour permettre à EDF de continuer à poursuivre son ambition d'avoir un impact positif sur la biodiversité, en allant d'une simple prévention à des améliorations mesurables.

4 – REPORTING

- Au pas semestriel: allocation des fonds
- Annuellement: allocation des fonds + liste des projets financés par le Green Bond et impacts agrégés (au niveau de chaque émission verte)

2 - PROCESSUS DE SÉLECTION DES PROJETS

- Une organisation interne dédiée à l'évaluation et à la garantie que seuls les Projets Eligibles tels que définis dans la partie Utilisation des Fonds puissent bénéficier d'un financement Green Bond
- Respect de critères environnementaux et sociaux spécifiques
- Les investissements peuvent inclure:
 - des immobilisations corporelles ou incorporelles
 - des investissements (incluant des acquisitions principalement liées à de nouveaux développements / technologies)
 - certains OPEX tels que R&D et investissements dans la maintenance d'actifs verts

3 – GESTION DES FONDS

- Les fonds sont gérés et suivis séparément jusqu'à leur affectation aux projets éligibles
- Ils sont investis dans des fonds ISR jusqu'à leur affectation

5 – REVUE EXTERNE

- Opinion externe ex-ante: niveau d'assurance « raisonnable » délivré par Vigeo Eiris sur le Green Bond Framework d'EDF (leur niveau le plus élevé),
- Attestation ex-post: rapport annuel émis par un auditeur externe sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Green Bonds avec le Green Bond Framework et les Green Bond Principles

GREEN BONDS : ALLOCATION DES FOND

				Fonds alloués au 31/12/2019			
Date d'émission ⁽¹⁾	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Construction de nouvelles capacités renouvelables ⁽²⁾ (hors hydro)	Rénovation, modernisation et développement d'ouvrages hydroélectriques existants ⁽²⁾	Total (% des fonds levés)	
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 400	(100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 250	(100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	1 248	502	1 750	(100 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	5 690	11 451	17 141	(87 %)
Jan. 2017	15	6 400	JPY	-	-	-	

Green Bond Euro d'octobre 2016 - 100 % des fonds alloués

- ~3/4 dédiés au financement de la construction de 9 projets éoliens et solaires aux Etats-Unis et au Canada et 1 projet solaire au Mexique
- ~1/4 dédié au financement de plus de 800 opérations de rénovation, de modernisation et de développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France

Green Bond YEN de janvier 2017 - 2/3 des fonds alloués

- Emissions Green Bond Samourai de janvier 2017 – 66% des fonds alloués, pour l'essentiel sur des projets hydroélectriques en France et Belgique.
- Finalisation de l'allocation des fonds sur l'ensemble des tranches émises prévue pour S1 2020

(1) Date de réception des fonds

(2) Depuis 2019, les fonds Green Bonds financent des investissements éligibles de Luminus en Belgique : construction de parcs éoliens et rénovation d'une centrale hydraulique

GREEN BONDS : ÉMISSIONS DE CO₂ ÉVITÉES

Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité totale des projets financés (en MW)		Production supplémentaire attendue (en TWh/an)		CO ₂ évité attendu (en Mt/an)	
					Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Nov. 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 projets ⁽³⁾ EDF Renouvelables	59 %	1 755	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Oct. 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	7 projets ^(3,4) EDF Renouvelables	58 %	1 306	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Oct. 2016	1,75 Md€	1 248 M€	10 projets ⁽⁴⁾ EDF Renouvelables	68 %	1 788	1 354	6,7	5,2	3,19	2,54
		502 M€	600 opérations EDF Hydro	100 % ⁽⁵⁾	14 596	1 011	0,2 ⁽⁶⁾	0,2 ⁽⁶⁾	0,01 ⁽⁶⁾	0,01 ⁽⁶⁾
Jan. 2017	19,600 Md¥	5,690 Md¥	3 projets éoliens Luminus	41 %	67	29	0,1	0,06	0,03	0,01
		11,451 Md¥	206 opérations EDF Hydro + 1 projet hydro Luminus	83 %	2 468	145	0,1	0,05	0,01	0,01

➤ Baisse d'environ 6 % des émissions de CO2 évitées des Green Bonds n°1 et 2 par rapport aux émissions estimées à fin 2018, en raison de la baisse des facteurs d'émissions des réseaux aux Etats-Unis

➤ Part des capacités financées détenue par EDF fin décembre 2019 :

- Green Bond n°1 (novembre 2013) : 39 %
- Green Bond n°2 (octobre 2015) : 14 %
- Green Bond n°3 (octobre 2016) : 91 %
- Green Bond n°4 (janvier 2017) : 100 %

La liste détaillée des projets EDF Renouvelables et des opérations d'investissements hydraulique par catégorie sera publiée dans l'URD 2019 d'EDF

- (1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant
- (2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant
- (3) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond de novembre 2013 et celui d'octobre 2015

- (4) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond d'octobre 2015 et celui d'octobre 2016
- (5) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du projet Romanche-Gavet
- (6) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet

NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE

FORTE PROGRESSION DE LA NOTATION PAR SUSTAINALYTICS (2E SUR 193, INTÉGRATION DU TOP 5 ET 1ER PARMIS LES PAIRS) CE QUI A DÉCLENCHÉ LA BAISSSE DU COÛT DE LA LIGNE DE CRÉDIT À IMPACT SIGNÉE AVEC ING BANK EN 2017

MAINTIEN D'UN HAUT NIVEAU DE PERFORMANCE : MEMBRE DU DJSI WORLD POUR LA 4E ANNÉE CONSÉCUTIVE, MEMBRE DE LA « A LIST » DU CDP CLIMATE CHANGE POUR LA 3E FOIS, MEMBRE DU STOXX ESG LEADERS INDEX



80/100 en 2019

La moyenne du secteur « Electric Utilities » est de 45/100 en 2019.
Member du Sustainability Yearbook 2019, EDF est 10e des 99 Electric Utilities



A

EDF, membre de la “A list” pour la 3e fois en 2019 du CDP Climate Change



4,7/5 en 2019

EDF, 5ème entreprise de son secteur d'activité, fait partie des 5 opérateurs nucléaires mondiaux répondant aux critères stricts développés et suivis par le FTSE4Good Policy Committee



86/100 en 2019

EDF, membre du STOXX ESG Leaders Index 2019, 2e des 193 Utilities et 1er parmi ses pairs



66/100 en 2018 ⁽¹⁾

EDF, membre de tous les Euronext VigeoEiris indices : World 120, Europe120, Eurozone 120 et France 20 et 5e des 62 Electric & Gas Utilities

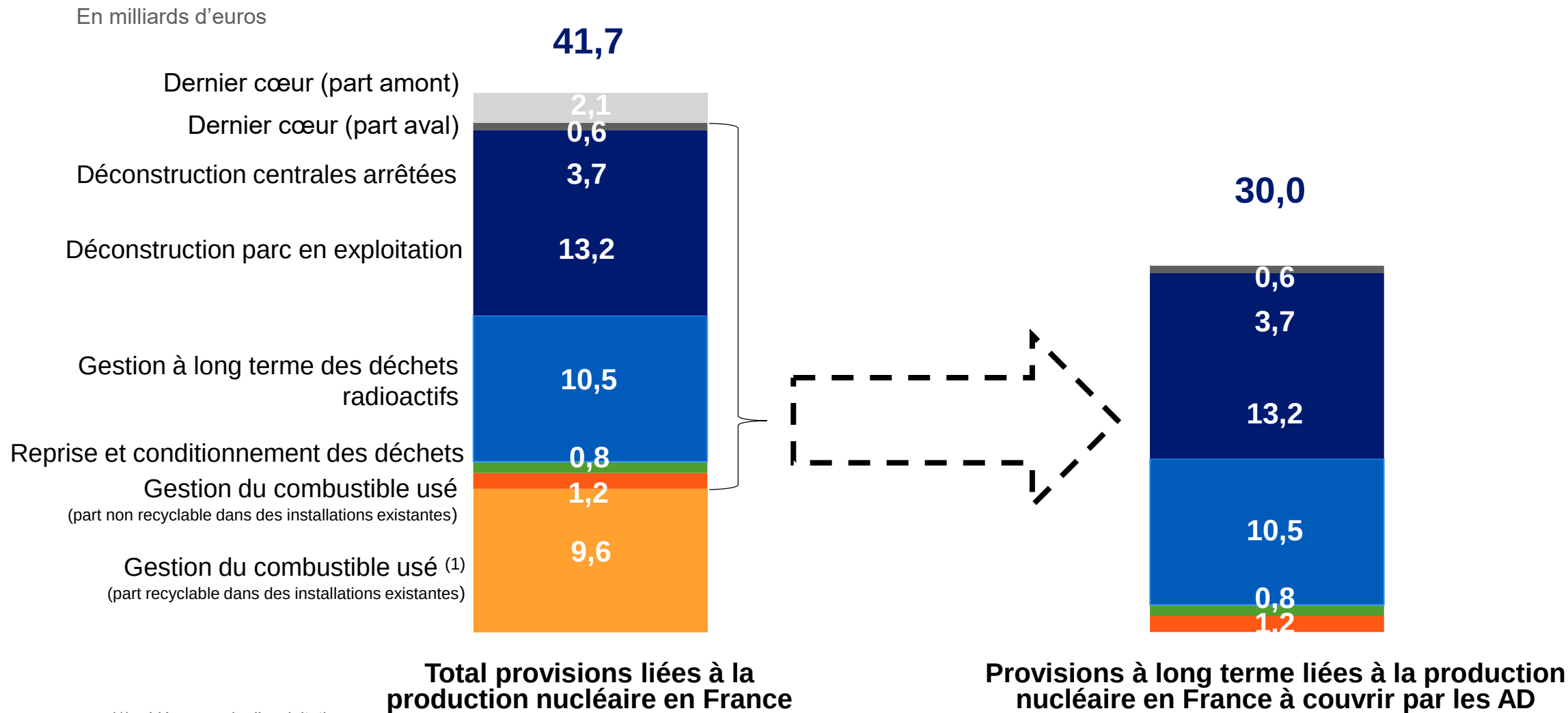


73/100 en 2019

Gold class, EDF dans le top 5% de son secteur d'activité et dans le top 1% global

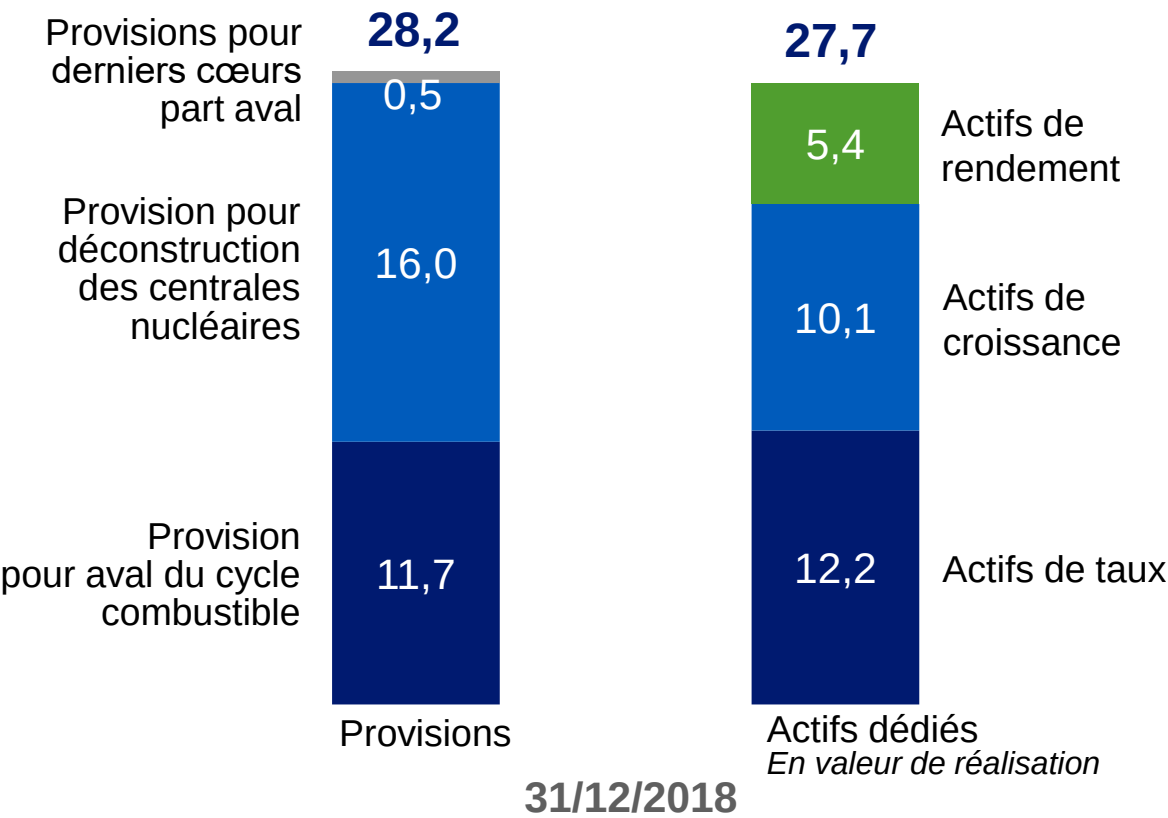
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE

PART À COUVRIR PAR DES ACTIFS DÉDIÉS (AD)

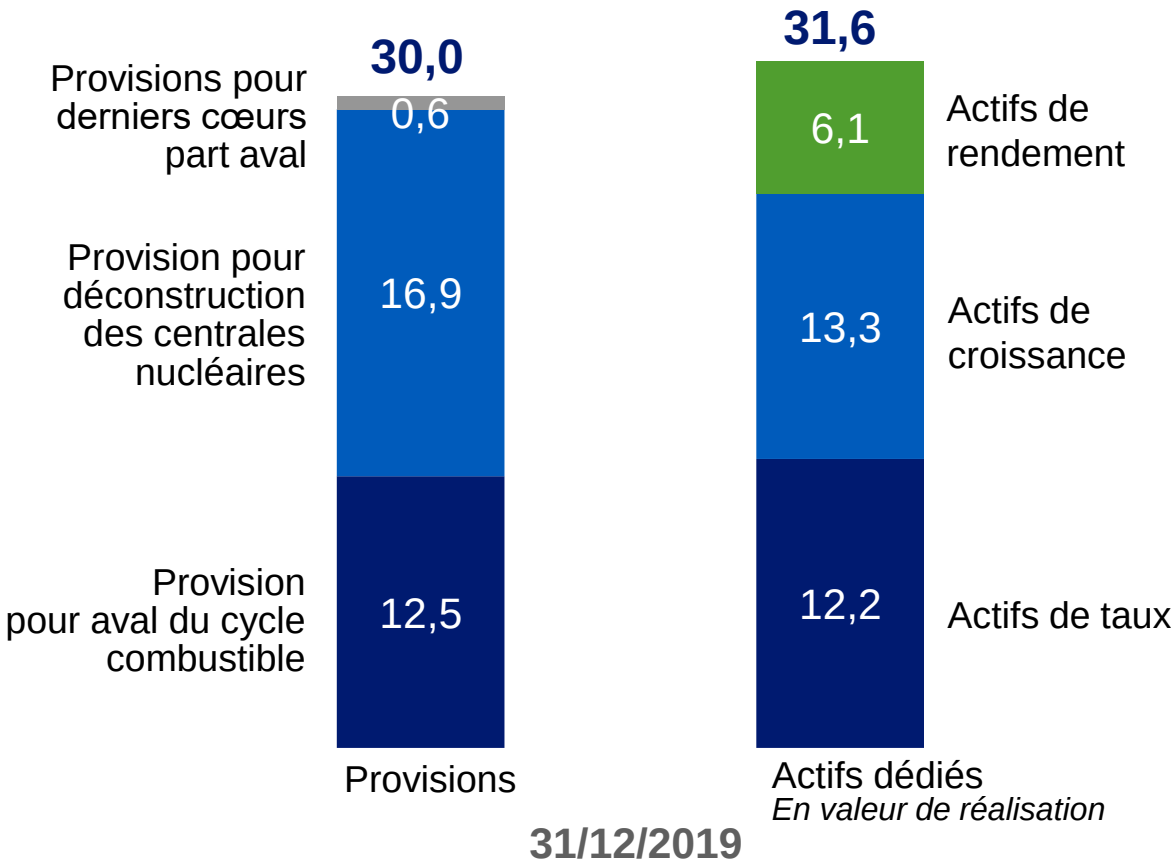


ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA

En milliards d'euros



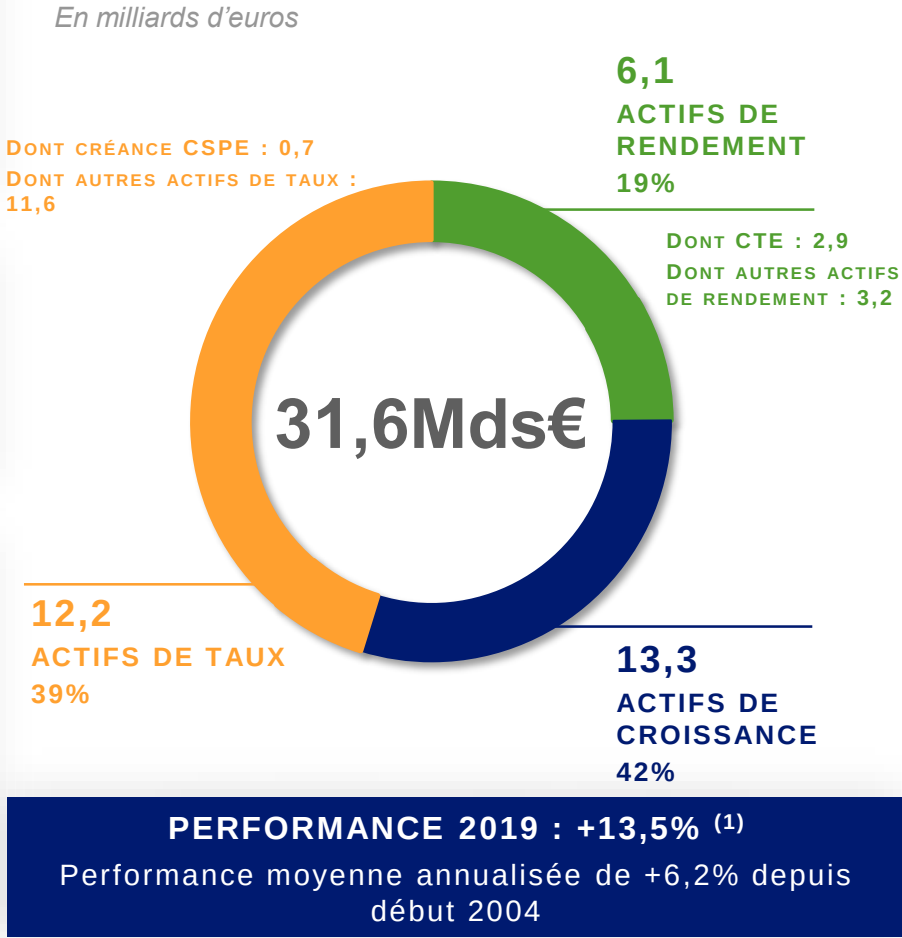
- Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 % contre 98,3 % au 31 décembre 2018.



- La dotation aux AD à réaliser en 2020 s'élève à 797 M€

PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA (1)

ACTIFS DE RENDEMENT : +8,9%	Les actifs de rendement sont constitués des actifs immobiliers et infrastructures . Ces actifs ont généré en 2019 des dividendes en ligne avec les attentes tant sur le périmètre diversifié d'infrastructures que sur les biens immobiliers détenus en Europe.
ACTIFS DE CROISSANCE : +25,9%	Le portefeuille coté a progressé de + 26,3% grâce à la très forte hausse des marchés actions. Le risque du portefeuille a cependant été contenu – inférieur au risque du marché – grâce à une allocation significative à des fonds de type « low volatility » . Les fonds de croissance (non cotés) ont également eu une performance très satisfaisante à + 9,3%.
ACTIFS DE TAUX : +5,2%	Le portefeuille de taux a eu une très bonne performance dans un contexte baissier des taux. Les obligations cotées ont progressé de +6.1% . Les fonds de taux non cotés ont également enregistré une progression de +9,3% tandis que le portefeuille créances et court terme, composé principalement de la créance CSPE, a progressé de +0,4%. La créance CSPE a été remboursée selon le calendrier prévisionnel : 1 353 M€ de principal ont été reçus sur 2019, réinvestis conformément à l'allocation stratégique, la dernière annuité devant être remboursée en 2020



EDF INVEST, LA PLATEFORME D'INVESTISSEMENT EN ACTIFS NON COTES

GESTION DES ACTIFS DÉDIÉS...

- EDF Invest assure **la gestion des investissements non cotés au sein du portefeuille des Actifs Dédiés du groupe EDF** ; ce portefeuille se monte à **6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2019**
- Les actifs non cotés des Actifs Dédiés sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, investis par sous-jacent dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements
- L'apport des actifs non cotés est essentiel en termes d'amélioration du profil rendement / risque des Actifs Dédiés, et l'horizon de gestion long terme est cohérent avec le passif à couvrir

...POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- L'objectif** pour EDF Invest est de **continuer à augmenter le portefeuille d'actifs non cotés** jusqu'à atteindre **la cible d'allocation stratégique** définie en juin 2018
- En 2019, EDF Invest a diversifié son portefeuille avec **l'apport d'infrastructures significatives dans le domaine des énergies renouvelables** (hydraulique, solaire et éolien) pour 540 millions d'euros

COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 31 DÉCEMBRE 2019

En milliards d'€

Catégorie	Valeur (Mds€)	Pourcentage
INFRASTRUCTURES	5,2 (3)	80%
IMMOBILIER (2)	0,9	14%
FONDS D'INVESTISSEMENT (CROISSANCE ET DETTES)	0,4	6%
Total	6,5 Mds€	100%

(1) Le portefeuille total de 6,5 Mds € se répartit en 6,1 Mds € d'actifs de rendement, 0,3 Mds € d'actifs de croissance et 0,1 Mds € d'actifs de taux

(2) Y compris fonds

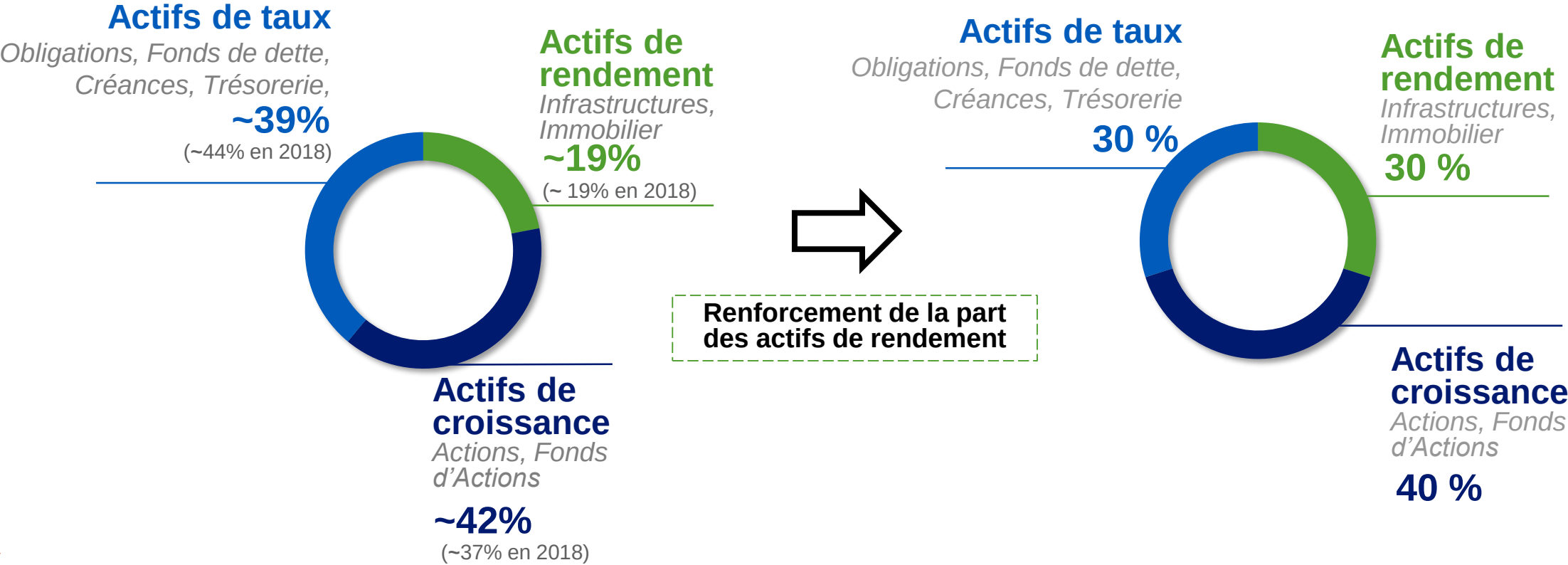
(3) Dont CTE : 2,9 Mds€

ÉVOLUTION PROGRESSIVE DE L'ALLOCATION STRATÉGIQUE

- Une nouvelle allocation stratégique a été définie en 2018 pour améliorer l'adéquation du profil des actifs dédiés à la nature long terme des décaissements à couvrir.
- Les cibles de la nouvelle allocation seront atteintes progressivement en fonction des investissements, impliquant un rééquilibrage progressif des actifs de taux vers les actifs de rendement.

Allocation au 31 décembre 2019

Allocation stratégique cible

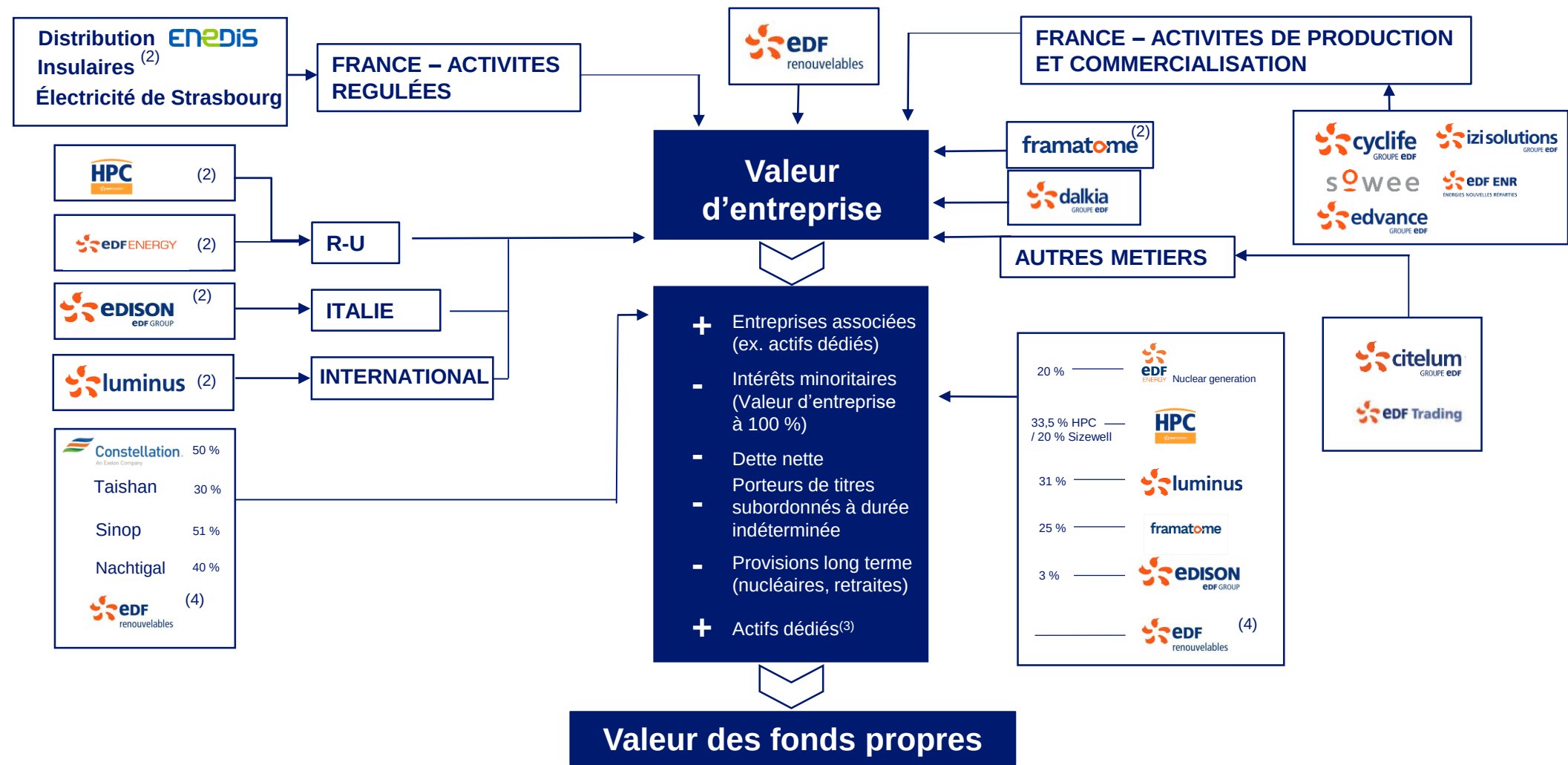




RÉSULTATS ANNUELS 2019

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS

GROUPE EDF : ORGANIGRAMME (1)



(1) Organigramme simplifié

(2) Participations avec des intérêts minoritaires non négligeables

(3) Cf annexe « Performance des actifs dédiés d'EDF SA » en p.55

(4) Entreprises et participations détenues à différents niveaux par le groupe EDF Renouvelables

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

HISTORIQUE DU PROJET

- Avancement du chantier :
 - ✓ Génie civil principal achevé.
 - ✓ Montages électromécaniques finalisés à plus de 98%, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.
 - ✓ Avancement des activités de finition des bâtiments ⁽¹⁾ à 79 %
- Déroulement des phases d'essai d'ensemble :
 - ✓ Du 22 février 2019 au 22 mars 2019 : 1ère phase des essais dits « à chaud » avec plus de 95 % des critères d'essais testés conformes.
 - ✓ Du 21 septembre 2019 à février 2020 : 2ème phase des essais dits « à chaud », permettant de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement



MISE À NIVEAU DES SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE

Dans un courrier du 19 juin 2019, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel « d'exclusion de rupture ». Dans ce cadre, EDF a évalué trois scénarios de reprise.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Par ailleurs, l'instruction technique de remise à niveau des soudures situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit afin de démarrer les activités de soudage au plus tôt (cf. déclaration Événement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 novembre 2017).

PLANNING ET COÛT ⁽²⁾

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros⁽³⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation ⁽⁴⁾ et non en CAPEX.

Une nouvelle demande de modification du décret d'autorisation de création de Flamanville 3, pour en prolonger le délai, a été déposée par EDF le 23 juillet 2019

(1) Finitions ayant pour objet d'amener l'installation à un standard élevé de qualité (propreté, peinture, calfeutremments), conforme à celui d'une centrale nucléaire en exploitation.

(2) Cf. communiqué de presse EDF du 9 octobre 2019.

(3) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(4) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022 avec un impact à 0,4 Md€ sur le résultat net part du Groupe de 2020, sans impact sur le résultat net courant

HINKLEY POINT C

Les 4 principaux objectifs fixés pour 2019 sur la tranche 1 sont atteints

AVANCEMENT SUR LE PROJET HINKLEY POINT C ⁽¹⁾

Le coût à terminaison du projet est désormais estimé entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015 ⁽²⁾, soit une augmentation de 1,9 à 2,9 milliards de livres sterling 2015 ⁽³⁾ par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions, notamment ceux à mener en partenariat avec les fournisseurs.

La date cible de la mise en service de l'Unité 1 est maintenue à fin 2025. Le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué. Ce scénario induirait un coût supplémentaire potentiel estimé en 2017 à environ 0,7 milliard de livres sterling.

LES OBJECTIFS CLÉS POUR 2020 ONT ÉTÉ DÉFINIS :

- T1 – Installation des premières conduites de sûreté
- T2 - Jalon J0 de l'Unité 2
- T3 – Achèvement de la fabrication de la bache d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'Unité 1
- T4 – Finalisation du design de la structure intérieure du bâtiment réacteur



Radier unité 2

(1) Cf Communiqués de presse du 25 septembre 2019

(2) En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1£ = 1,23€

(3) Surcoûts nets des plans d'action

JAITAPUR

Au travers du projet Jaitapur, le groupe EDF est impliqué dans la coopération nucléaire civile franco-indienne depuis 2010 dans le cadre d'accords bilatéraux signés entre la France et l'Inde. Il appuie directement les objectifs de transition énergétique du gouvernement indien affirmés lors de la Conférence de Paris de 2015 qui visent à accélérer la croissance des énergies renouvelables et du nucléaire dans le pays. Jaitapur, dans l'État du Maharashtra sera le plus grand site de production nucléaire au monde.

Agissant comme chef de file de la filière nucléaire française, EDF est entré en négociation exclusive avec NPCIL depuis 2016.

- Le samedi 10 mars 2018, Jean-Bernard Lévy, Président Directeur Général d'EDF et Satish Kumar Sharma, Président Directeur général de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), énergéticien public indien, ont signé un accord industriel (Industrial Way Forward Agreement) en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde. L'accord définit le schéma industriel du projet, les rôles et les responsabilités des partenaires ainsi que le calendrier prévisionnel pour les prochaines étapes.
- Il est prévu qu'EDF intervienne en tant que fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurerait l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. Pour les quatre autres unités, une partie de la responsabilité des achats et des études pourrait être confiée à des entreprises locales, via NPCIL. Le Groupe apporterait également à NPCIL son expérience du management de la construction de réacteurs EPR.



- Il est prévu que NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, soit responsable de l'obtention de l'ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l'ensemble des six réacteurs et des infrastructures de site. Durant la phase de construction, NPCIL bénéficierait d'une assistance d'EDF et de ses partenaires industriels.
- Conformément au calendrier fixé dans l'IWFA, EDF a remis à NPCIL une offre technico-commerciale complète et conditionnée le 14 décembre 2018. Les discussions sont engagées avec NPCIL pour converger sur les bases Techniques et Commerciales.
- L'objectif consiste pour EDF, à la demande de NPCIL, à remettre une offre technique et commerciale convergée engageante qui sera suivie par la signature d'un General Frame Agreement, marquant ainsi la première étape pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur

CHINE : TAISHAN 1 ET 2 (EDF 30 %)

LES DEUX CENTRALES EPR DE TAISHAN SONT EN SERVICE

- La mise en service commerciale de Taishan 1 a eu lieu le 13 décembre 2018 et celle de Taishan 2 le 7 septembre 2019 ⁽¹⁾.
- La centrale de Taishan peut produire jusqu'à 24 TWh d'électricité par an, soit la consommation annuelle de 5 millions de Chinois. Elle évitera le rejet de 21 millions de tonnes de CO2 par an.

TARIF D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE LA CENTRALE DE TAISHAN

- Les autorités chinoises ont fixé en mars 2019 un premier tarif de rachat d'électricité produite par les nouvelles centrales nucléaires chinoises dont celles de Taishan. Le prix arrêté pour Taishan est 435 RMB du MWh (environ 56€/MWh) ⁽²⁾.
- Ce tarif a vocation à être revu pour tenir compte du retour d'expérience de l'exploitation de la centrale. La prochaine révision est désormais prévue en 2021. EDF continue à échanger sur ce sujet avec son partenaire CGN et avec les autorités chinoises.

UN RETOUR D'EXPÉRIENCE PRÉCIEUX POUR LES AUTRES PROJETS EPR DANS LE MONDE

- La performance de l'unité 1 de Taishan est conforme aux objectifs. Après une mise en service commerciale le 13 décembre 2018, l'unité 1 de Taishan a produit 12 TWh en 2019 et l'unité de production n°2 a produit 4,2 TWh entre sa mise en service commerciale le 7 septembre 2019 et la fin de l'année.

2 EPR de 1 750 MW



(1) Cf. communiqué de presse EDF du 6 septembre 2019

(2) Cf. communiqué de presse de CGN du 28 mars 2019

FESSENHEIM

- EDF a adressé au Ministre chargé de la Transition Écologique et Solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.
- Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :
 - ✓ de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 M€ ;
 - ✓ de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

- EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale (17,5%), pourrait à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale
- Dans le cadre de cette fermeture anticipée, le gouvernement a mis en place un projet « Avenir du territoire de Fessenheim ». EDF a mis en place son propre programme, appelé Programme Énergie du Haut-Rhin. Celui-ci s'inscrit dans les 4 axes du projet gouvernemental (création d'emplois et reconversion, mobilité du territoire, transition énergétique, innovation).
- L'objet de ce programme est de soutenir différents projets, dont notamment :
 - ✓ Participation dans un hub d'innovation pour soutenir la recherche, notamment dans le domaine de l'hydrogène et des matériaux, en lien avec un projet de valorisation des métaux (étudié par EDF sur le site de la centrale)
 - ✓ Relance par l'Etat d'un projet de Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) Lac Blanc-Lac Noir par l'État
 - ✓ Participation à la création de la Cellule d'Accompagnement Personnalisé, où 150 salariés sont suivis.
 - ✓ Participation à la création de la Société d'Economie Mixte (SEM) Franco-Allemande, véritable outil de la mise en œuvre opérationnelle du projet de territoire en choisissant de l'orienter dans un premier temps vers l'aménagement et l'immobilier d'entreprises.

MISE EN SERVICE DU BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE SINOP AU BRÉSIL

PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET	- Aménagement hydroélectrique de 400 MW dans l'Etat du Mato Grosso 2 groupes Kaplan de 200 MW de puissance unitaire qui comptent parmi les plus gros groupes de cette technologie au niveau mondial - Productible moyen de 2100 GWh/an, et un réservoir d'une superficie de 337 km² - Projet porté par la société Companhia Energética SINOP SA «CES» responsable de la construction, de l'aménagement et de l'exploitation, dans laquelle EDF a pris 51% ⁽¹⁾ en décembre 2014 aux côtés de deux filiales du groupe Eletrobras : Eletronorte (24,5%) et Chesf (24,5%) - Vente de l'électricité produite via 34 PPAs avec des sociétés de distribution sur 30 ans.
STRUCTURE DE FINANCEMENT	- Coût global du projet: c. 807 M€ ⁽²⁾ - Apport en Capital: 493 M€ (251 M€ par EDF) - Financement à ~28 % par la Banque de Développement du Brésil (BNDES) et émission sur le marché d'obligations d'infrastructure (débentures) pour 52 M€ réalisée en juin 2018. Le reste est financé par les fonds propres des actionnaires. - Notation Fitch du 2 Juillet 2019 : AA –(bra) perspective Stable
DATES ET CHIFFRES CLÉS	Calendrier : 24 janvier 2019 : autorisation de remplissage 11 juillet 2019 : début des tests turbine 16 sep. 2019 : COD groupe 2 ⁽³⁾ 18 oct. 2019 : COD groupe 1 Production d'électricité en 2019 Groupe 1 : 136 GWh (soit 1 800 heures) Groupe 2 : 150 GWh (soit 2 544 heures) Aménagement hydroélectrique de 400 MW 

(1) Consolidation par mise en équivalence

(2) Au taux de change du 31 déc. 2019: 4.53 BRL/€

(3) La turbine de l'unité 2 était temporairement à l'arrêt au moment de la publication

BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE NACHTIGAL AU CAMEROUN (1)

PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET

- Conception, construction et exploitation pendant 35 ans d'un barrage hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW sur le fleuve Sanaga au niveau des chutes de Nachtigal
- Construction d'une ligne de transport d'électricité de 50 km
- Projet porté par la société NHPC (Nachtigal Hydro Power Company), constituée depuis décembre 2018 par EDF (40 %) (2), IFC (3) (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15%) et STOA (10%)
- Production annuelle attendue de 3 TWh, qui couvrira 30 % des besoins énergétiques du pays
- Importantes retombées économiques : jusqu'à 1 500 emplois directs au plus fort du chantier, dont 65 % en recrutement local dans un rayon de 65 km autour du chantier. Le projet créera des dizaines d'emplois permanents.

STRUCTURE DE FINANCEMENT

- Coût global prévu du projet : 1,2 milliard €
- Financé pour près d'un quart sur les fonds propres des actionnaires et, pour le reste, par des prêteurs
- Groupe de prêteurs coordonné par IFC et comprenant onze institutions de développement internationales et quatre banques commerciales locales (4)
- Le plus important projet hydroélectrique du continent africain à être développé en financement de projet, ou financement sans recours

CALENDRIER

- Accords engageants et définitifs signés le 8 novembre 2018, closing financier le 24 décembre 2018
- Démarrage de la construction en mars 2019
- Mise en service opérationnelle prévue en 2023

Centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW



(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 8 novembre 2018.

(2) Consolidation par mise en équivalence.

(3) IFC (International Finance Corporation) est une institution de financement du développement, membre du Groupe de la Banque mondiale

(4) Incluant la BAD, IFC, CDC, les institutions bilatérales européennes emmenées par Proparco (AFD, DEG et FMO), la BEI, OFID, EAIF et AFC. Banques locales : Attijari/SCB, BICEC, SG Cameroun et Standard Chartered

PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

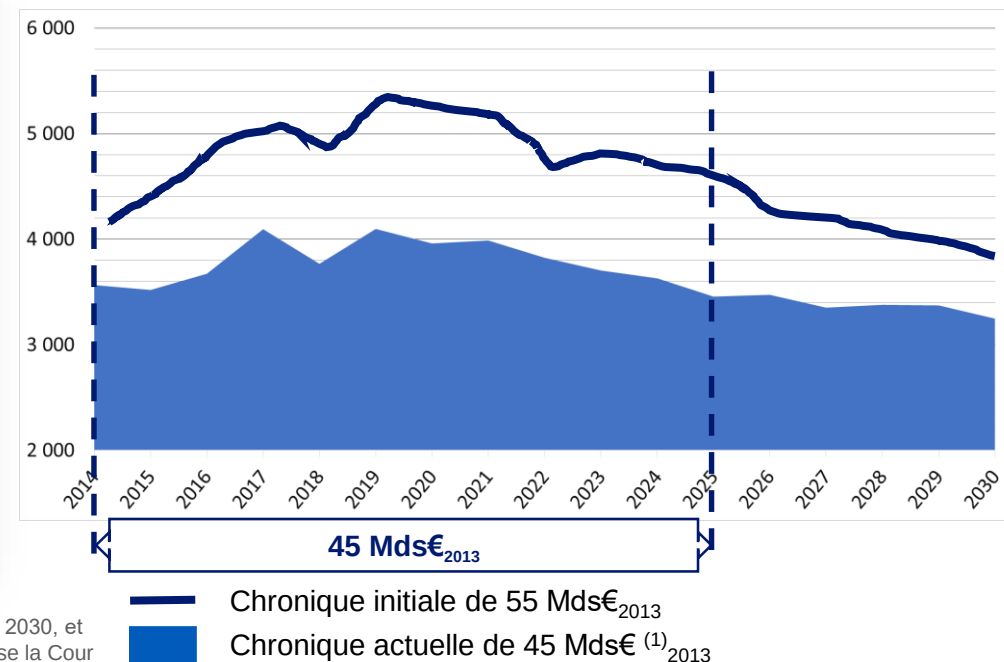
UN MIX ÉNERGÉTIQUE COMPÉTITIF

Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans :

- Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les benchmarks internationaux pour des technologies analogues
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016 : le réacteur de Tricastin 1 est le premier à avoir réalisé avec succès sa 4e visite décennale en janvier 2020 et a ainsi franchi le jalon des 40 ans
- Stratégie confirmée par les orientations données pour la Programmation Pluriannuelle de l'Energie

PROGRAMME DU GRAND CARÉNAGE

- Programme intégrant la totalité des investissements dans le parc nucléaire existant : investissements de maintenance, rénovation ou remplacement des gros composants, visites décennales de sûreté et modifications « post Fukushima »
- Coût du programme sur la période 2014-2025 : investissements totaux d'un montant initial de 55 Mds€₂₀₁₃, révisé à 45 Mds€⁽¹⁾₂₀₁₃ grâce à une optimisation du projet, permettant une réduction et un report au-delà de 2025
- La position de l'ASN sur les dispositifs proposés par EDF pour la poursuite de l'exploitation au-delà de 40 ans est attendue début 2021



(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 milliards d'euros 2013 pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros2013, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros2013. Au sein des 74,73 milliards d'euros 2013 de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros2011 sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL

RÉSEAUX DE CHALEUR RENOUVELABLES

- Nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne (15,5 ans).
- Nouvelle délégation de service public pour la réalisation et l'exploitation du réseau de chaleur urbain de Bezons (22 ans).
- Renouvellement, modernisation et extension de la délégation de service public du réseau de Faverges-Seythenex (20 ans)
- Nouveau contrat de concession à la Grande Motte pour la conception, la réalisation et l'exploitation pendant 24 ans d'un réseau d'énergie chaud et froid à base de thalassothermie (66 % d'ENR-R).
- Dalkia Ile-de-France a signé une DSP avec la ville de Bezons pour la création et l'exploitation d'un réseau de chaleur alimenté par la valorisation énergétique des déchets (6000 tonnes de CO2 évitées par an, 70% de mixité UVE à terme).

CONTRATS MULTI-TECHNIQUES ET D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN FRANCE

- Contrat Total Facility Management pour Safran : 26 sites en France.
- Contrat de Performance Energétique de 54 collèges d'Indre-et-Loire avec travaux confiés à Dalkia Smart Building.
- Renouvellement du marché d'exploitation des installations énergétiques avec le Conseil Régional de Nouvelle Aquitaine pour 45 lycées (8 ans).
- Contrat avec Medeos pour la mise en place progressive d'un Contrat de Performance Energétique sur l'ensemble de ses 37 établissements (EPHAD) en région Méditerranée.
- Renouvellement et extension du contrat de maintenance multi-technique du CHU Pasteur à Nice : établissements Pasteur 1 (730 lits - 160 000 m²) et d'ici 2023, Pasteur 2 (278 lits - 22 000 m²).
- Renouvellement pour 8 ans du marché public d'exploitation des installations climatiques des Hôpitaux de Bel-Air à Thionville et d'Hayange

DÉVELOPPEMENT DES FILIALES ET DE L'INTERNATIONAL

- Dalkia Smart Building : Rénovation du Centre Nautique Jacques Brel à Bobigny.
- Dalkia Froid Solutions : Remplacement de la production de froid du site Maître Jacques (groupe Agrial) à Rennes.
- Dalkia Froid Solutions : Prestations de remodeling au CO2 du site Cora à Wittenheim (68).
- Contrat de conception-réalisation de systèmes de smart lighting avec la grande chaîne de distribution Albertson's aux USA pour 73 hypermarchés.
- Dalkia Wastenergy renouvelle l'exploitation de l'unité de valorisation des déchets de Villefranche-sur-Saône pour 10 ans, et lance d'importants travaux de modernisation et d'amélioration des performances énergétiques et environnementales (80 000 tonnes de déchets ménagers traités par an)
- Acquisition de la société Breathe par Imtech au Royaume Uni. Breathe propose des contrats de performance énergétique aux clients publics.

EDF HYNAMICS – PRODUCTION D'HYDROGÈNE BAS CARBONE

AVEC HYNAMICS, EDF RENFORCE SA CONTRIBUTION À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'hydrogène est actuellement produit à 95 % à partir d'énergie fossile dans le monde. Contrairement à cette méthode fortement émettrice en dioxyde de carbone, Hynamics a choisi l'électrolyse de l'eau pour produire son hydrogène, une technologie très peu émettrice de CO2 tant que l'électricité utilisée dans le process est bas carbone (ce qui est le cas de 96 % de celle produite par EDF en France).

EDF a annoncé en avril 2019 la création de « Hynamics », une nouvelle filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité.

Hynamics propose deux offres d'hydrogène bas carbone :

- Pour les clients industriels, pour lesquels l'hydrogène est une matière nécessaire (raffinerie, verrerie, agro-alimentaire, chimie...), Hynamics installe, exploite et assure la maintenance de centrales de production d'hydrogène, en investissant dans les infrastructures nécessaires ;
- Pour les acteurs de la mobilité publique et professionnelle, Hynamics contribue à mailler les territoires de stations-service pour recharger en hydrogène les flottes de véhicules électriques lourds tels que les trains, bus, bennes à ordures ménagères, les véhicules utilitaires ou encore les moyens de transport fluviaux. Cette offre constitue un atout supplémentaire dans le Plan de Mobilité Electrique annoncé par le Groupe en octobre 2018.



Après la prise de participation d'EDF en juin 2018 dans l'entreprise française McPhy, acteur de référence sur ce marché, la création d'Hynamics a confirmé l'ambition du Groupe dans l'hydrogène bas carbone et la déclinaison sur de nouveaux usages. Depuis sa création, Hynamics a répondu à de nombreux appels d'offres sur le territoire français et prospecté les opportunités de déploiement à l'international, particulièrement sur le marché allemand. Hynamics est aussi présent dans trois associations pour contribuer à la constitution d'une filière hydrogène forte et compétitive : Hydrogen Council, Hydrogen Europe et l'Afhypac.

STOCKAGE ET MOBILITÉ ÉLECTRIQUE : ACQUISITION ⁽¹⁾ DE PIVOT POWER AU ROYAUME-UNI

PIVOT POWER, START-UP BRITANNIQUE SPÉCIALISÉE :

- dans le stockage de l'électricité par batteries : portefeuille de projets sur plus de 40 sites d'une capacité potentielle totale de près de 2 GW
- dans le développement de réseaux électriques privés facilitant le déploiement de l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques (bornes de recharge)

DEUX LEVIERS IMPORTANTS POUR L'OBJECTIF « ZÉRO CARBONE » EN 2050 DU ROYAUME-UNI :

- renforcer la flexibilité et la fiabilité du réseau électrique pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables
- développer les véhicules électriques en substitution à l'essence grâce au maillage des bornes de recharge rapide sur le territoire

Avantage d'être le pionnier avec accès à des actifs stratégiquement situés

40

Connections aux sous-stations
du réseau national

49,9 MW

capacité de chaque
site de stockage
batterie technologie
Lithium-Ion 3

57,0 MW

Capacité de raccordement
sécurisée sur chaque site de
sous-station sur le réseau
national

7 MW

Capacité disponible pour
la recharge rapide d'un
véhicule électrique ou
pour autre prise de
courant



2GW

Taille du portfolio
batterie de Pivot Power



4 000

Nombre de bornes de
recharge rapides de véhicules
électriques débloquées au
Royaume-Uni

Source: PivotPower

(1) Cf. communiqué de presse du 4 novembre 2019

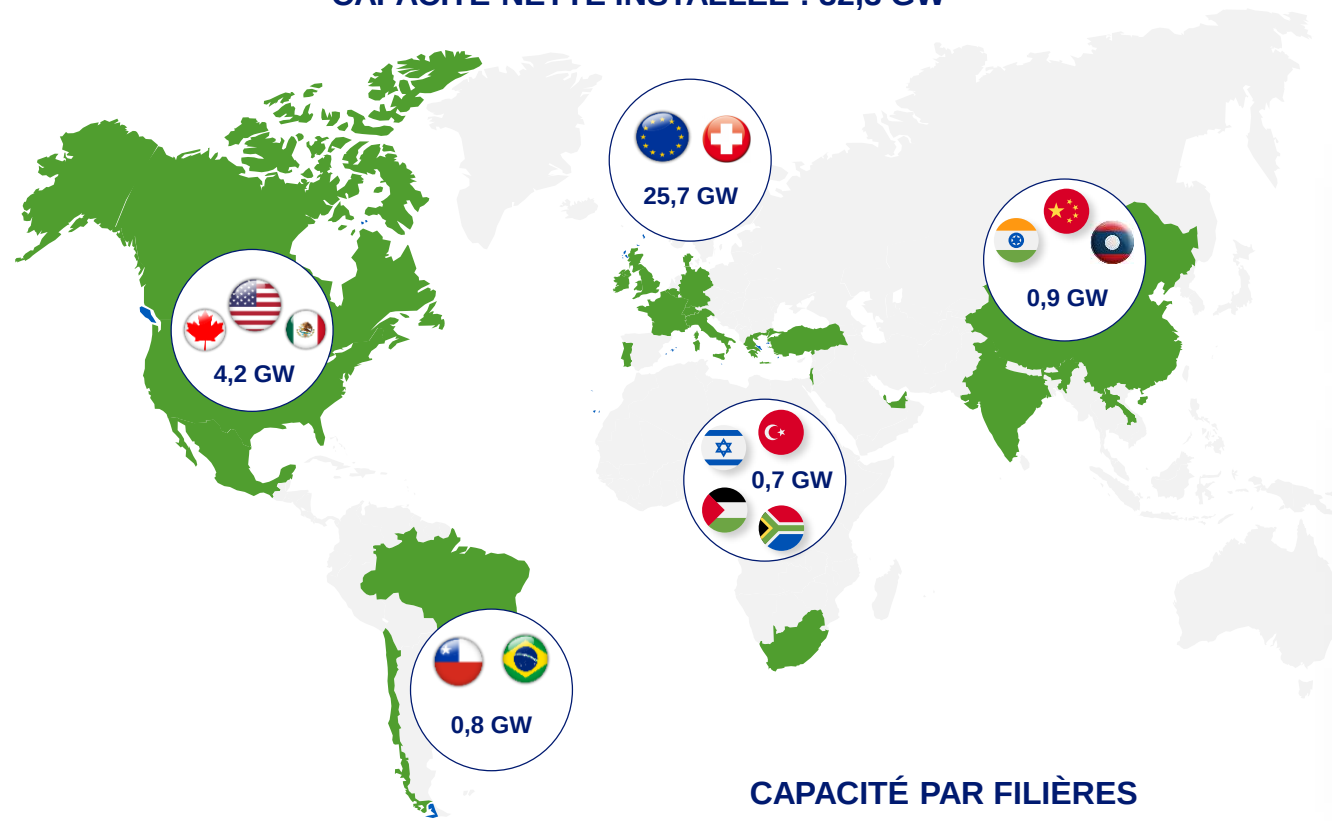


RÉSULTATS ANNUELS 2019

ÉNERGIES RENOUVELABLES

EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE : 32,3 GW ⁽¹⁾



UN MIX DIVERSIFIÉ AVEC 32GW EN EXPLOITATION

- 22,5 GW d'hydraulique
- 9,6 GW d'éolien et de solaire

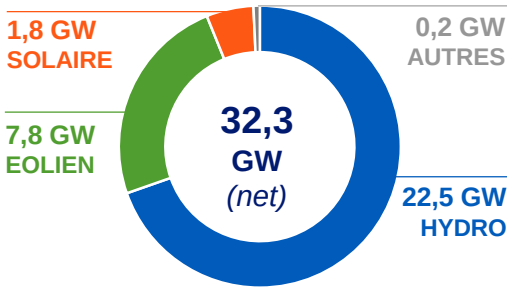
HYDRAULIQUE

- 1^{er} producteur européen à partir d'énergie hydraulique
- Plus de 400 sites de production dans le monde

UN LEADER MONDIAL EN ÉOLIEN ET SOLAIRE

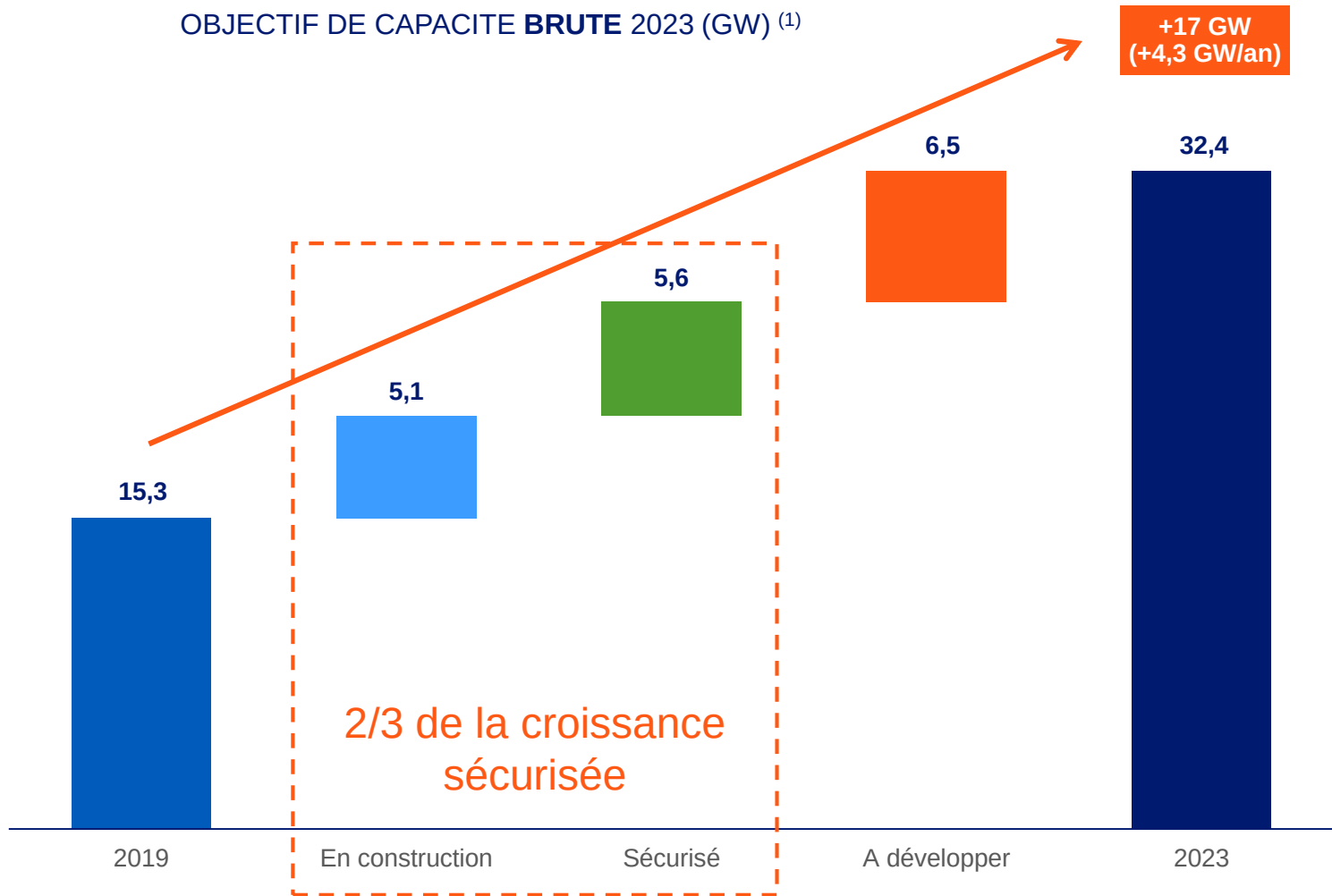
- 1,9 GW bruts mis en service en 2019
- 5,1 GW actuellement en construction (2,7GW en éolien terrestre, 0,9GW en éolien en mer, et 1,5GW en solaire)

CAPACITÉ PAR FILIÈRES



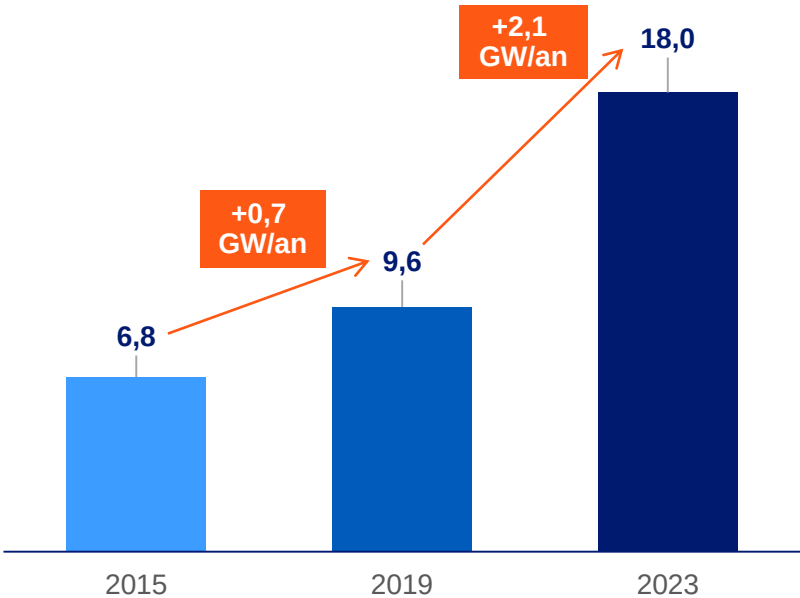
⁽¹⁾ Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

UNE FORTE CROISSANCE ATTENDUE GRÂCE À PLUS DE 10 GW DE PROJETS DÉJÀ SÉCURISÉS

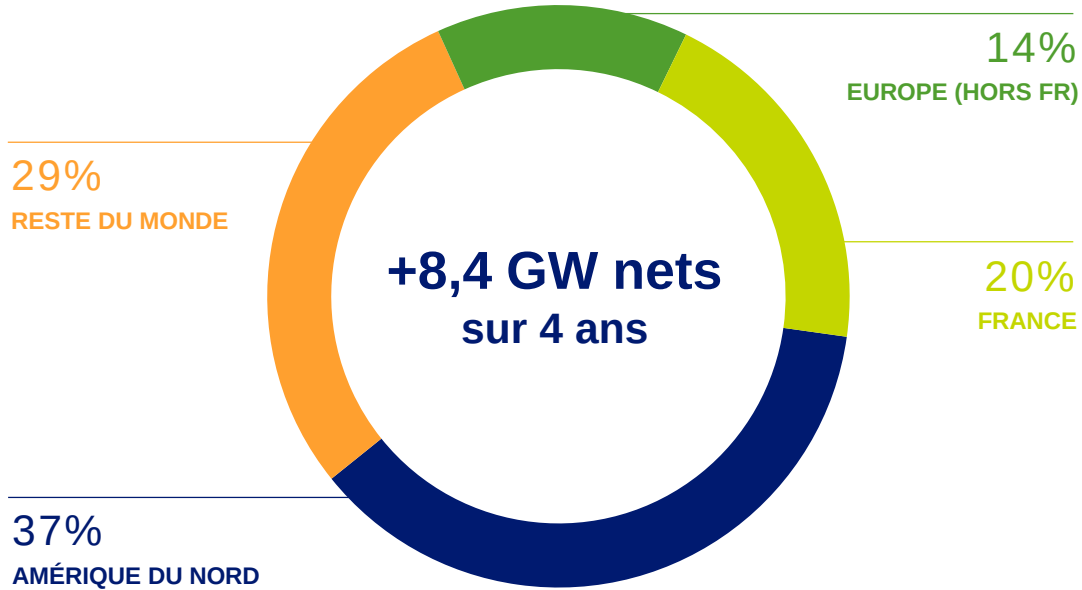


UNE ACCÉLÉRATION ÉQUILIBRÉE ENTRE LES ZONES GÉOGRAPHIQUES ET LES TECHNOLOGIES

OBJECTIF CAPACITE INSTALLEE **NETTE** 2023 (GW) ⁽¹⁾



CAPACITE ADDITIONNELLE **NETTE** 2020-2023 PAR GEOGRAPHIE (GW) ⁽¹⁾



CAPACITE ADDITIONNELLE **NETTE** 2020-2023 PAR TECHNOLOGIE

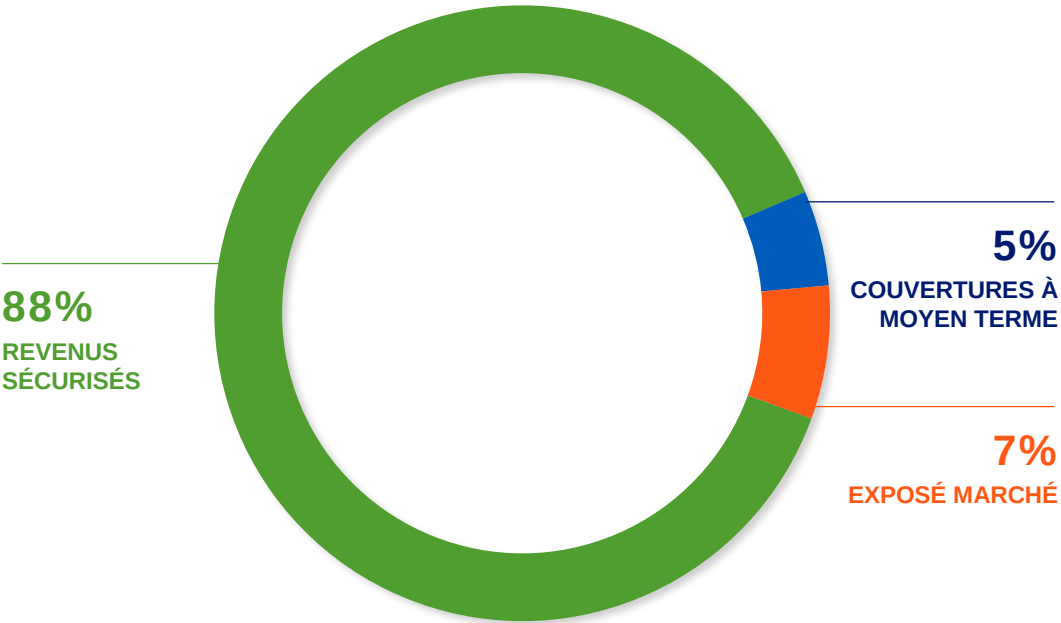


⁽¹⁾ Solaire et éolien. Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

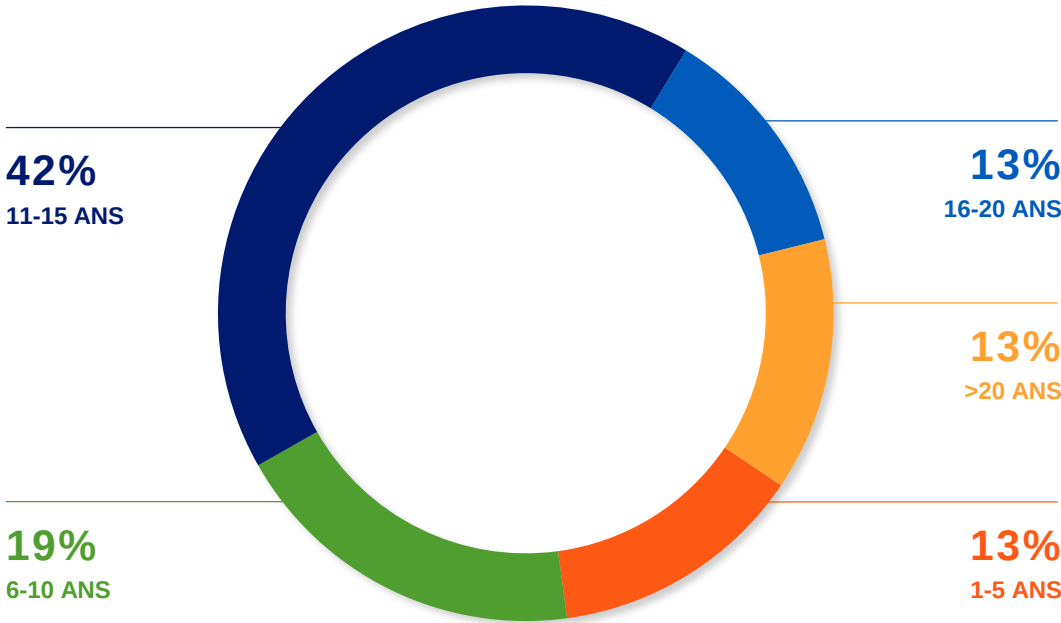
NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés.

DES REVENUS SÉCURISÉS PAR DES CONTRATS LONG TERME

CONTRACTUALISATION DES REVENUS CONSOLIDÉS 2020 DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE (en %) ⁽¹⁾



DUREE RESIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS LONG TERME (en années) ⁽²⁾



LA DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS EST DE ~13 ANS

(1) Basé sur l'estimation des revenus 2020 des actifs consolidés en intégration globale
(2) Pondération selon l'estimation des revenus 2020 des actifs consolidés en intégration globale

DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE EN FRANCE : 4 PROJETS POUR UNE CAPACITÉ TOTALE DE 2 GW, DONT 480 MW EN CONSTRUCTION



DES AVANCÉES MAJEURES EN 2019 :

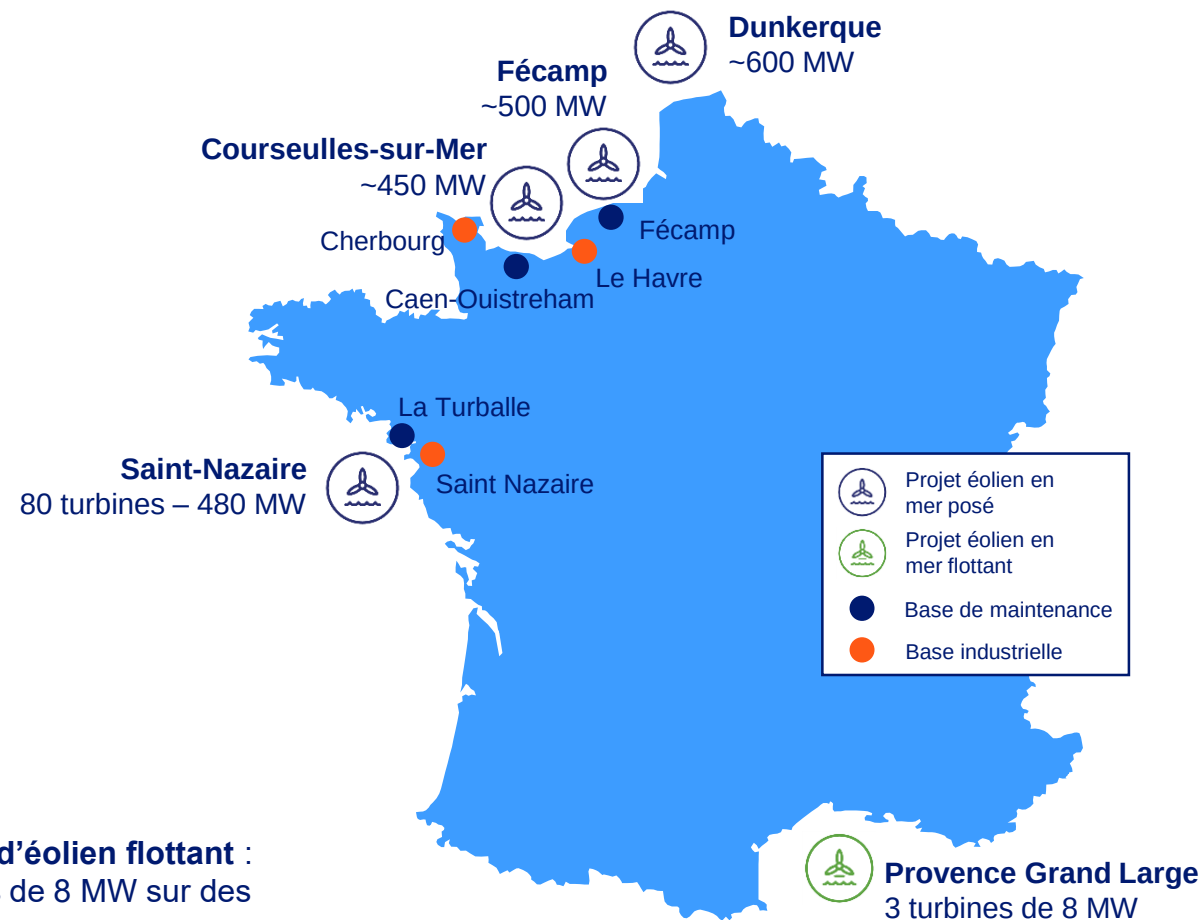
- **Parc éolien en mer de Saint Nazaire :**
 - Lancement de la construction en 2019
 - Mise en service prévue en 2022
 - Investissements totaux de ~2 Md€ en partenariat avec Enbridge
- **Parc éolien en mer de Dunkerque :**
 - Date cible de mise en service en 2026
 - EDF Renouvelables remporte l'appel d'offres, en partenariat avec Enbridge et Innogy

POURSUITE DU DÉVELOPPEMENT :

- Lancement attendu de la construction des parcs éoliens en mer de **Fécamp** (~2 Md€ investissements totaux) et de **Courseulles-sur-Mer** (~2 Md€ d'investissements totaux) en 2020-2021 pour des mises en service d'ici 2024.
- Les projets sont en partenariat avec Enbridge et wpd.



Développement en cours de **Provence Grand Large**, un projet pilote d'éolien flottant : contrat attribué à EDF Renouvelables pour l'installation de trois turbines de 8 MW sur des fondations flottantes au large de Fos-sur-Mer.



PRES DE 4 GW DE DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE À L'INTERNATIONAL, 450 MW EN CONSTRUCTION EN ECOSSE



Projet Codling en Irlande

- **Prise de participation de 50% d'EDF dans le projet de parc éolien en mer**
- Projet en développement situé au Sud de Dublin, situé sur 2 sites
- Codling 1 bénéficie d'une autorisation de construction et exploitation
- **Capacité totale : ~1 GW**



Projet Neart Na Gaoithe en Ecosse

- **Lancement de la construction en 2019**
- **Capacité totale : 450 MW** (54 turbines)
- Mise en service prévue en 2023
- Partenariat avec **ESB**
- Investissement total : **~2 Md£**
- Contract for Difference (CfD) sur 15 ans (£114,39/MWh en 2012 £)



Projet Atlantic Shores aux Etats Unis

- Développements en cours **au large du New Jersey**
- Sécurisation d'une zone de ~800 km² via la signature d'un bail en Joint Venture avec Shell
- Faible profondeur des eaux (~20m)
- **Potentiel total : ~2 GW**
- Construction prévue à partir de 2026



Projets Dongtai IV et V en Chine ⁽¹⁾

- Partenariat avec **Shenhua Renewables**, filiale du groupe China Energy Investment Corporation
- Capacité totale : **500 MW** (Dongtai IV: 300 MW, Dongtai V : 200 MW)
- **Mise en service de Dongtai IV en décembre 2019**, Dongtai V en construction

UN MODÈLE D’AFFAIRES DURABLE, S’APPUYANT SUR DES AVANTAGES COMPÉTITIFS CLÉS

 DÉVELOPPEMENT

- Des **avantages compétitifs clés** pour le développement d’un solide portefeuille de projets
 - Une présence internationale large et diversifiée
 - Des partenariats locaux clés pour partager les investissements et le risque pays
 - Une expertise de sécurisation de sites, d’ingénierie, d’approvisionnement, de montage de financements structurés et de réponse à des appels d’offre
- Des **synergies** au sein du Groupe EDF pour des **solutions sur mesure pour les clients** (PPA pour les entreprises, offres *off-grid* ou décentralisées)

 INGÉNIERIE & CONSTRUCTION

- **Expertise forte en ingénierie**
- **Importante expertise en construction de projets à taille industrielle et excellence opérationnelle en construction** pour respecter budgets et délais
- **Innovation technique** continue pour saisir des opportunités sur de nouveaux marchés (PV flottant, éolien en mer flottant...)

 O&M ET GESTION D’ACTIFS

- Des **compétences intégrées en O&M** permettant l’**excellence opérationnelle, une production optimisée, une expertise technologique**

 ROTATION D’ACTIFS

- Création de valeur maximisée via **une approche de rotation d’actifs sélective** (avec des actifs vendus principalement post construction)

CRÉATION DE VALEUR:

+150-200 Bps

D’ÉCART ⁽¹⁾ ENTRE LE TRI ET LE CMPC

(1) Performance moyenne estimée dans le cadre d’une analyse de rentabilité des projets d’EDF Renouvelables (scope: 79% des capacités installées, 103 centrales, 6,2 GW net, 14 pays). Le calcul du TRI intègre différentes hypothèses, notamment sur l’évolution des prix de marché, hors volumes et périodes couvertes par les PPA

DE NOUVEAUX ACCÈS AUX MARCHÉS ET DES SOLUTIONS ADAPTEES AUX BESOINS DES CLIENTS

DE NOUVEAUX ACCÈS AUX MARCHÉS...

— Développement de PPA « corporate » pour plus de 1,5 GW aux Etats-Unis, Brazil, Chine, UK, France

- EDF Renewables North America et **Shell Energy North America** ont signé un PPA de **15 ans pour une centrale photovoltaïque de 132 MWc en Californie**
- EDF Renewables UK et **Tesco** ont signé un **PPA de 15 ans pour 60 MW de solaire en toiture et d'éolien terrestre**
- Agregio a signé des PPAs avec **Maïsadour et Metro**

...ET DES SOLUTIONS ADAPTEES AUX BESOINS DES CLIENTS

- Installation de **panneaux photovoltaïques en toiture pour des clients industriels et commerciaux** (France, UK, Egypte, Chine...)
- Déploiement de **kits solaires off-grid** pour de l'électrification rurale, développements en Afrique (>100k clients)
- **Egypte:** prise de participation stratégique dans **Karm Solar**, un acteur indépendant clé dans la production d'énergie renouvelable fournissant de l'énergie solaire à des agriculteurs et des clients commerciaux, avec un portefeuille de projets solaires PV de 170 MWc
- Réalisations d'**EMS** ⁽¹⁾ par **EDF Store & Forecast** : Guadeloupe, Martinique, Corse, Saint-Nicolas des Glénans, Nouvelle Calédonie

(1) Energy Management System

INNOVATION TECHNOLOGIQUE: UN AVANTAGE COMPÉTITIF CLÉ



SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **Augmenter la puissance des installations grâce à des modules photovoltaïques bi-face**
- **Débloquer de nouveaux potentiels en solaire PV dans des zones contraintes grâce à du solaire photovoltaïque flottant...**
 - ✓ Développement d'une centrale solaire photovoltaïque flottante sur le barrage de Lazer (France, Hautes-Alpes)
- **... et de l'Agri-PV**
 - ✓ 1^{er} projet pilote codéveloppé avec EDF R&D et l'INRA



ÉOLIEN EN MER

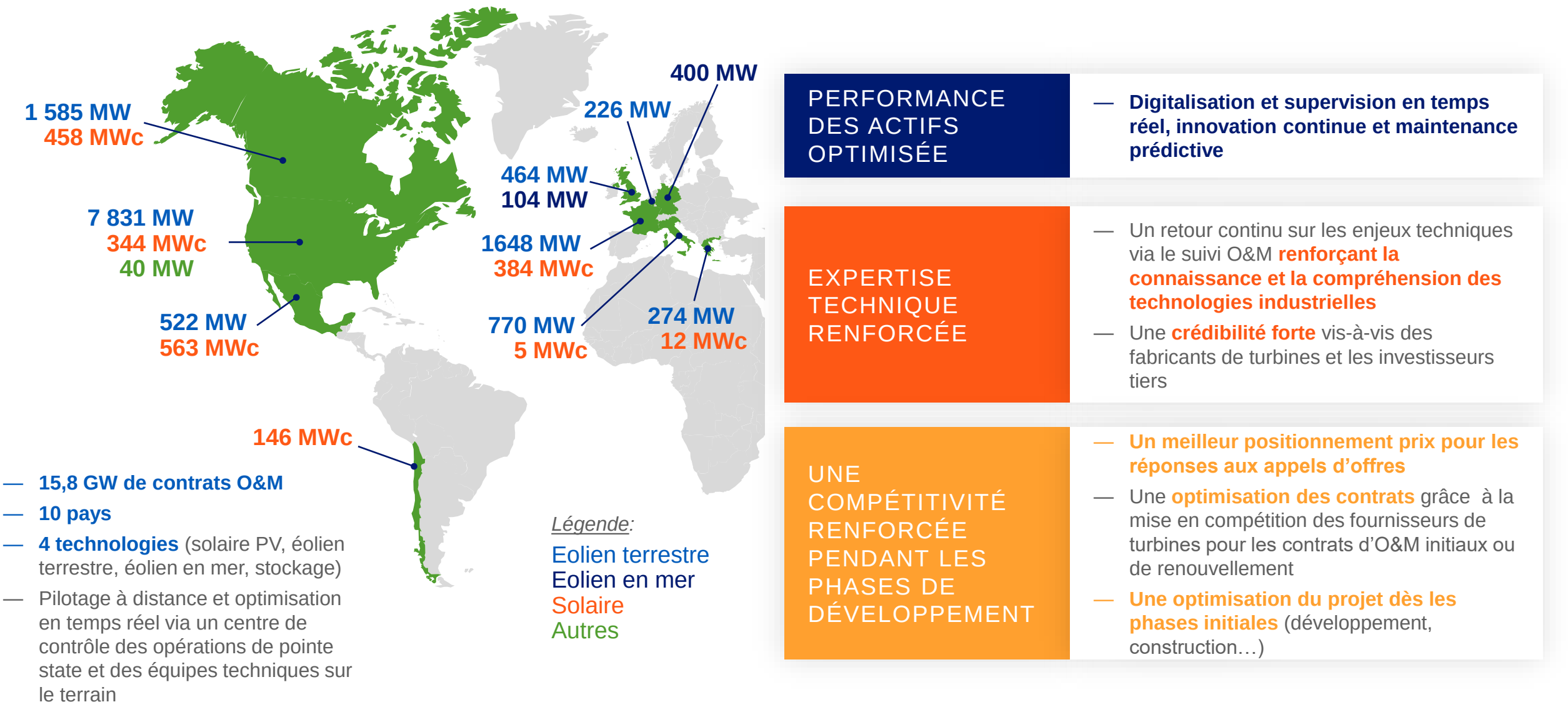
- **Exploiter de nouveaux potentiels en éolien en mer grâce de l'éolien flottant** : Provence Grand Large (France, un projet flottant de 3 x 8,4 MW situé au large de Fos-Sur-Mer)



STOCKAGE

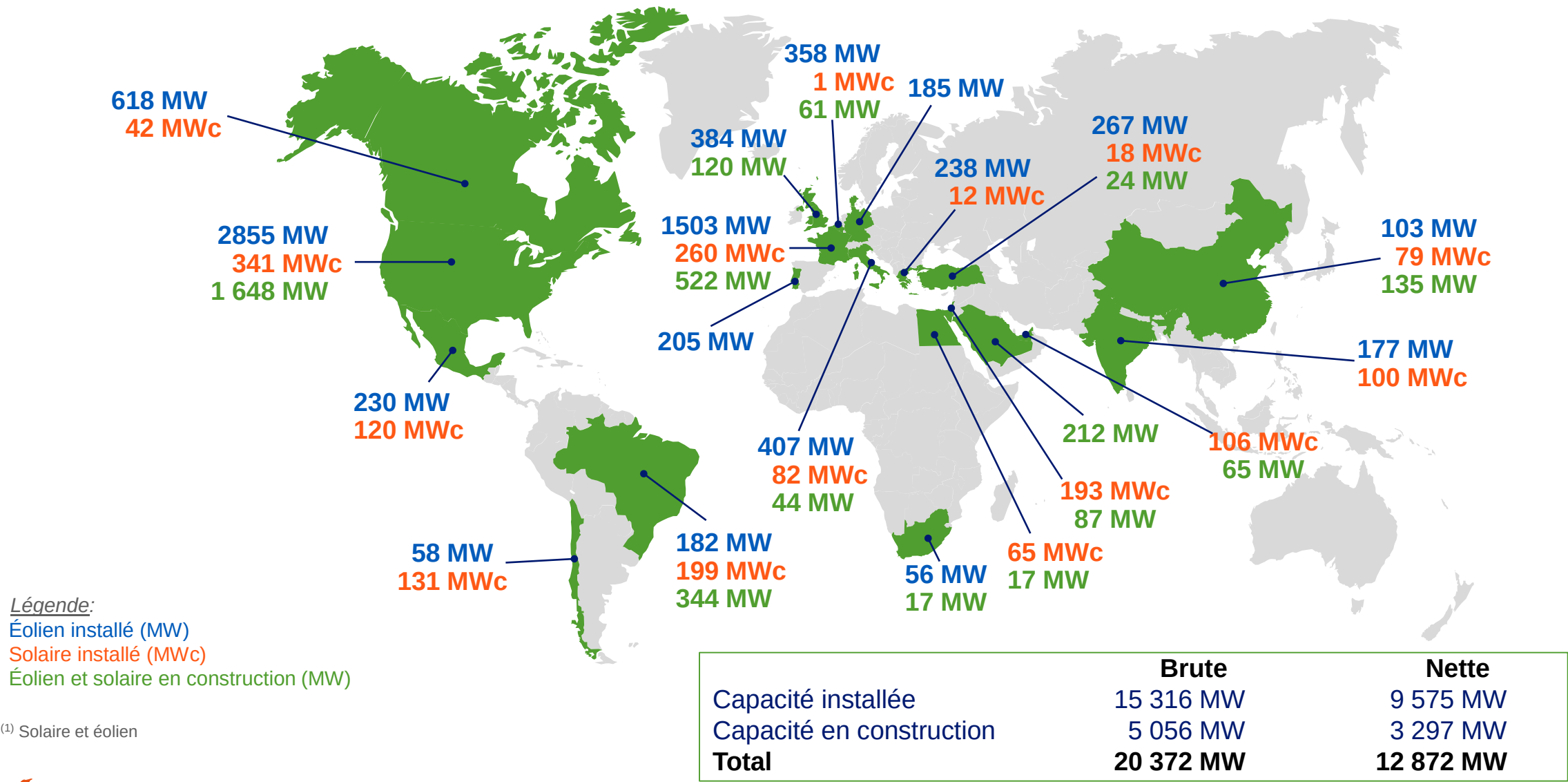
- **Hybridation d'actifs renouvelables et de stockage thermique** : projet de Noor Midelt I au Maroc (projet hybride de 800MW combinant du solaire photovoltaïque, du solaire à concentration (CSP), du stockage utilisant des sels fondus)
- **Développement de la flexibilité sur le réseau grâce à des batteries Li-ion couplées à des actifs de production** : Petit Canal, Guadeloupe (éolien) et Arrow Canyon, Etats-Unis (centrale PV)
- **Développement des batteries** (acquisition de Pivot Power au UK) **et des systèmes de charge pour les véhicules électriques** (acquisition de PowerFlex aux Etats-Unis)

~16 GW D'O&M : UNE EXPERTISE FORTE, FACTEUR DE DIFFÉRENCIATION



PERFORMANCE DES ACTIFS OPTIMISÉE	— Digitalisation et supervision en temps réel, innovation continue et maintenance prédictive
EXPERTISE TECHNIQUE RENFORCÉE	— Un retour continu sur les enjeux techniques via le suivi O&M renforçant la connaissance et la compréhension des technologies industrielles — Une crédibilité forte vis-à-vis des fabricants de turbines et les investisseurs tiers
UNE COMPÉTITIVITÉ RENFORCÉE PENDANT LES PHASES DE DÉVELOPPEMENT	— Un meilleur positionnement prix pour les réponses aux appels d'offres — Une optimisation des contrats grâce à la mise en compétition des fournisseurs de turbines pour les contrats d'O&M initiaux ou de renouvellement — Une optimisation du projet dès les phases initiales (développement, construction...)

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 31 DÉCEMBRE 2019 ⁽¹⁾



⁽¹⁾ Solaire et éolien

CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2019

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019
Éolien	11 716	12 416	7 635	7 826
Solaire	2 415	2 900	1 371	1 749
Capacité installée totale	14 131	15 316	9 006	9 575
Éolien en construction	1 296	3 531	881	2 131
Solaire en construction	1 230	1 525	713	1 166
Capacité totale en construction	2 526	5 056	1 594	3 297

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF est actionnaire

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF

EXPLOITATION & MAINTENANCE (1)

(En MW)	31/12/2018	31/12/2019	Δ MW	Δ %
Etats-Unis	7 693	8 214	521	+6,8
Canada	2 058	2 043	-15	-0,7
Mexique	1 017	1 085	68	+6,7
Chili	146	146	-	+0,0
Total Amériques	10 914	11 488	574	+5,3
France	2 013	2 032	18	+0,9
Royaume-Uni	537	568	31	+5,8
Grèce	286	286	-	+0,0
Italie	747	770	23	+3,0
Allemagne	400	400	-	+0,0
Pologne	106	-	-106	-100,0
Belgique	129	226	97	+75,2
Total Europe	4 218	4 282	64	+1,5
Total O&M	15 132	15 770	638	+4,2

(1) MW correspondant aux centrales de production d'énergies renouvelables dont EDF assure l'exploitation-maintenance (supervision des centrales, suivi des productions, maintenance préventive et corrective...) pour son propre compte et pour le compte de tiers



RÉSULTATS ANNUELS 2019

DONNÉES OPÉRATIONNELLES

CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 DÉCEMBRE 2019

(en GW)	Capacités nettes du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽¹⁾		Part des minoritaires dans les sociétés consolidées	Détentions du Groupe dans les sociétés mises en équivalence ⁽¹⁾	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire	74,1	58 %	1,9	-3,1	73,0	60 %
Hydraulique	22,5	18 %	0,1	-1,0	21,6	18 %
ENR	9,8	8 %	1,4	-3,3	7,9	6 %
Gaz	12,3	10 %	0,8	-1,0	12,1	10 %
Fioul	4,2	3 %	0,0	-0,2	4,1	3 %
Charbon ⁽²⁾	5,8	4 %	0,0	-2,0	3,7	3 %
Total	128,7	100 %	4,2	-10,6	122,3	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

(1) Les chiffres tiennent compte de la cession d'Alpiq en mai 2019 et de la mise en service de l'unité 2 de Taishan en septembre 2019.

(2) Hors centrale charbon de Cottam au Royaume-Uni qui a été fermée au 2^e semestre 2019

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	2018		2019	
Nucléaire	457,8	78,4 %	437,6	78,5 %
Hydraulique ⁽¹⁾	51,6	8,8 %	44,2	7,9 %
ENR	17,2	2,9 %	18,3	3,3 %
Gaz	44,1	7,6 %	49,0	8,8 %
Fioul	4,7	0,8 %	5,1	0,9 %
Charbon	8,6	1,5 %	3,4	0,6 %
Groupe	584,0	100 %	557,6	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 44,3 TWh sur 2018 et de 37,9 TWh sur 2019

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	2018		2019	
ENR ⁽¹⁾	8,9	28 %	8,5	28 %
Gaz	18,1	57 %	17,4	57 %
Fioul	1,2	4 %	0,3	1 %
Charbon	0,3	1 %	1,0	3 %
Divers ⁽²⁾	3,3	10 %	3,3	11 %
Groupe	31,8	100 %	30,5	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Catégorie regroupant les installations fonctionnant à biomasse de bois, de gaz de décharge ou de gaz de stations d'épuration d'eaux usées et de biogaz

(2) Catégorie regroupant une partie de la production de chaleur par incinération, par gaz de mine et la récupération de chaleur d'autres processus industriels

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	2018		2019	
Hydraulique ⁽¹⁾	51,6	75,0 %	44,2	70,8 %
Éolien	14,3	20,8 %	16,0	25,6 %
Solaire	1,7	2,5 %	1,0	1,6 %
Biomasse	1,1	1,6 %	1,3	2,1 %
Total électricité Groupe	68,8	100 %	62,5	100 %
Total chaleur Groupe	8,9	100 %	8,5	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

La production hydraulique après déduction du pompage est de 44,3 TWh sur 2018 et de 37,9 TWh sur 2019

ÉMISSIONS DE CO₂ (1)

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO ₂ liées à la production d'électricité et de chaleur par segment ⁽²⁾	En kt				En g/kWh	
	2018		2019		2018	2019
France - Activités de production et commercialisation	6 356	18 %	5 375	17 %	14	13
France - Activités insulaires régulées ⁽³⁾	2 978	9 %	3 259	10 %	502	546
Dalkia	6 609	19 %	6 371	20 %	205	203
Royaume-Uni	7 190	21 %	4 591	14 %	102	77
Italie	6 969	20 %	7 146	22 %	301	289
Autre international	4 710	14 %	5 476	17 %	257	244
Groupe	34 853	100 %	32 249	100 %	57	55

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

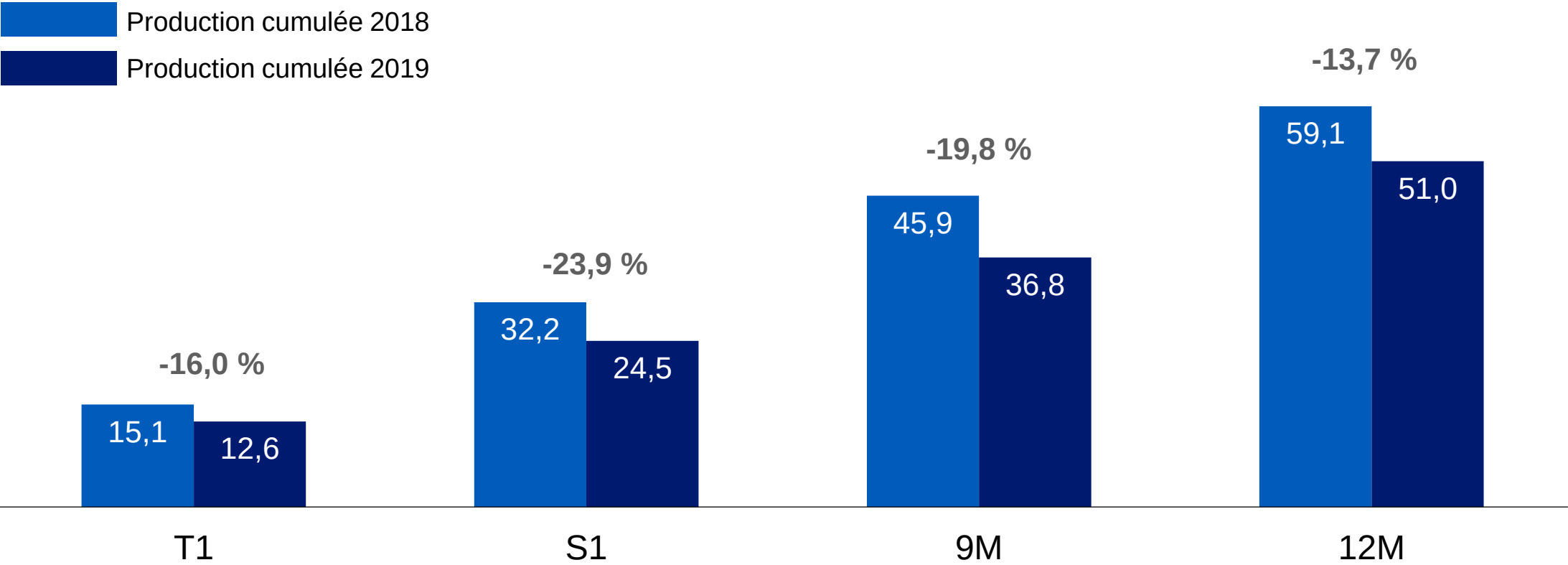
(1) Émissions directes de CO₂, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

(2) Framatome contribue à 31 kt CO₂ en 2019 et 41 kt CO₂ en 2018. Les émissions directes de CO₂ des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe.

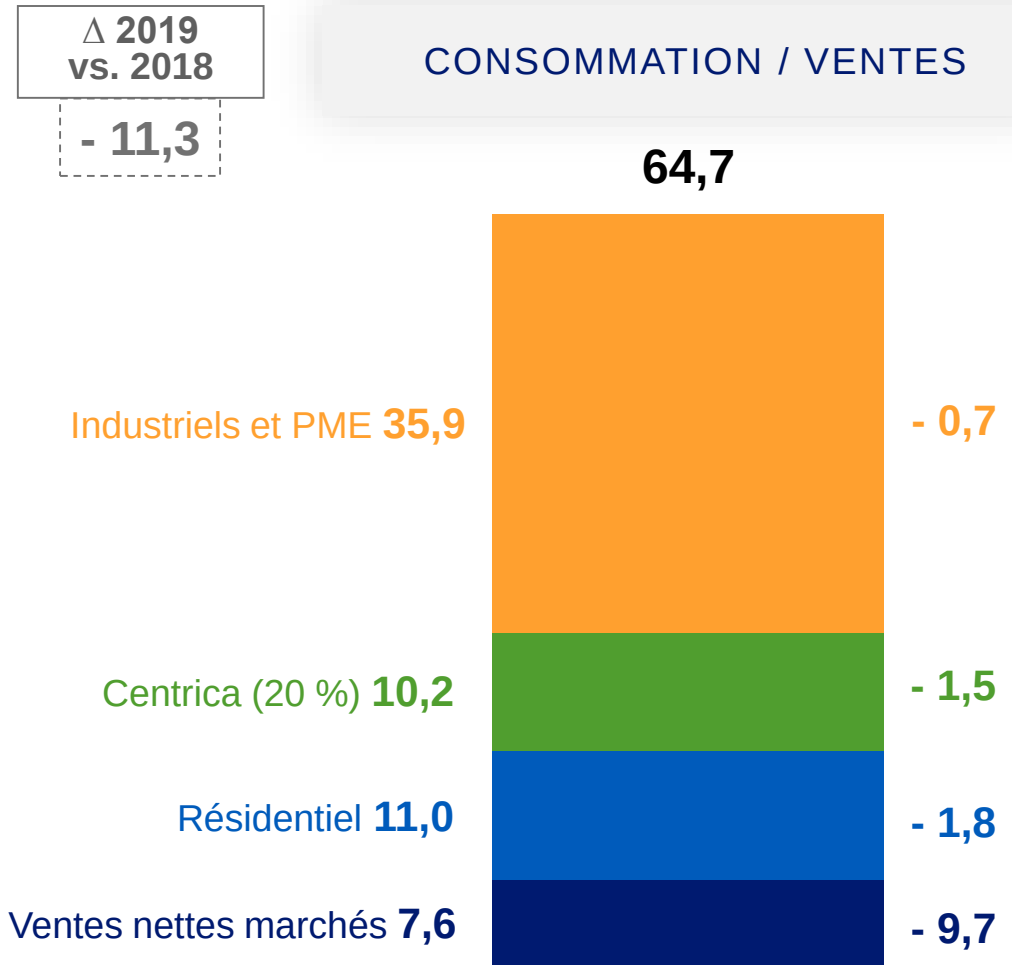
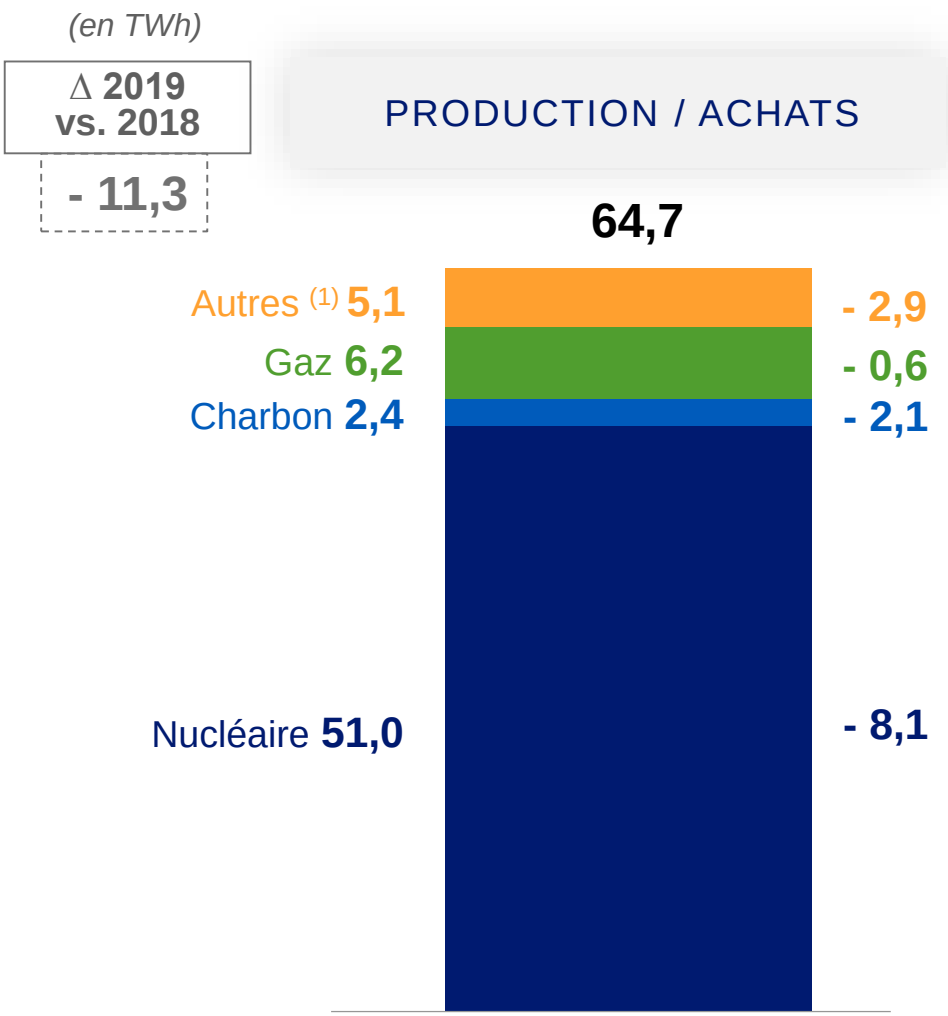
(3) Production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires)

ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE TRIMESTRIELLE

En TWh



ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE



(1) Incluant la production éolienne et les obligations d'achat

RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY (1)

Tous les accords de capacité sont d'une durée d'un an, sauf indication contraire

	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	CCGT (2)	OCGT (3)	Stockage	Effacement
2017 T-1 (2017/2018)	6,95 (pas d'indexation)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	L'ensemble des 8 unités (3,5 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	NA	2 unités (9,6 MW)
2014 T-4 (2018/2019)	19,4 (prix de 2012/2013)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	7 des 8 unités(4) (3,1 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2018 T-1 (2018/2019)	6,0 (pas d'indexation)	NA	1 unité (0,4 GW)	NA	NA	1 unité (10,5 MW)(5)	2 unités (12,8 MW)
2015 T-4 (2019/2020)	18,0 (prix de 2014/2015)	L'ensemble des 16 unités(6) (7,6 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2016 T-4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,3 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité(7) (47 MW)	NA
2018 T-4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	5 unités (32,1 MW)
2020 T-3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)	12 unités (5,9 GW)	0 unité	3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	0 unité

(1) À la suite d'un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne qui a annulé le 15 novembre 2018 l'approbation par la Commission européenne des aides d'État au marché de la capacité (CM), le gouvernement britannique a suspendu le fonctionnement du régime.

Ce slide présente les capacités contractées dans le cadre des enchères, soit les capacités intégrant le coefficient de décôte (« de-rating ») Pour l'effacement, cela correspond aux capacités offertes dans les enchères

(2) Centrale à gaz à cycle combiné

(3) Centrale à gaz à cycle ouvert

(4) Accords de 3 ans pour modernisation des actifs convertis en accords d'un an

(5) Coefficient de décôte (« de-rated ») passant de 96 % à 21 %

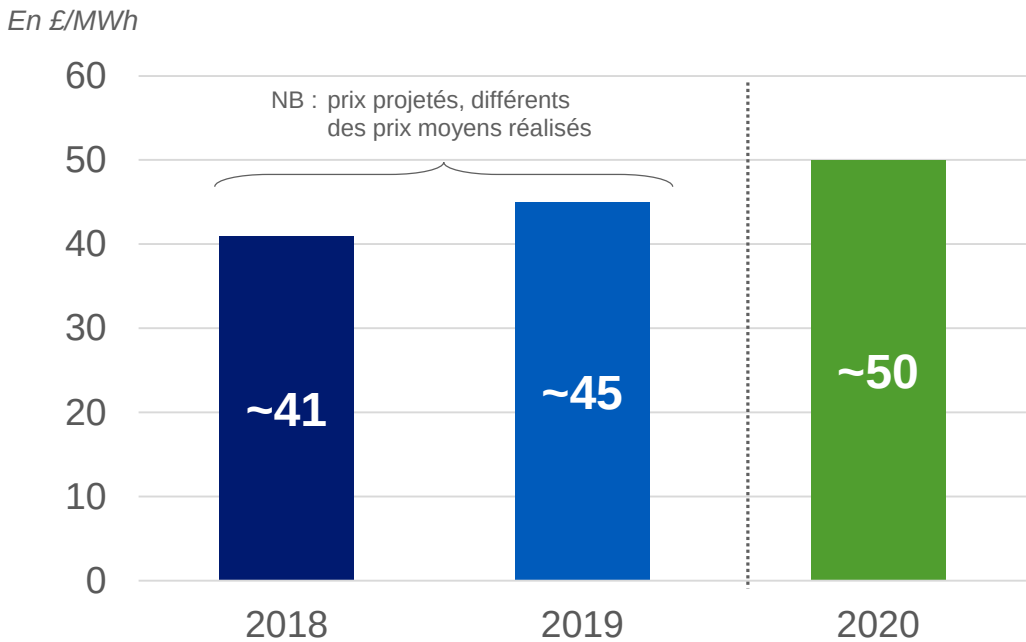
(6) En T4-2015 les unités nucléaires avaient une capacité connectée totale

(7) Accord de capacité de 15 ans pour la construction d'une nouvelle batterie

NA : Non applicable

PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME D'EDF ENERGY

Prix⁽¹⁾ moyen capturé Royaume-Uni



Prix moyen capturé à travers les couvertures réalisées en lien avec les prix de marchés de gros avant le début de l'année de livraison ⁽²⁾

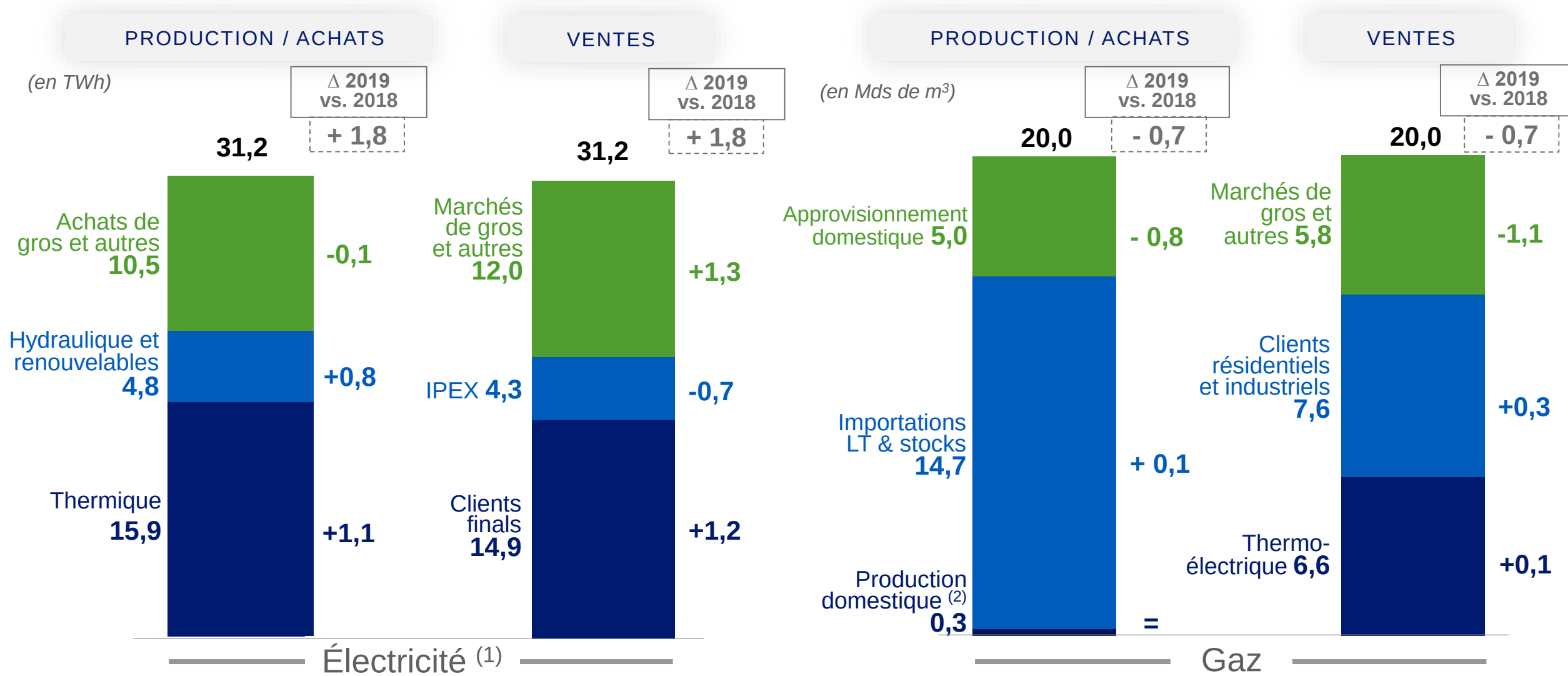
- Estimation basée sur :
- Des volumes notionnels de production
 - Les prix des contrats saisonniers

Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production.
Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé

**Volume notionnel de production nucléaire
de ~55 TWh sur 2018-2019**

(1) Arrondi à l'entier le plus proche, hors revenus associés aux certificats de capacité
(2) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats à terme

EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER



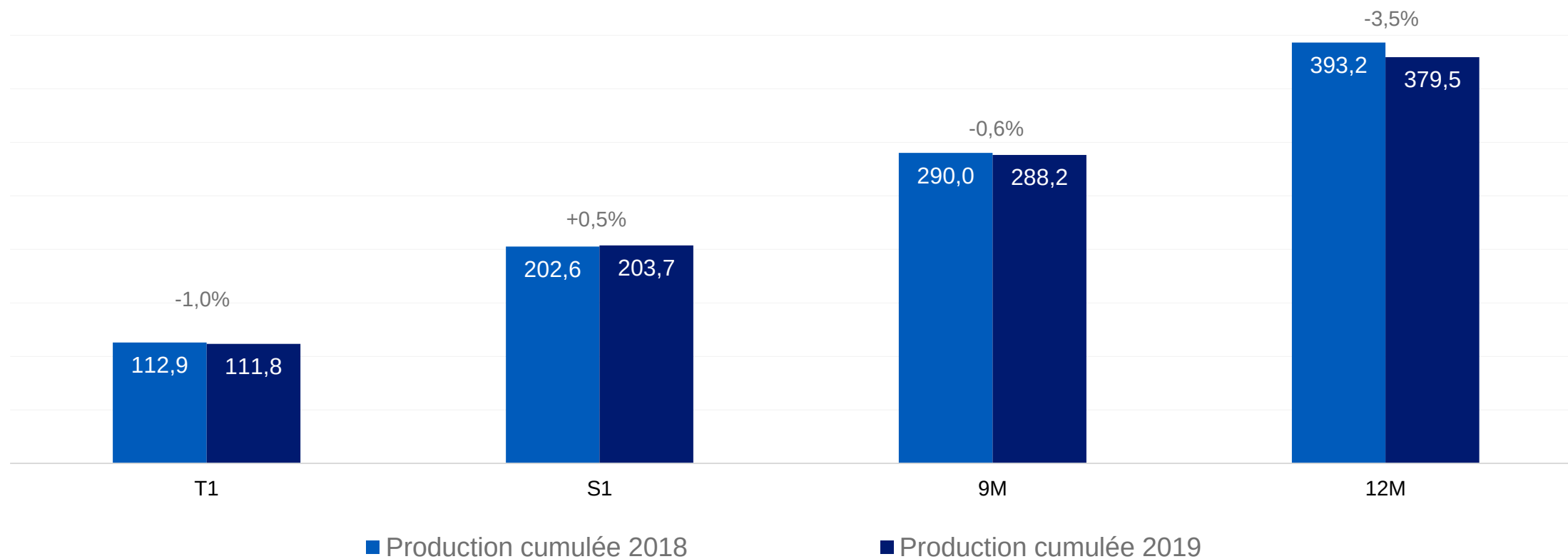


RÉSULTATS ANNUELS 2019

FRANCE

PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)

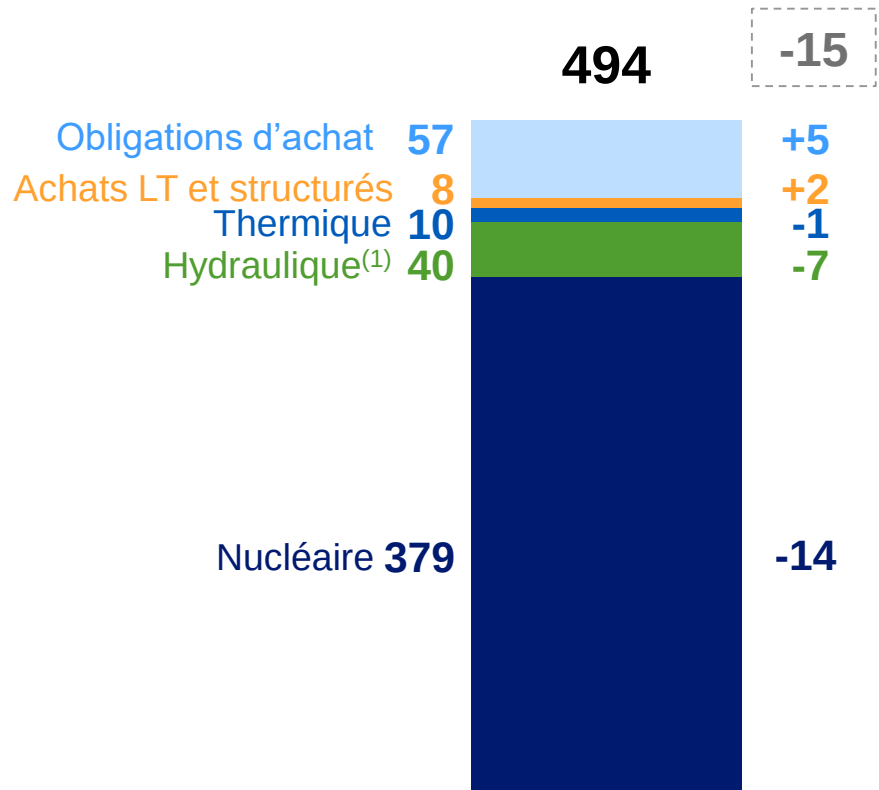


BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

PRODUCTION / ACHATS

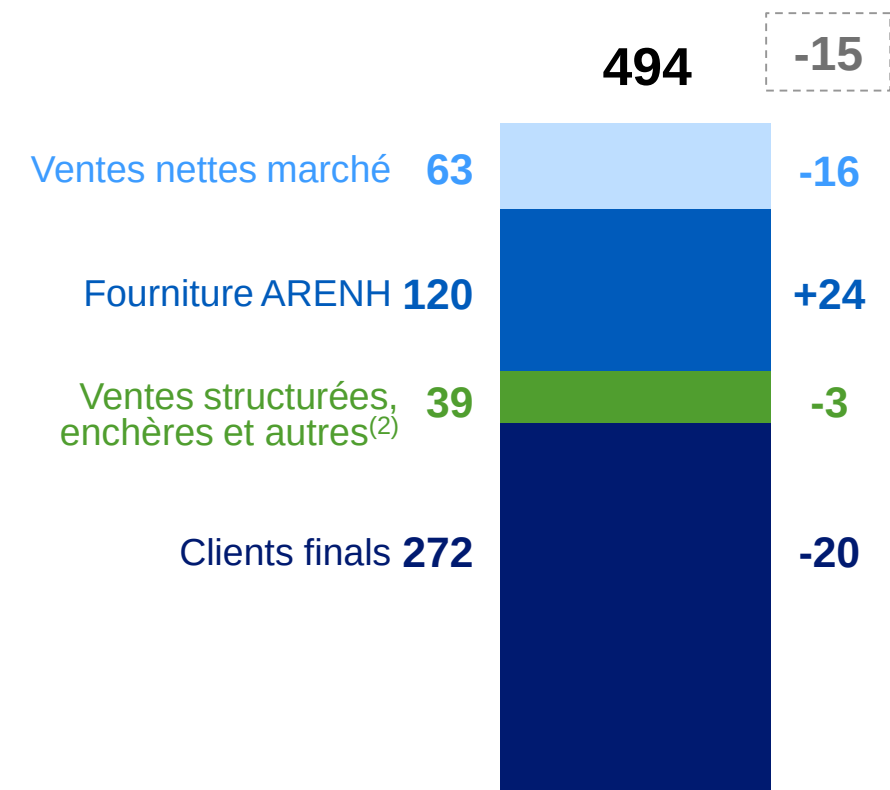
En TWh

Δ FY 2019
vs. FY 2018



CONSOMMATION / VENTES

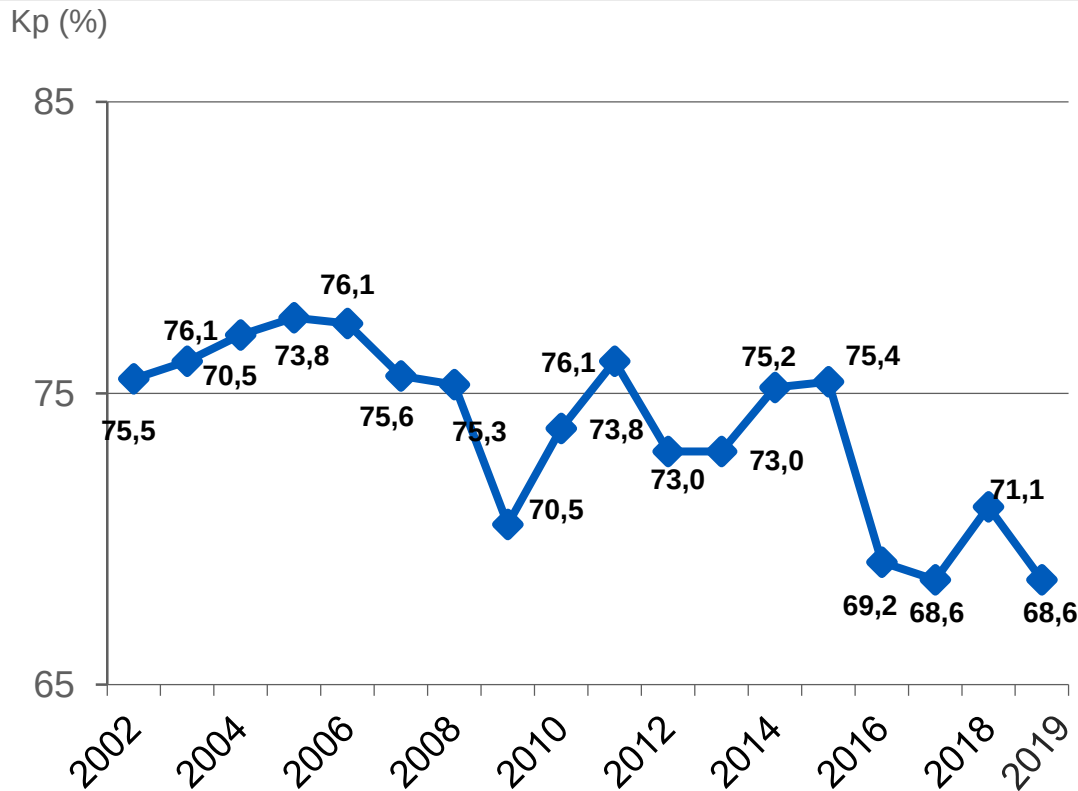
Δ FY 2019
vs. FY 2018



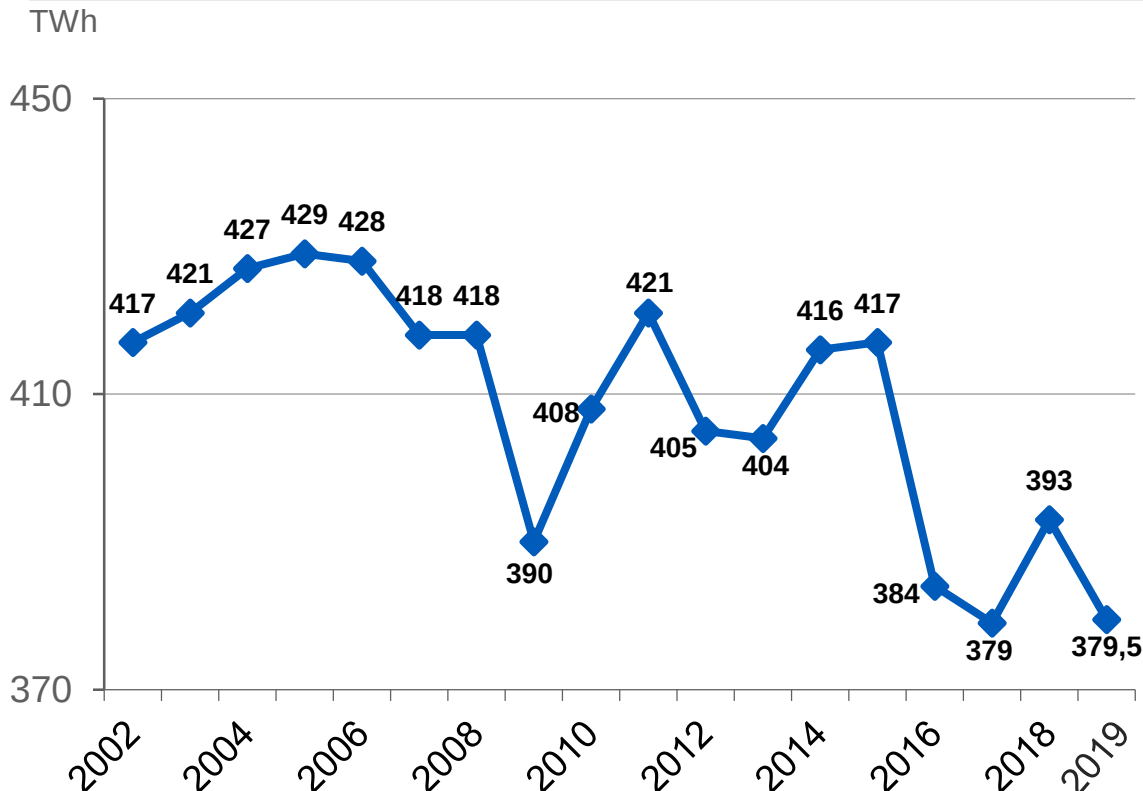
NB : EDF hors activités insulaires
(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 33,4 TWh
(2) Y compris pompage hydraulique pour 6,3 TWh

ÉVOLUTION DU « *LOAD FACTOR* » ET DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE

Kp annuel (« *load factor* »)
du parc nucléaire en France

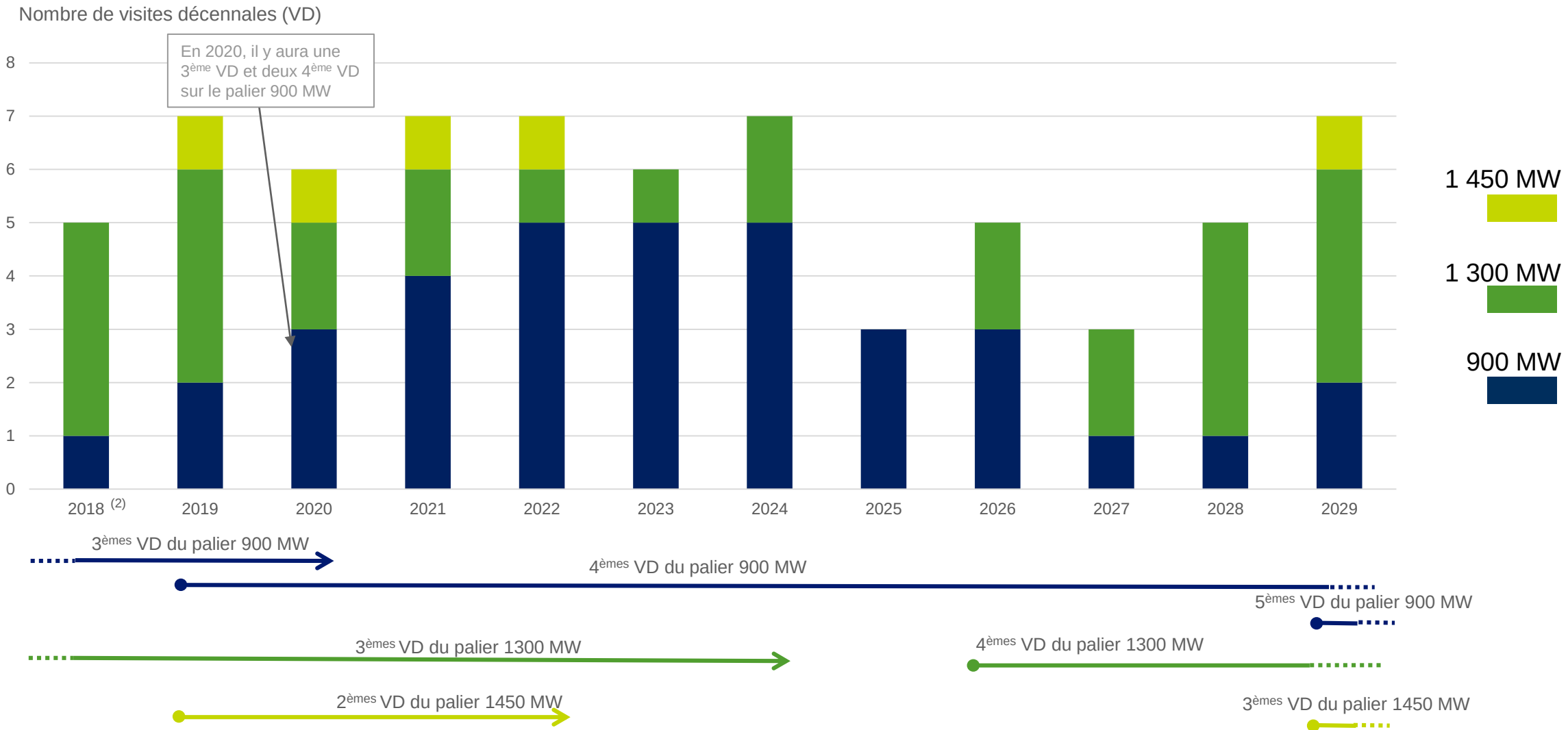


Production nette du parc REP ⁽¹⁾ en France



(1) Réacteur à Eau Pressurisée

VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE (1)

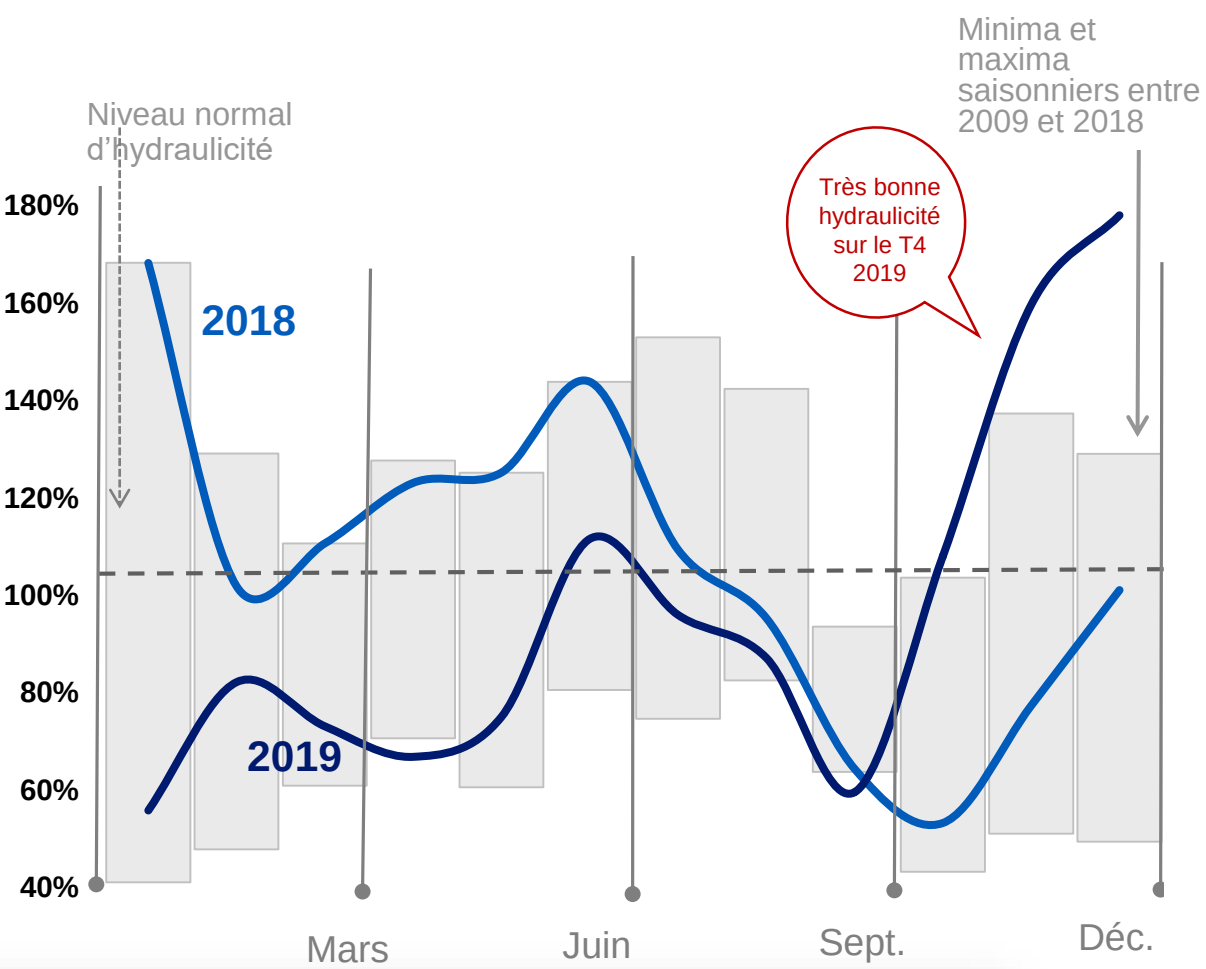
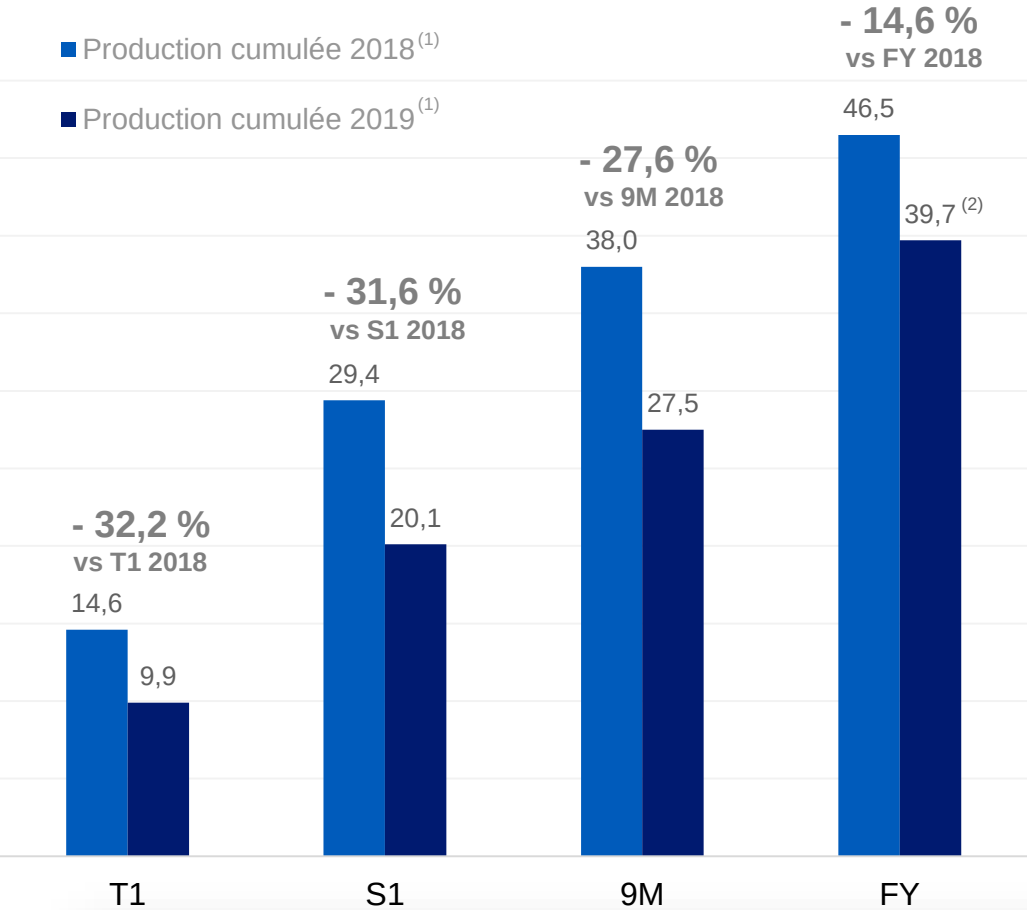


(1) Données prévisionnelles en date du 2 janvier 2020
(2) Dont la 3^{ème} VD de Paluel 2 (1 300 MW) débutée en 2015 et recouplée en juillet 2018

RÉSULTATS ANNUELS 2019

PRODUCTION HYDRAULIQUE FRANCE

(en TWh)



Une année 2019 contrastée avec un début d'année très déficitaire compensé par une très bonne hydraulicité en novembre et décembre. La production 2019 est inférieure à celle de 2018 qui était particulièrement excédentaire.

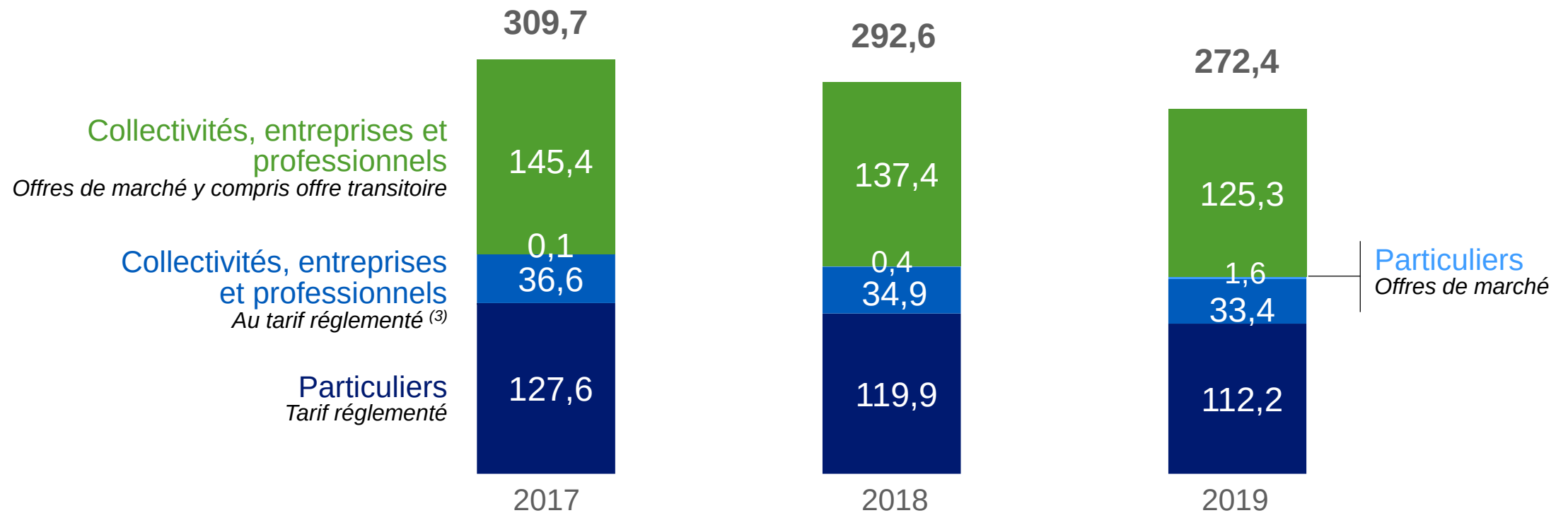
(1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction du pompage.

(2) Production après déduction du pompage : 29,9 TWh sur FY 2017, 39,4 TWh sur FY 2018 et 33,4 TWh sur FY 2019.

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en TWh)

Ventes aux clients finals ⁽¹⁾⁽²⁾



(1) Données arrondies au dixième

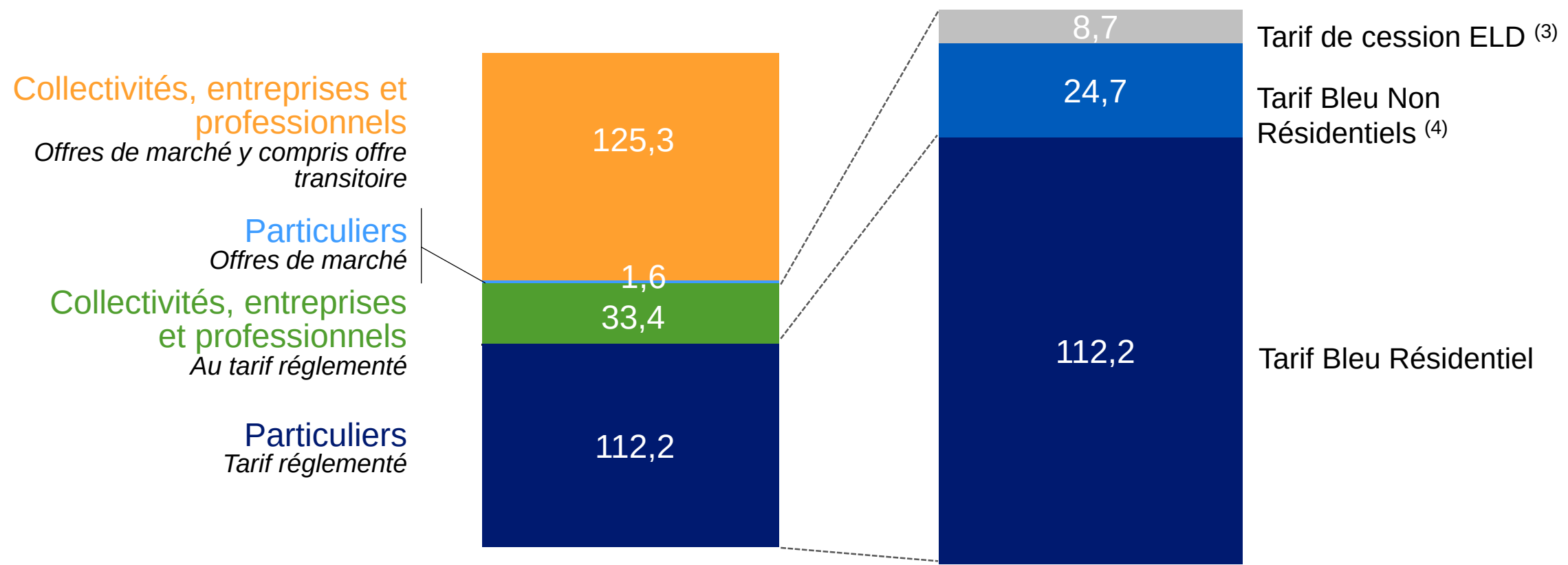
(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Vert, inf. 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE – RÉPARTITION DES VENTES AUX TARIFS HISTORIQUES

(en TWh)

Ventes aux clients finals pour 2019 ^{(1) (2)}



(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF
(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0,2 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

RÉSULTATS ANNUELS 2019

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

Prix ⁽¹⁾ des enchères de capacité

Pour livraison en 2019

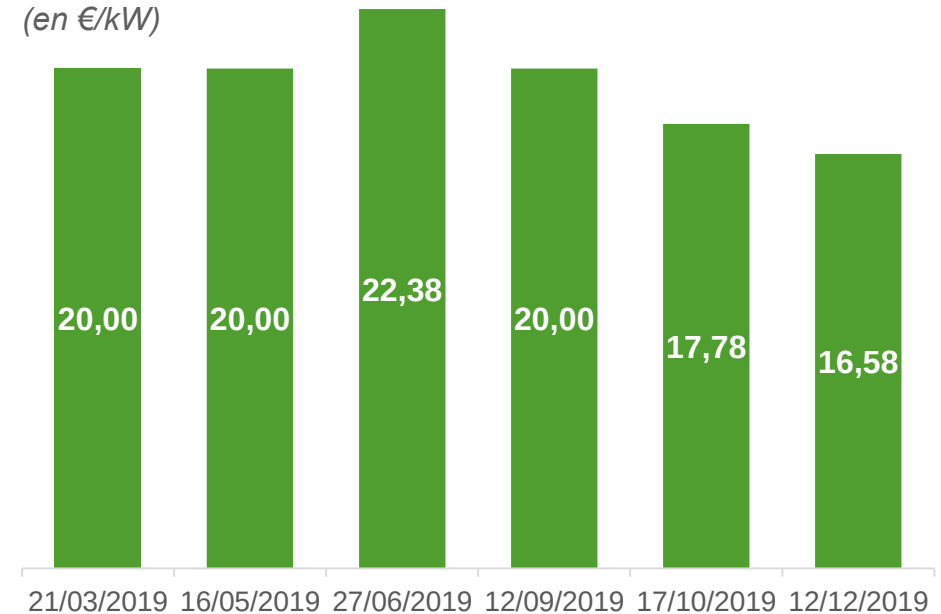
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 72 GW
- Prix de référence marché : 17,37 €/kW

Pour livraison en 2020

(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 69 GW fin décembre 2019
- Prix de référence marché : 19,46 €/kW

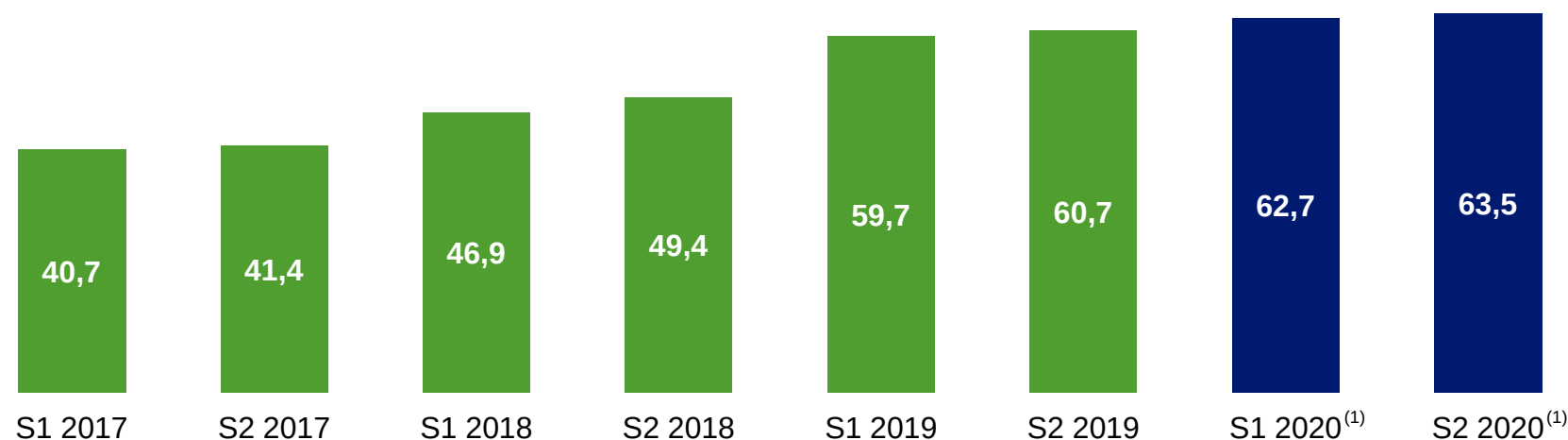
(1) Données arrondies au centième

MARCHÉ DE CAPACITÉ : MODALITÉS D'IMPACT DE L'EBITDA (ANNÉE N)

Mode de valorisation des certificats	Timing d'impact sur l'EBITDA	Certificats concernés	Prix	Volumes concernés ⁽¹⁾
Répercussion du prix de la capacité aux clients finals (part marché des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Calculé à partir des prix des enchères	De 25 à 45 GW (selon les volumes ARENH souscrits et intégrés dans les offres)
Transferts liés aux volumes ARENH (y.c. part ARENH des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Le prix ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité associées	~115 MW par TWh d'ARENH
Ventes de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la conclusion des transactions	Tout certificat	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits)
Achats de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits et besoins clients finaux)

(1) Par ailleurs, le volume de certificats de capacités certifiés en France peut être supérieur à l'estimation de la demande faite par RTE. Dans un tel cas, une certaine quantité des certificats détenus par EDF serait non vendue.

ARENH : VOLUMES CÉDÉS



- Volume maximum de livraison de 100 TWh ⁽²⁾ aux fournisseurs concurrents d'EDF et de ~25 TWh pour les pertes réseau.
- Au guichet de novembre 2019, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2020 s'est élevée à 147 TWh.
- Le volume à livrer en 2020 a donc été écrêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh (cf. slide 113).
- Volumes cédés pour l'année 2020, comprenant également 26,2 TWh cédés au titre de la couverture des pertes réseau :
 - 62,7 TWh pour le 1er semestre
 - 63,5 TWh pour le 2ème semestre

Source : CRE

(1) Distinction entre semestres estimée par EDF à partir de la donnée annuelle fournie par la CRE, et susceptible d'évoluer en cours d'année par application des dispositions légales, réglementaires et contractuelles (résiliations, défauts de paiement, etc...)

(2) Le projet de loi Énergie-Climat prévoit la possibilité de relever, par arrêté ministériel, le niveau de plafond jusqu'à 150 TWh et le prix de l'ARENH. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé fin septembre 2019 le statu quo du volume et du prix de l'ARENH pour 2020.

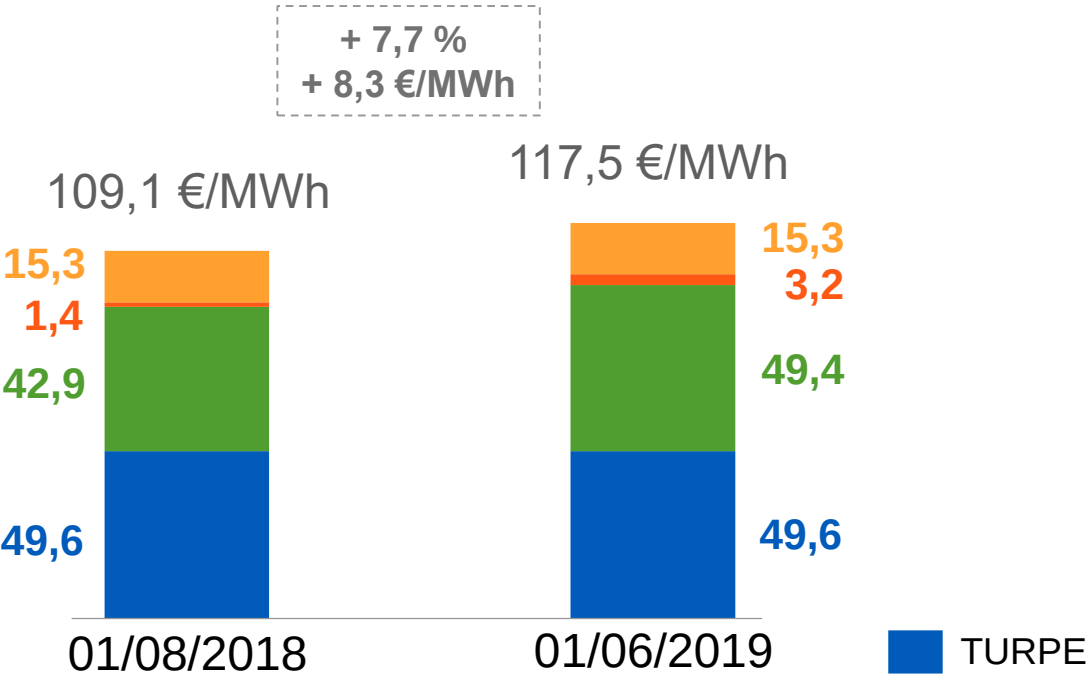
TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/4)

Historique de l'évolution du Tarif Bleu

Date	Évolution Tarif Bleu Résidentiel		Évolution Tarif Bleu Non Résidentiel	
	(HT)	(TTC)	(HT)	(TTC)
01/08/2016	- 0,5 %	- 0,4 %	- 1,5 %	- 1,1 %
01/08/2017	+ 1,7 %	+ 1,4 %	+ 1,7 %	+ 0,9 %
01/02/2018	+ 0,7 %	+ 0,6 %	+ 1,6 %	+ 1,3 %
01/08/2018	- 0,5 %	- 0,3 %	+ 1,1 %	+ 0,9 %
01/06/2019	+ 7,7 %	+ 5,9 %	+ 7,7 %	+ 5,9 %
01/08/2019	+ 1,49 %	+ 1,26 %	+ 1,34 %	+ 1,10 %
01/02/2020	+ 3,0 %	+ 2,4 %	+ 3,1 %	+ 2,4 %

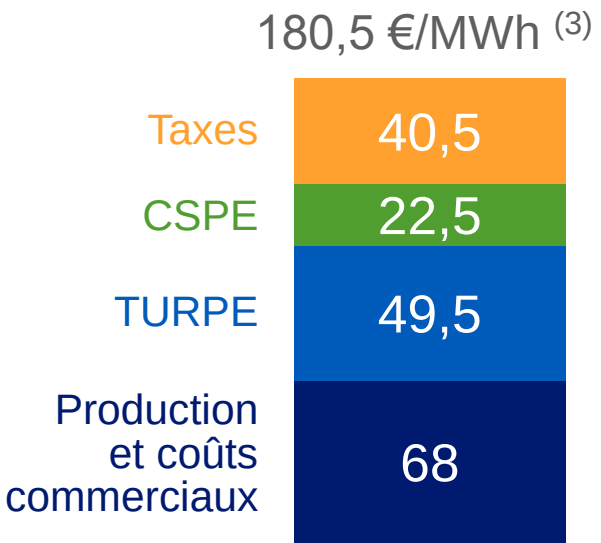
TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION DE JUIN 2019 (2/4)

Tarif Bleu résidentiel HT ⁽¹⁾



■ Coûts commerciaux ⁽²⁾ et marge ■ Capacité ■ Énergie + frais

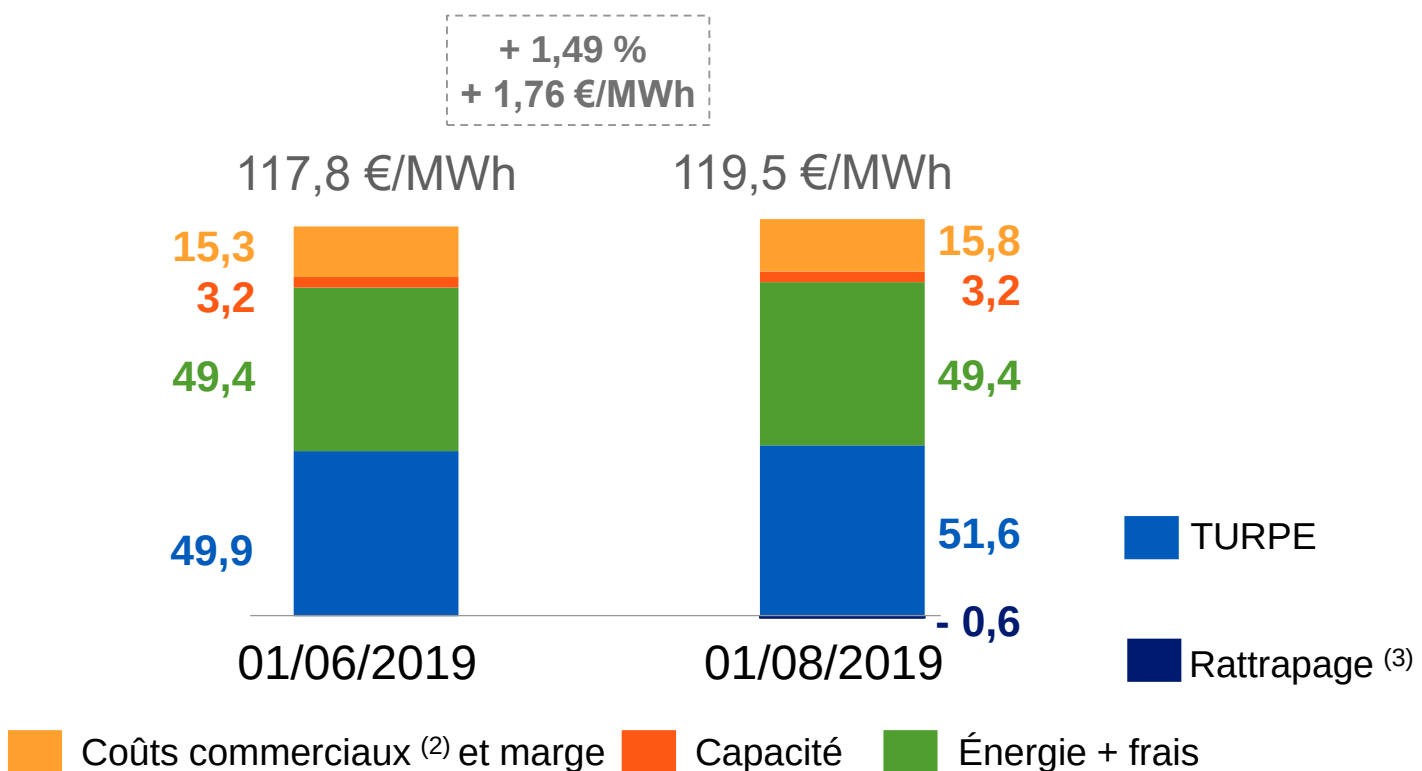
Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



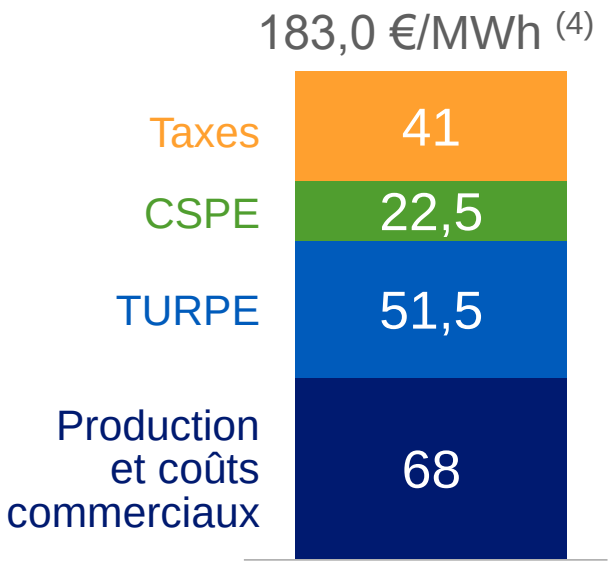
(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 07 février 2019, confirmée par le JO du 30 mai 2019
 (2) Y compris le coût des obligations CEE
 (3) Chiffres arrondis au demi point

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION D'AOÛT 2019 (3/4)

Tarif Bleu résidentiel HT ⁽¹⁾



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 25 juin 2019 confirmée par décision publiée au JO du 31 juillet 2019

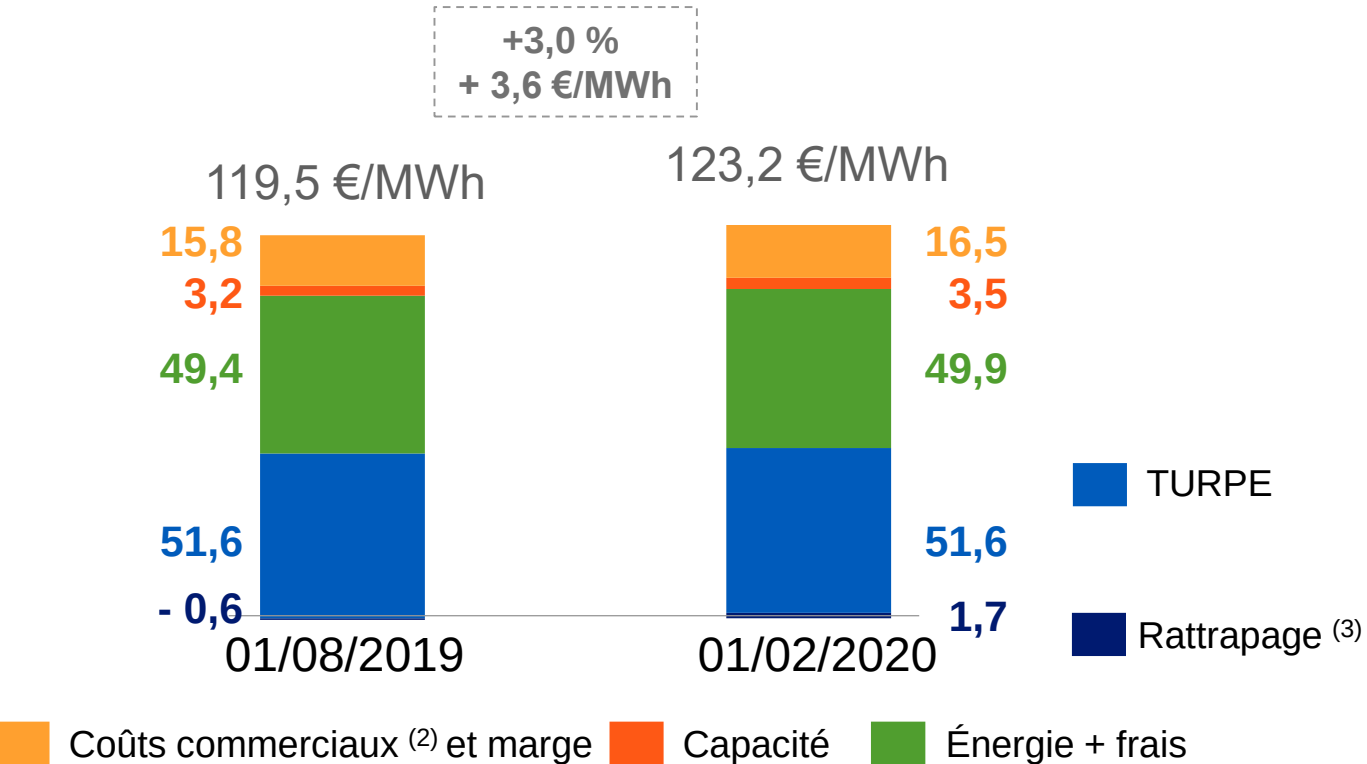
(2) Y compris le coût des obligations CEE

(3) Rattrapage à la baisse lié à la surcouverture des coûts par le TRV au titre de 2018

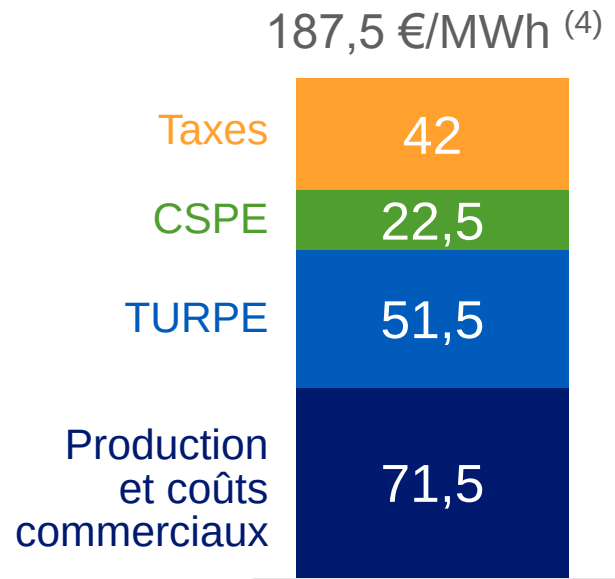
(4) Chiffres arrondis au demi point

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : EVOLUTION FÉVRIER 2020 (4/4)

Tarif Bleu résidentiel HT ⁽¹⁾



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



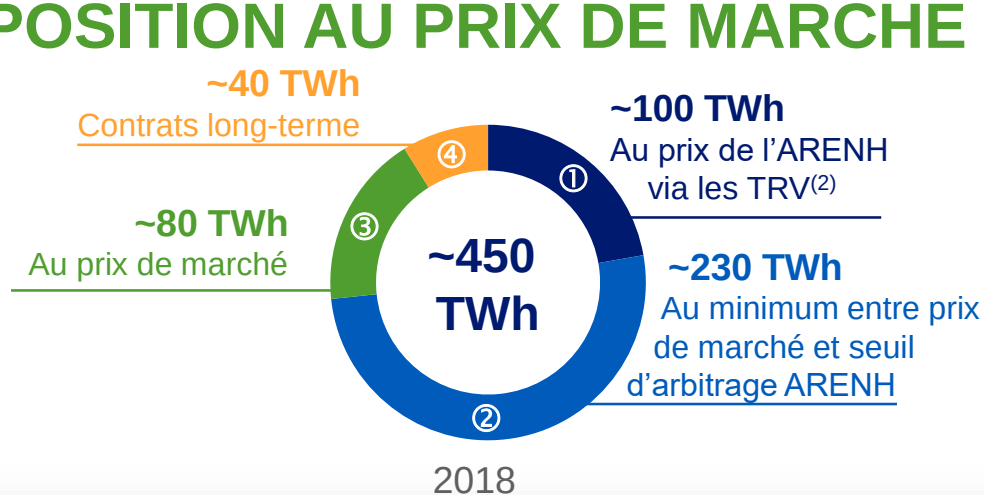
(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 16 janvier 2020, confirmée par décision publiée au JO le 31/01/2020

(2) Y compris le coût des obligations CEE

(3) Rattrapage lié essentiellement au gel tarifaire de début 2019

(4) Chiffres arrondis au demi point

RÉPARTITION DES VENTES⁽¹⁾ D'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DE LEUR EXPOSITION AU PRIX DE MARCHÉ



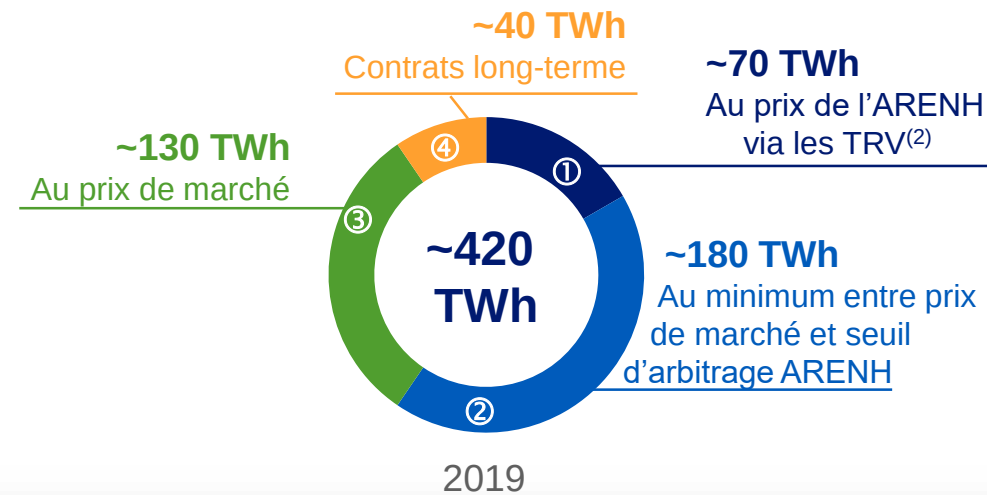
① Volumes vendus au prix de l'ARENH selon la formule d'empilement des coûts dans les tarifs réglementés de vente (essentiellement tarifs bleu résidentiels et non résidentiels)

② Volumes vendus au prix de marché si ce prix est inférieur au seuil d'arbitrage ARENH (prix ARENH – prix de la capacité) et à prix ARENH dans le cas contraire ⁽³⁾, qui comprennent :

- Les volumes pouvant être souscrits à l'ARENH par les fournisseurs alternatifs et les gestionnaires de réseaux pour leurs achats de pertes
- Une partie des volumes⁽⁴⁾ vendus aux clients finals d'EDF en offre de marché

(1) Ventes hors volumes sous obligations d'achat et volumes sous contrats d'approvisionnement long-terme. Répartition estimée, basée sur les situations respectives 2018 et 2019, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF. En 2019, application aux offres aval du taux d'écêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (133 TWh)

(2) Tarifs réglementés de vente



③ Volumes vendus au prix de marché quel que soit ce prix, qui comprennent :

- Une partie des volumes vendus aux clients finals d'EDF : complément d'approvisionnement marché dans les TRV ⁽⁵⁾, complément des volumes vendus aux clients en offres de marché
- Les volumes vendus sur les marchés de gros

④ Contrats à prix négociés ne suivant pas une logique d'indexation au prix de marché

(3) L'arbitrage entre les 2 prix est subi par EDF et sa date d'exercice est variable selon les volumes (il a lieu au plus tard au moment du guichet ARENH de fin d'année pour une livraison l'année suivante)

(4) Liés à la réplique de la structure de coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs : parts des volumes correspondant aux « droits ARENH »

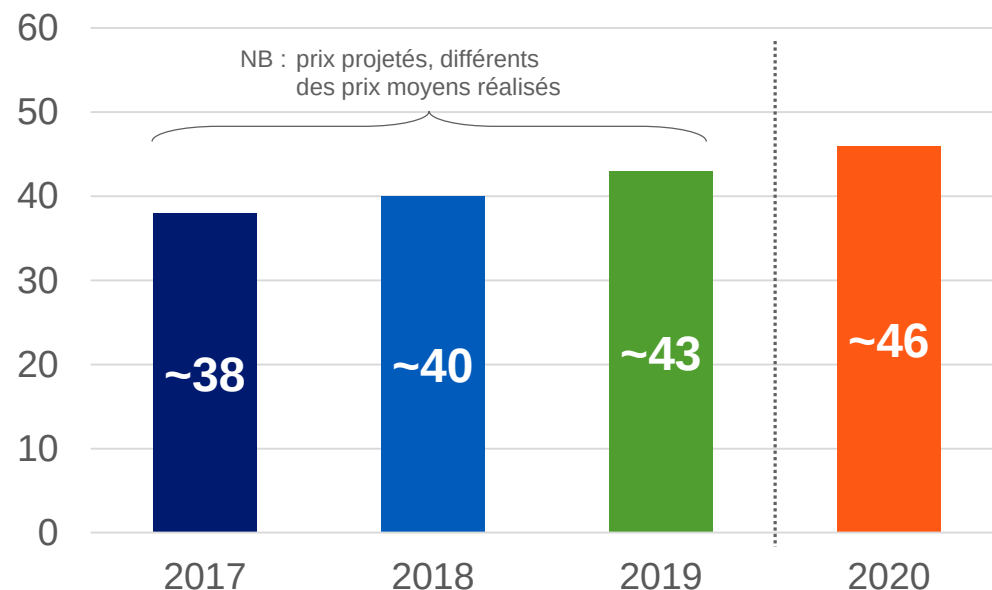
(5) Liés à la réplique de la structure de coût des fournisseurs alternatifs : approvisionnement du complément de marché qui excède les « droits ARENH »

PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME

Prix ⁽¹⁾ moyen capturé

France – Activités de Production et Commercialisation

En €/MWh



**Volume notionnel de production à coût fixe
de ~420 TWh ⁽²⁾**

Prix moyen capturé par les couvertures réalisées sur des contrats à terme avant le début de l'année de livraison ⁽³⁾.

Estimation basée sur :

- Une prévision de répartition des volumes par type de vente
- Une demande 'formée' (baseload vs peakload, saisonnalité)

Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production ou de consommation.

Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé.

(1) Arrondi à l'entier le plus proche, hors revenus associés aux certificats de capacité

(2) Uniquement à partir des moyens nucléaires et hydrauliques, sur la base d'une hydraulité normale

(3) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats calendaires à terme (typiquement 2 ans pour le marché de gros électricité France). Surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme. Sujet aux incertitudes sur l'exposition nette d'EDF du fait de l'optionnalité du mécanisme ARENH (dont le coût est matérialisé dans les couvertures de marché)

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) 2019 – 2028 : ÉTAT D'AVANCEMENT DU PROCESSUS

- Diffusion le 20 janvier 2020 des projets révisés de décrets relatifs à la programmation pluriannuelle de l'énergie (2019-2023, 2024-2028) et à la SNBC, l'ensemble formant la « stratégie française pour l'énergie et le climat ». Ils comportent quelques ajustements par rapport aux premiers projets soumis à consultation début 2019.
- A l'issue de la consultation du public en cours jusqu'au 19 février, les décrets PPE et SNBC pourront être publiés

	Principaux points du projet de décret PPE (dans sa dernière version)
Nucléaire	Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 pour atteindre une part de 50 % dans le mix électrique, dont 4 à 6 (dont Fessenheim) d'ici 2028, si certaines conditions sont remplies. Le projet de PPE présente la proposition d'EDF pour les sites susceptibles d'être concernés. Il appartiendra in fine au gouvernement d'identifier les sites prioritaires. D'ici mi-2021 : le gouvernement conduira avec la filière un travail sur le nouveau nucléaire, et se prononcera ensuite sur l'opportunité de programmer de nouvelles centrales
Thermique	Toutes les centrales fonctionnant exclusivement au charbon seront arrêtées fin 2022. Pas de nouvelle centrale thermique à flamme exclusivement fossile
Renouvelable	Production de biogaz injecté à hauteur de 14 à 22TWh en 2028, ces volumes étant contingents à une baisse suffisante des coûts (75€/MWh en 2023, 60 en 2028) Doublement de la capacité de production d'électricité renouvelable installée (73 GW en 2023, et 100 à 112 GW en 2028), dont le lancement de près de 1 GW/an d'éolien maritime. Augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2016 (155 TWh)
Baisse consommation énergie fossile	Objectif de baisse de 19% de la consommation de pétrole en 2023 et de 34 % en 2028 (comparé à 2012) ; pour le gaz naturel, respectivement -10 et -22 % Hydrogène industriel : 10 % en 2023 et 20 à 40 % en 2028 issus d'une production bas-carbone (renouvelable ou électrolytique) 2023 : Objectif de 2,5M de logements rénovés, 9,5M de logements chauffés au bois, 3,4M d'équivalents logements raccordés à un réseau de chaleur 2023 : 1,2 millions de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics d'ici 2023

Calendrier Indicatif et prochaines étapes



CHARGES DE SERVICE PUBLIC (1/4) : STABILITÉ DU MÉCANISME DE COMPENSATION DES CHARGES ET DE LA FISCALITÉ DEPUIS 2016

- La loi de finances rectificative 2015 et la loi de finances 2016 ont introduit les principes d'un nouveau mécanisme pour la compensation des Charges du Service Public de l'Energie entré en vigueur depuis le 1er janvier 2016, et intégrant les spécificités suivantes :
 - La budgétisation par l'État des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) est définie pour 2020 sur la base de la délibération de la CRE du 11 juillet 2019 et se répartit dans deux comptes : le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Energétique », et le programme « Service Public de l'Energie » du Budget Général. La Loi de Finances Initiale 2020 budgète ainsi 6 310 M€ dans le Compte d'Affectation Spéciale (tous opérateurs confondus), alimenté principalement par la TICPE (taxe sur les carburants et diesels) et 2 673 M€ (tous opérateurs confondus) dans le Budget Général.
- L'Etat compense depuis le 1er janvier 2017 les coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat, conformément au principe de compensation intégrale des charges supportées par les opérateurs (50 M€/an).
- Remboursement d'ici fin 2020 du déficit de compensation historique d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016.
- La taxe « CSPE » ne fait plus l'objet d'une augmentation annuelle automatique (+ 3 €/MWh par an entre 2013 et 2016). Elle a été stabilisée depuis 2016 à 22,5 €/MWh (pour le taux plein). Elle alimente depuis début 2017 le Budget Général et non plus comme en 2016 le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Energétique ».

CSPE (2/4) : CHARGES POUR EDF

L'article L121-6 du Code de l'énergie dispose que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées par l'Etat

En millions d'euros	2017		2018		2019	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	4 681	71 %	4 856	74 %	5 699	74 %
Autres ⁽²⁾	1 866	29 %	1 698	26 %	1 963	26 %
Total CSPE EDF	6 547	100%	6 554	100%	7 662	100%

Hausse des charges de service public sur l'année 2019 principalement due à deux effets :

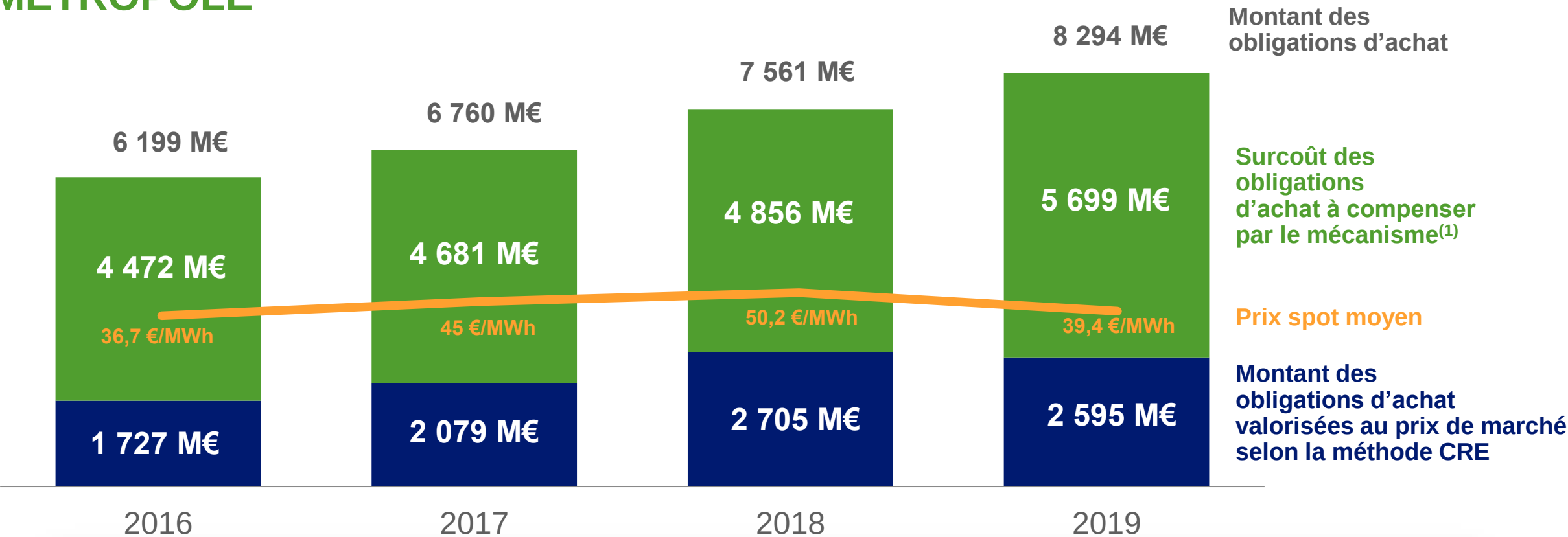
- La hausse des charges d'obligation d'achat en métropole continentale sur l'année 2019 est liée aux conditions climatiques favorables à la production éolienne (vent) et photovoltaïque (ensoleillement) ainsi qu'au développement du parc de production renouvelable en France. Cette hausse des volumes s'est accompagnée d'une baisse des prix de marché Spot de l'électricité de 10,8€/MWh observée entre 2018 (50,2€/MWh) et 2019 (39,4€ MWh), baisse des prix spot qui, comme l'effet volume, a augmenté les charges en amplifiant l'écart entre le prix de l'obligation d'achat et sa valorisation sur le marché de gros.
- Les charges associées aux ZNI⁽³⁾ augmentent également par rapport à 2018 en raison, d'une part, du coût plus élevé des achats d'énergie sur 2019 à cause de la moindre disponibilité des centrales SEI entraînant un recours à des moyens de production supplémentaires thermiques à flamme dans un contexte de hausse du cours du CO2 et d'autre part de charges de MDE (Maîtrise de Demande de l'Énergie) conséquentes en 2019.

(1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI⁽³⁾

(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI⁽³⁾, le Fonds de Solidarité Logement ainsi que certaines prestations de services à destination des clients précaires

(3) ZNI : zones non interconnectées, qui recouvrent des départements et territoires d'outre-mer ainsi que la Corse et certaines îles bretonnes

CSPE (3/4) : ÉVOLUTION DES CHARGES D'OBLIGATIONS D'ACHAT D'EDF EN MÉTROPOLE



Principe : Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie ⁽²⁾ couvre l'écart entre le coût des obligations d'achat en métropole et le prix de marché

(1) Périmètre EDF SA hors SEI
 (2) Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie couvre également les coûts de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées, et les dispositifs de solidarité

CSPE (4/4) : CALENDRIER GLOBAL⁽¹⁾ DE REMBOURSEMENT

Remboursement du déficit de compensation conformément à l'arrêté du 2 décembre 2016 pris en application de l'article 4 de l'arrêté du 13 mai 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie :

- Confirmation de la créance due à EDF et reconnue par l'Etat à fin 2015 à 5,9 Mds€, intégrant le déficit constaté jusqu'en 2015 et les intérêts associés, et confirmation de l'échéancier de remboursement à horizon 2020 de la créance
- L'annuité et les intérêts associés (1,72 %) seront compensés en priorité par rapport aux autres charges d'EDF, conformément à l'article R. 121-33 du Code de l'énergie

En millions d'euros	Déficit de compensation restant dû au 31 décembre de l'année N (hors intérêts 2015)	Remboursement en principal du déficit précité par le CAS (part globale)	Remboursement en principal du déficit précité par le CAS ⁽¹⁾	Paiement des intérêts futurs associés au déficit précité par le BG (part globale)	Paiement des intérêts futurs associés par le Budget général ⁽¹⁾
2015	5 779,8	-	-	-	-
2016	5 585,8	194,0	194,0	99,3	99,3
2017	4 357,8	1 228,0	903,8	99,5	73,2
2018	2 735,8	1 622,0	1 193,8	87,2	64,2
2019	896,8	1 839,0	1 353,5	62,5	46,0
2020	-	896,8	660,0	40,6 ⁽²⁾	29,9 ⁽³⁾
Total	-	5 779,8	4 305,1	389,1	312,6

L'échéancier reste inchangé: la seule évolution depuis 2017 est le fait qu'EDF ne reçoit plus que 73,6% des versements de l'Etat, le reliquat de 26,4% étant versé à la Société Générale et au Fonds Commun de Titrisation à qui a été transféré fin 2016 une partie de la créance financière.

Le remboursement des annuités 2016 à 2019 de la créance financière a été effectué par l'Etat conformément à l'échéancier. A fin décembre 2019, l'État a versé à EDF 1 353,5 M€ en provenance du Compte d'Affectation au titre du principal de la créance financière pour 2019. Par ailleurs, l'Etat a versé à EDF 46 M€ en provenance du Budget Général au titre des intérêts 2019 de la créance financière. A fin 2019, l'Etat doit encore 684 M€ à EDF dont 660 M€ au titre du principal et 24 M€ au titre des intérêts courus non échus.

(1) EDF ne détient plus que 73,6% de la créance depuis la cession de décembre 2016, et perçoit donc 73,6% des flux de l'échéancier global

(2) Dont 32,3 M€ dus au titre de l'année 2019 et 8,3 M€ dus au titre de l'année 2020

(3) Dont 23,8 M€ dus au titre de l'année 2019 et 6,1 M€ dus au titre de l'année 2020

ENEDIS ⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

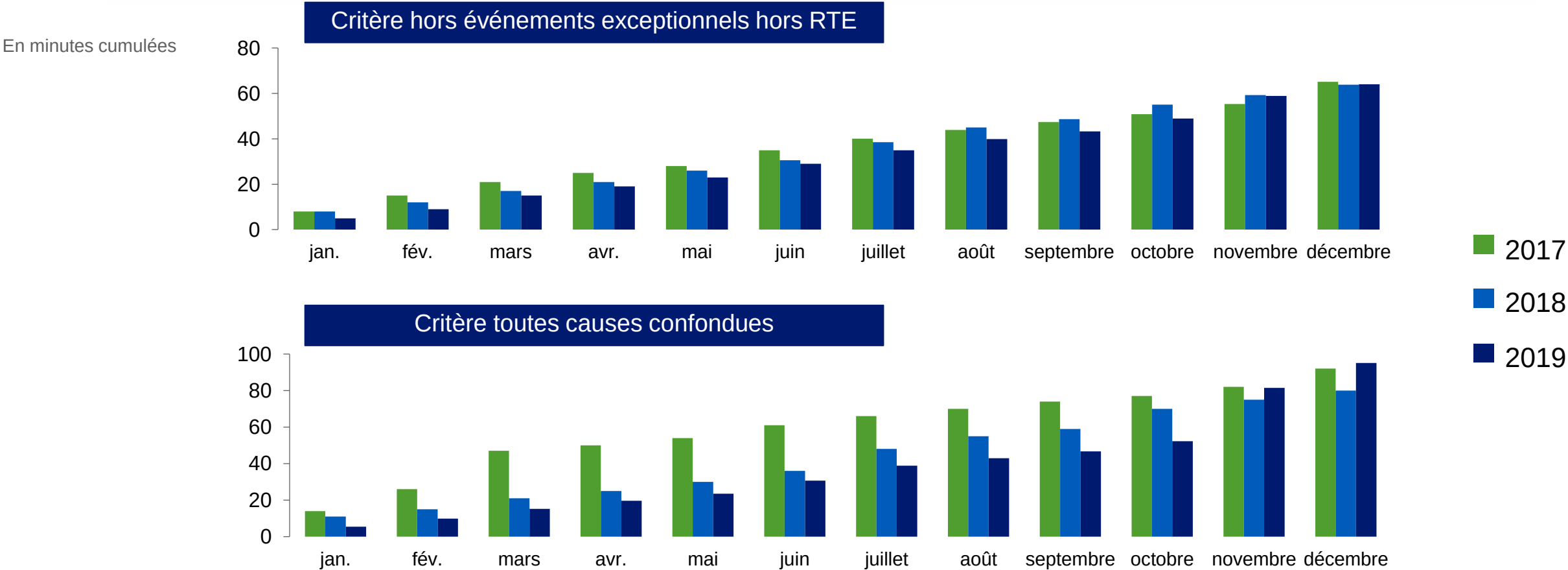
En millions d'euros	2018	2019	Δ %
Chiffre d'affaires	14 203	14 161	-0,3 %
EBITDA	4 028	4 140	+2,8 %
Résultat net courant	852	779	-8,6 %
Investissements opérationnels bruts ⁽²⁾	3 998	4 254	+6,4 %

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie ; données locales

(2) Y compris Linky

ENEDIS ⁽¹⁾ : QUALITÉ DE LA FOURNITURE EN FRANCE

- Critère B ⁽²⁾ hors évènements exceptionnels hors RTE : même valeur qu'en 2018
- Critère B ⁽²⁾ toutes causes confondues : +15 minutes vs 2018 dont +19 minutes dues au seul évènement de neige collante de novembre dans la vallée du Rhône



(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

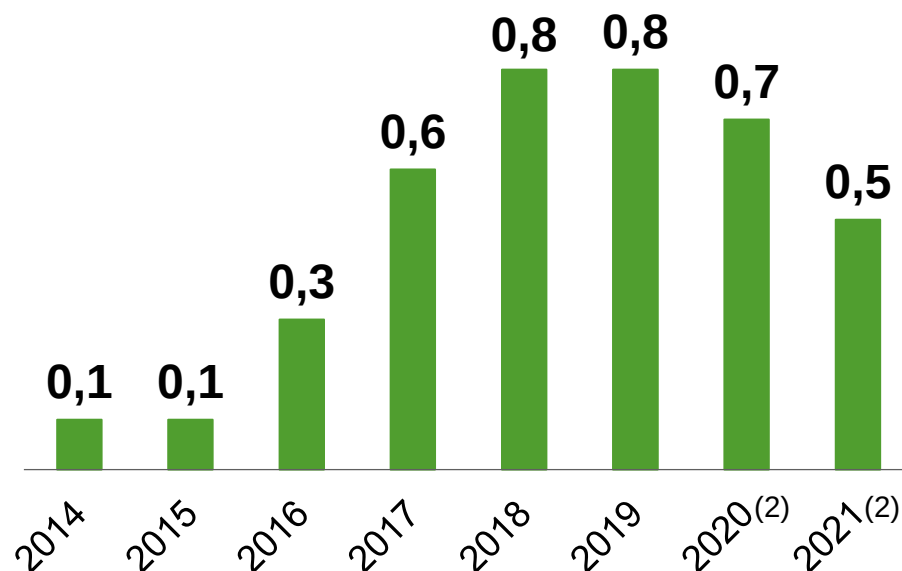
(2) Durée moyenne cumulée en minutes des arrêts par client basse-tension

RÉSULTATS ANNUELS 2019

DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY (1)

Chronique d'investissement sur 2014-2021

(en Mds€)



Principaux éléments

- Objectif d'équipement de ~35 millions de compteurs Linky d'ici 2021 : soit un peu plus de 90 % du parc.
- Montant d'investissement de 3,9 Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021.
- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR et rémunération Linky dédiée).

Points-clés à fin 2019

- Respect des objectifs de la régulation incitative (RI) en matière de coûts, de délais et de performance du système. La délibération de la CRE du 19 décembre portant projet de décision sur le cadre de régulation incitative Linky pour la période 2020-2021 renforce les cibles et pénalités associées à la performance de la chaîne communicante
- ~ 23,4 millions de compteurs Linky posés à fin 2019.
- Actions collectives de particuliers contre la pose du compteur Linky : les premiers jugements sur le fond sont favorables à Enedis. Les actions se poursuivent en 2020.
- ~ 2,8 millions d'abonnements récurrents à la publication de données de consommation à pas horaire ont été souscrits par des fournisseurs et des tiers

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

(2) Chiffres estimés

BASE D'ACTIFS RÉGULÉS EN FRANCE

	Base d'Actifs Régulés au 01/01/2020	Taux de rémunération nominal avant impôts	Indexation tarifaire
TRANSPORT	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 14,3 Mds€	6,125 %	Indexation IPC + K⁽¹⁾ +3,0 % au 01/08/2018 +2,16 % au 01/08/2019
DISTRIBUTION	VNC des immobilisations hors Linky ⁽²⁾ = 52,2 Mds€ ----- Capitaux propres régulés ⁽³⁾ = 8,3 Mds€ ----- VNC Linky = 2,3 Mds€	2,5 % ⁽⁴⁾ ----- 4,0 % ⁽⁴⁾ ----- 7,25 % +3 % / -2 % ⁽⁵⁾	Évolution tarifaire -0,21 % au 01/08/2018 +3,04 % au 01/08/2019

- (1) IPC : Indice des prix à la consommation France entière hors tabac de l'année N-1; K : terme d'apurement annuel du CRCP, dans une limite de +/- 2 % (CRCP : Le mécanisme de CRCP (Compte de Régularisation des Charges et des Produits) permet de corriger, d'une année sur l'autre, les écarts entre les charges et les produits prévisionnels et ceux réellement constatés)
- (2) Hors immobilisations financières et immobilisations en cours et après retraitement régulateur des subventions d'investissements. En Turpe 3, seuls les amortissements industriels étaient tarifés. Depuis Turpe 4, la provision pour renouvellement ainsi que l'ensemble des amortissements sont tarifés
- (3) Différence entre la VNC des immobilisations et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement et, le cas échéant, des emprunts financiers; le montant de CPR indiqué tient compte de la délibération TURPE 5 bis et intègre 1,6Mds de CPR à ce titre
- (4) Taux révisés par la CRE en TURPE 5 bis vs TURPE 5 pour tenir compte de la baisse des taux d'IS prévue dans la loi de finance 2018
- (5) Primes/Pénalités durant le phase de déploiement

TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE) : DATES CLEFS DE TURPE 5 « BIS »



Délibération de la CRE ⁽¹⁾ du 28 juin 2018 ⁽²⁾ portant décision sur le TURPE 5 bis HTA/BT Distribution, applicable à compter du 1er août 2018 pour une durée d'environ 3 ans (pas d'effet rétroactif) :

- Augmentation des capitaux propres régulés d'Enedis ⁽³⁾ en application de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 pour un montant de l'ordre de 1,6 Mds€. Cela conduira in fine à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale en valeur actualisée nette des flux de trésorerie avant impôts à 750 M€₂₀₁₈ selon l'estimation de la CRE.
- Mise à jour du taux d'imposition sur les sociétés, équivalent à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment)
- Aucune remise en cause des autres éléments du TURPE 5 HTA/BT : trajectoire de charges d'exploitation, d'investissements nets, cadre de régulation incitative du TURPE 5 HTA/BT et de Linky maintenus

Évolution au 1er août 2019 de +3,04 % en moyenne, dont notamment +1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et +1,45 % au titre de l'apurement du solde du CRCP

(1) CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

(2) Publiée au Journal Officiel du 28 Juillet 2018

(3) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Mis en place en 2006,
confirmé en 2015

La réponse française aux exigences de la directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique.

Article 30 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 : une nouvelle obligation CEE Précarité au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en complément de l'obligation des CEE classiques à compter de 2016

Objectifs renforcés,
nouvelles ambitions,
et un coût du dispositif
qui s'envole

L'obligation nationale pour la 4^{ème} période 2018-2021 est fixée à 2 133 TWhc par décret du 11 décembre 2019

- Dont 533 TWhc au bénéfice des clients en situation de précarité énergétique et 1 600 TWhc d'obligation CEE classiques
- Soit un doublement par rapport à la 3^{ème} période 2015-2017 (700 TWhc CEE classiques, 150 TWhc CEE précarité)
- Entre les deux périodes, le coût du dispositif CEE est multiplié par 7 et dépasse dorénavant les 5Mds€/an

Parties concernées

Une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie appelés les « obligés »

- ✓ Électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles

Promouvoir activement le déclenchement d'opérations d'efficacité énergétique auprès de leurs clients

- ✓ Ménages, collectivités territoriales, bailleurs sociaux ou professionnels/entreprises tertiaires

EDF et le Dispositif

EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines (données 2018) :

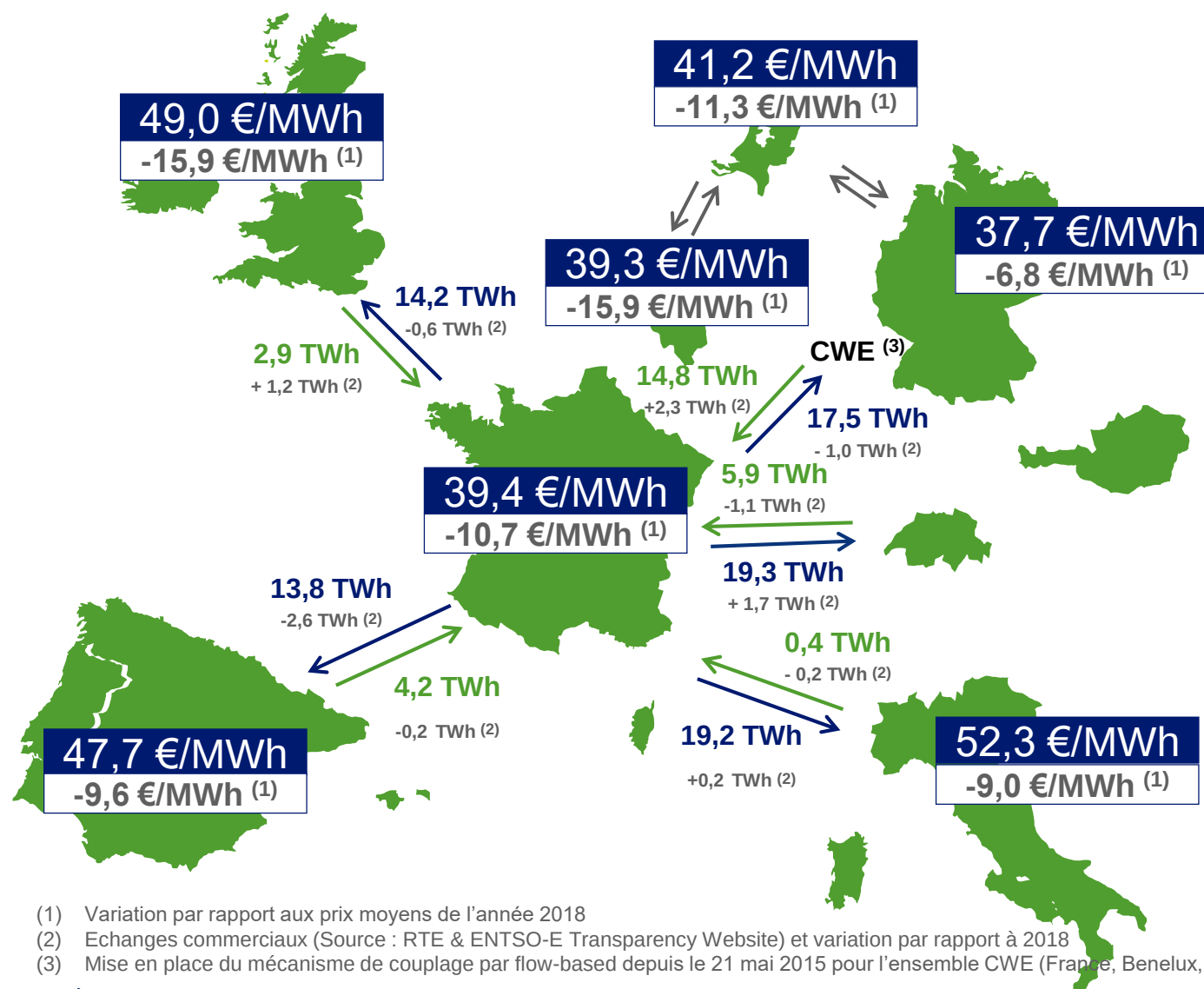
- ✓ Résidentiel (138 000 opérations de rénovation, « coup de pouce chauffage » via l'offre « Mon chauffage durable »), bailleurs sociaux (167 000 logements), l'industrie (1 700 opérations)
- ✓ Financement de programmes nationaux (« Toits d'abord » avec la Fondation Abbé Pierre, ADVENIR sur les bornes de recharge de véhicules électriques, FEEBat sur la formation des artisans, Habiter mieux de l'ANAH pour lutter contre la précarité énergétique, ACTEE avec la FNCCR...)



RÉSULTATS ANNUELS 2019

MARCHÉS

MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT SUR 2019



Des prix spot en baisse partout en Europe en raison d'un équilibre offre-demande détendu et d'un prix du gaz historiquement bas :

- Une plus forte production renouvelable et des températures moins extrêmes qu'en 2018 ont fait baisser les prix spot partout en Europe ;
- Une importante baisse des prix spot du gaz depuis le printemps en raison d'arrivées massives de GNL, a tiré les prix à la baisse dans les pays où les moyens gaz sont fréquemment marginaux comme le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie.

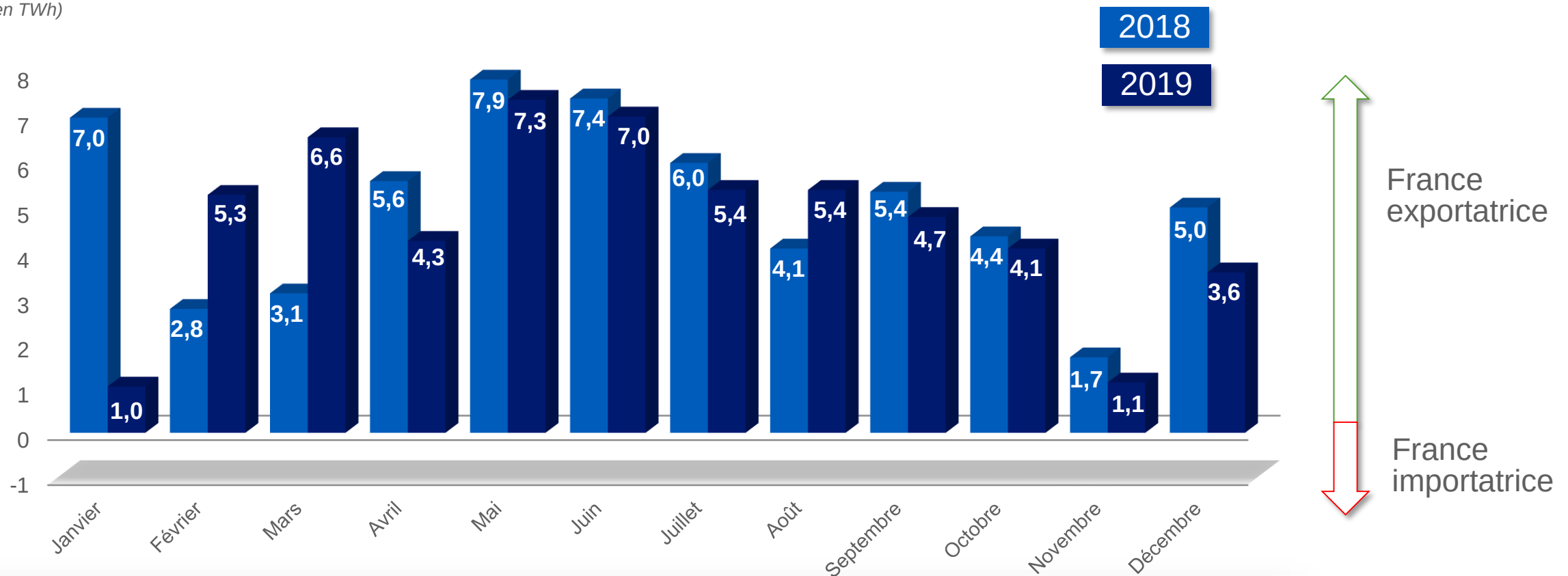
Le couplage des marchés reste limité par les capacités disponibles aux frontières

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant 2019 :

- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (Prezzo Unico Nazionale)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ

(en TWh)



Le solde exportateur de la France s'est établi à 55,8 TWh en 2019 (-4,4 TWh vs 2018). Les exportations ont en effet diminué (-2,4 TWh vs 2018) alors que les importations ont augmenté (+2,0 TWh vs 2018). La France a été exportatrice nette sur toutes ses frontières en 2019 : +18,9 TWh vers l'Italie, +11,2 TWh vers le Royaume-Uni, +9,6 TWh vers l'Espagne, +13,3 TWh vers la Suisse, +2,7 TWh vers la zone CWE

Source : RTE, excepté pour décembre 2019 dont les données proviennent de l'ENTSO-E

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

En TWh ⁽¹⁾

		2018					2019				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
CWE ⁽²⁾	exportations	2,6	7,7	5,3	3,0	18,5	2,3	6,7	5,1	3,4	17,5
	importations	6,3	1,5	1,7	2,9	12,4	6,0	2,0	1,9	4,9	14,8
	solde	-3,7	6,1	3,6	0,0	6,1	-3,6	4,7	3,2	-1,5	2,7
Royaume-Uni	exportations	3,8	3,7	3,8	3,5	14,8	4,0	3,1	3,7	3,4	14,2
	importations	0,2	0,3	0,5	0,8	1,8	0,4	0,4	1,1	1,0	2,9
	solde	3,5	3,4	3,3	2,7	13,0	3,6	2,7	2,6	2,4	11,2
Espagne	exportations	4,0	4,9	4,7	2,9	16,4	4,9	3,6	3,0	2,3	13,8
	importations	1,6	0,4	0,6	1,9	4,4	1,1	0,4	0,4	2,3	4,2
	solde	2,4	4,5	4,1	1,0	12,0	3,9	3,2	2,6	0,0	9,6
Italie	exportations	5,8	4,8	4,3	4,2	19,1	5,2	4,6	4,8	4,6	19,2
	importations	0,1	0,0	0,1	0,3	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4
	solde	5,7	4,8	4,2	3,9	18,5	5,1	4,6	4,8	4,4	18,9
Suisse	exportations	6,3	4,2	2,3	4,8	17,6	5,4	4,8	4,2	4,9	19,3
	importations	1,4	2,1	2,1	1,3	7,0	1,4	1,3	1,8	1,4	5,9
	solde	4,9	2,0	0,2	3,4	10,6	4,0	3,5	2,4	3,5	13,3
TOTAL	exportations	22,5	25,2	20,4	18,3	86,3	21,7	22,8	20,8	18,6	83,9
	importations	9,6	4,4	4,9	7,2	26,1	8,8	4,3	5,2	9,8	28,1
	solde	12,9	20,8	15,5	11,1	60,2	12,9	18,5	15,6	8,8	55,8

Source : RTE

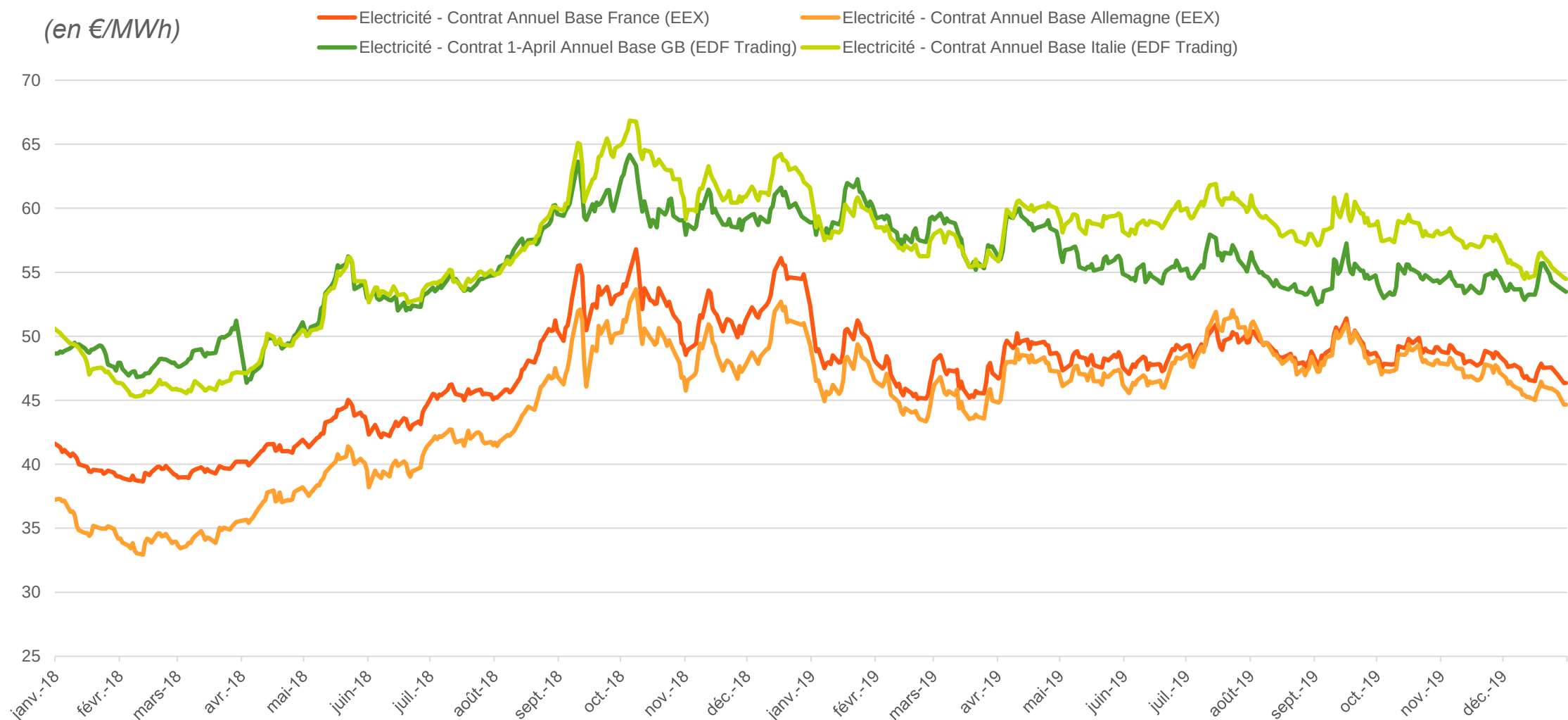
(1) Données arrondies au dixième

(2) Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas

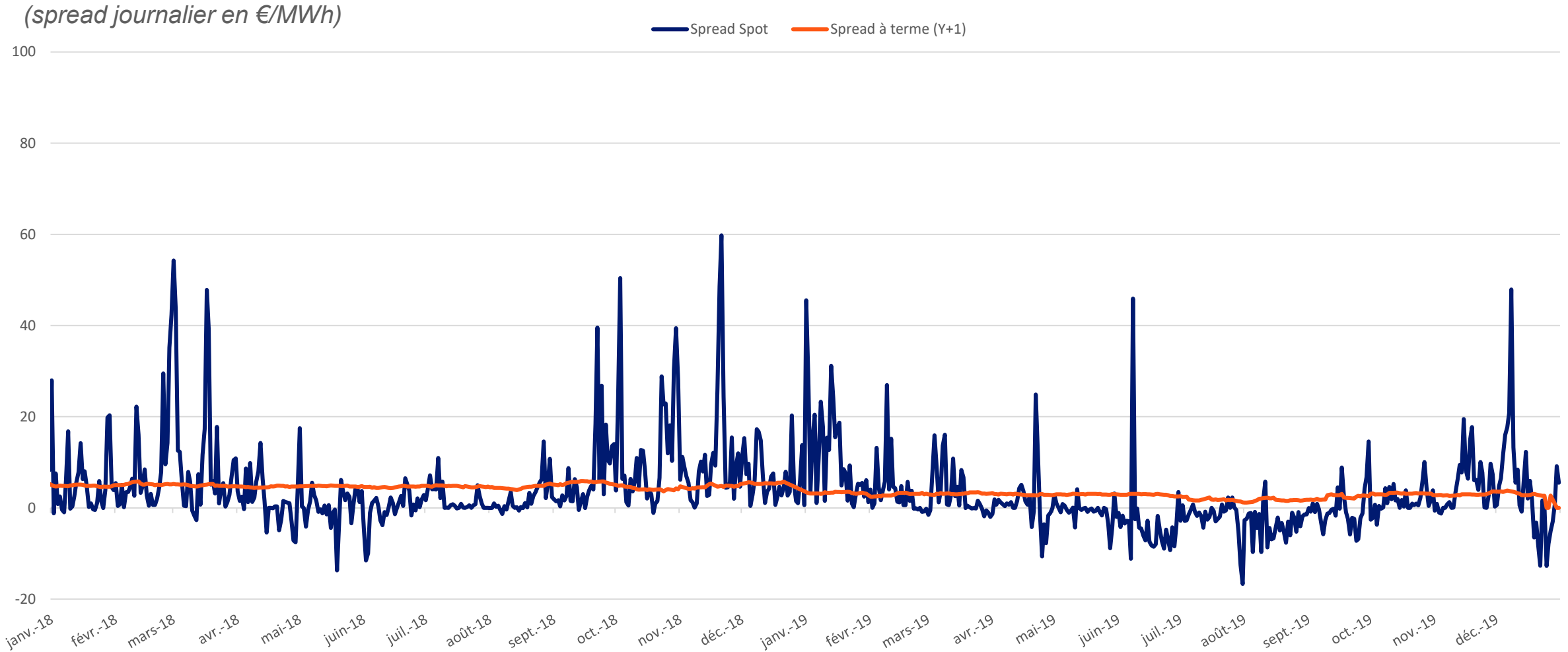
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/01/18 AU 31/12/2019



PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/01/18 AU 31/12/2019

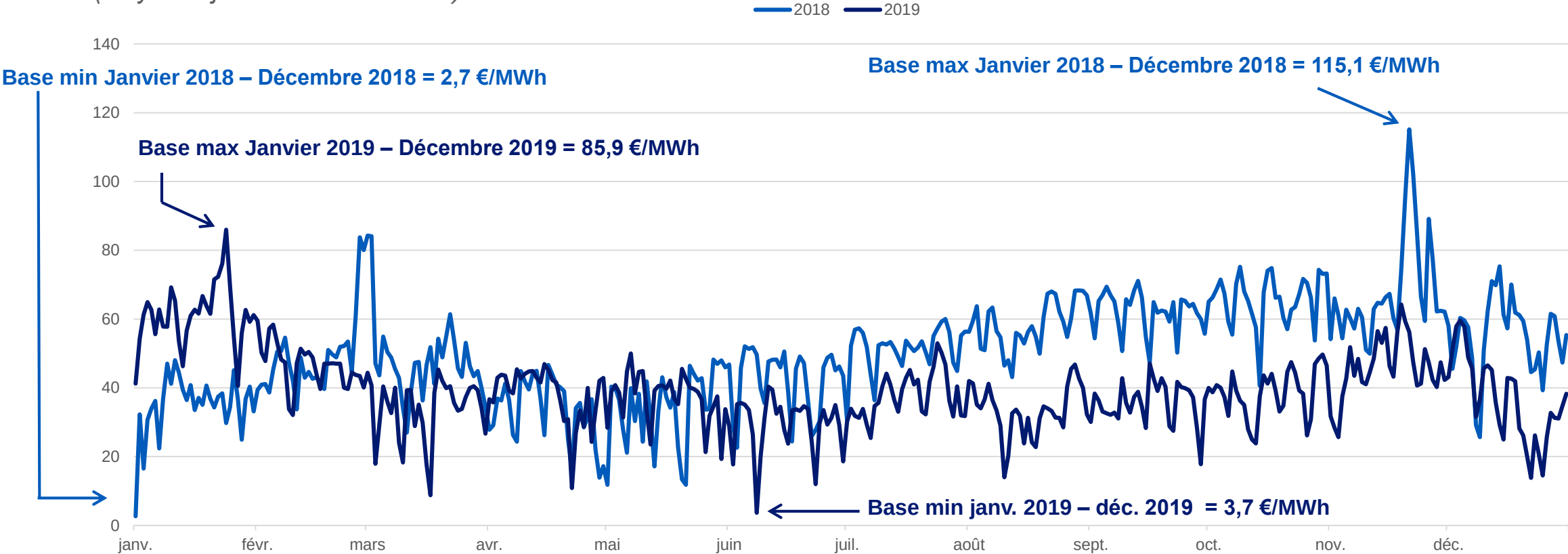


SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/01/18 AU 31/12/2019



FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN BASE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière en €/MWh)

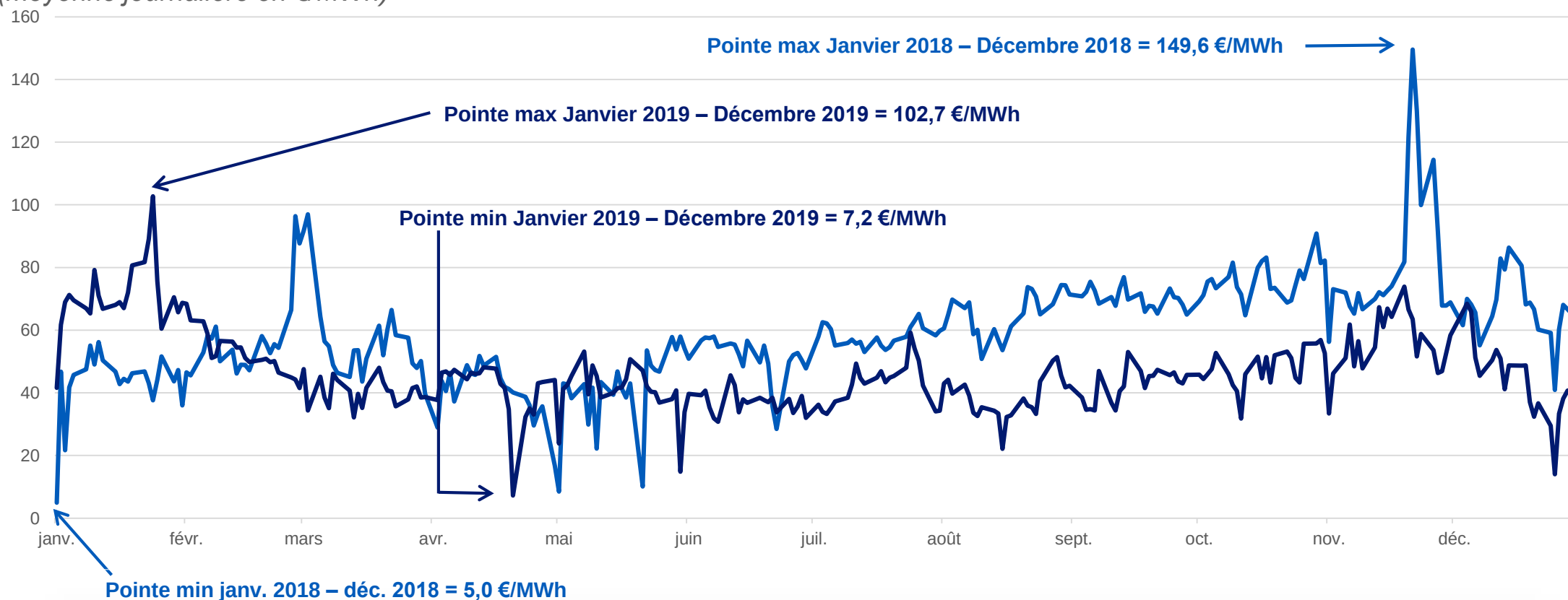


En 2019, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 39,4 €/MWh en base (-10,7 €/MWh vs 2018). Après une forte hausse en janvier (+26,2 €/MWh vs janvier 2018) du fait de températures moins clémentes qu'en janvier 2018, les prix reculent globalement sur le reste de l'année. La baisse est plus marquée à partir de juin (diminution de plus de 20€/MWh en moyenne) en raison de la diminution des prix du charbon et du gaz et d'une année plutôt venteuse combinée à une forte hydraullicité en fin d'année.

FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN POINTE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière en €/MWh)

— 2018 — 2019



En 2019, les prix spot de l'électricité en pointe se sont établis en moyenne à 46,3 €/MWh (-12,8 €/MWh vs 2018). Ils ont évolué de manière similaire aux prix en base : un mois de janvier 27,8 €/MWh plus cher que janvier 2018 en raison de températures moins clémentes, un mois de mars 16,4 €/MWh moins cher que l'an dernier en raison de la fin d'hiver plus douce. Depuis juin, les prix spot en pointe ont reculé de 23 €/MWh en moyenne du fait de la baisse des prix du gaz et du charbon, d'une plus forte production renouvelable en France et en Allemagne, et d'un léger recul de la consommation dû à des températures moins caniculaires qu'en 2018 suivies d'un début d'hiver doux.

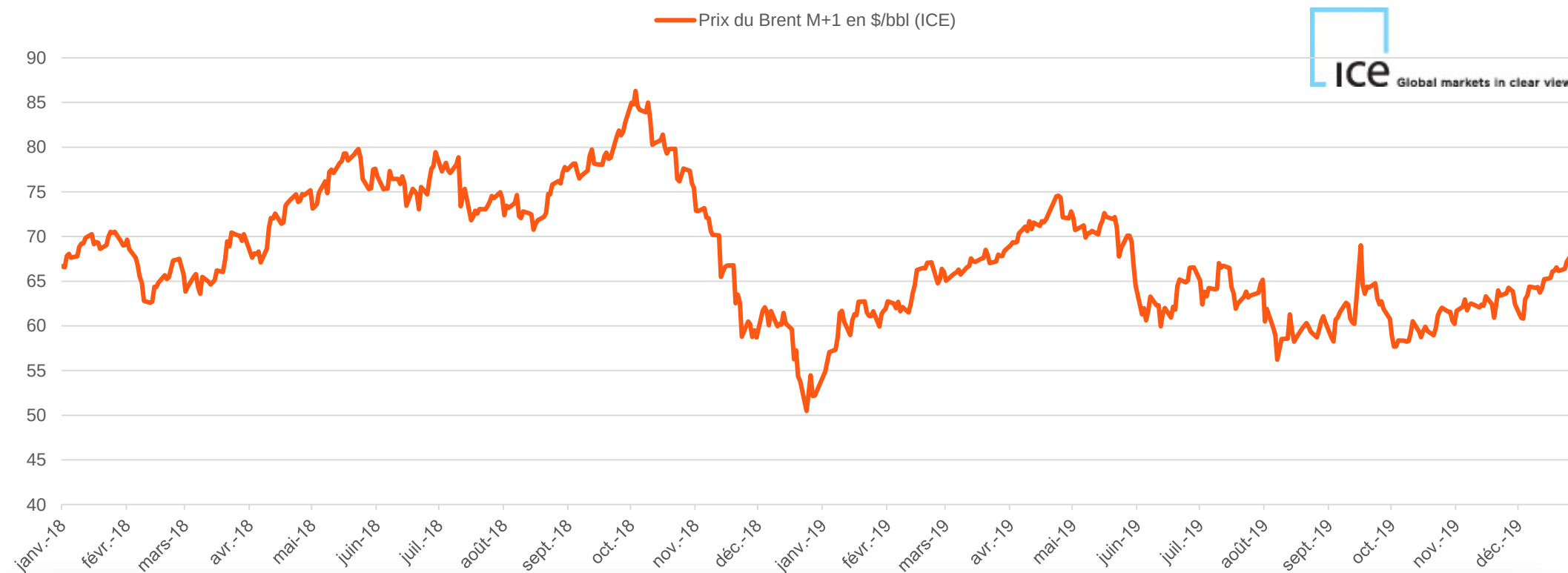
PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/01/2018 AU 31/12/2019



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 69,5 \$/t en 2019 (- 20,1 % ou - 17,5 \$/t vs 2018). En cause, une demande asiatique sans dynamisme, des stocks hauts dès le début d'année, et la meilleure compétitivité du gaz grâce à un prix du CO2 bien plus haut qu'en 2018. On observe une propagation de la défiance envers le charbon en raison de son impact climatique et sanitaire, traduite par différentes annonces de fermeture à court ou moyen terme. En septembre le prix a connu une augmentation éphémère, imputable au pic atteint par les prix du pétrole et aux annonces relatives aux écarts de fabrication identifiés par Framatome sur le procédé TTD concernant un certain nombre d'équipements installés sur le parc nucléaire français, ce qui fit craindre une sollicitation accrue des moyens thermiques. Au quatrième trimestre, il a décliné à nouveau, entraîné par l'anticipation de températures clémentes et la perspective de fermetures temporaires de centrales au charbon en Corée du Sud cet hiver.

PRIX DU BRENT ⁽¹⁾ DU 01/01/2018 AU 31/12/2019

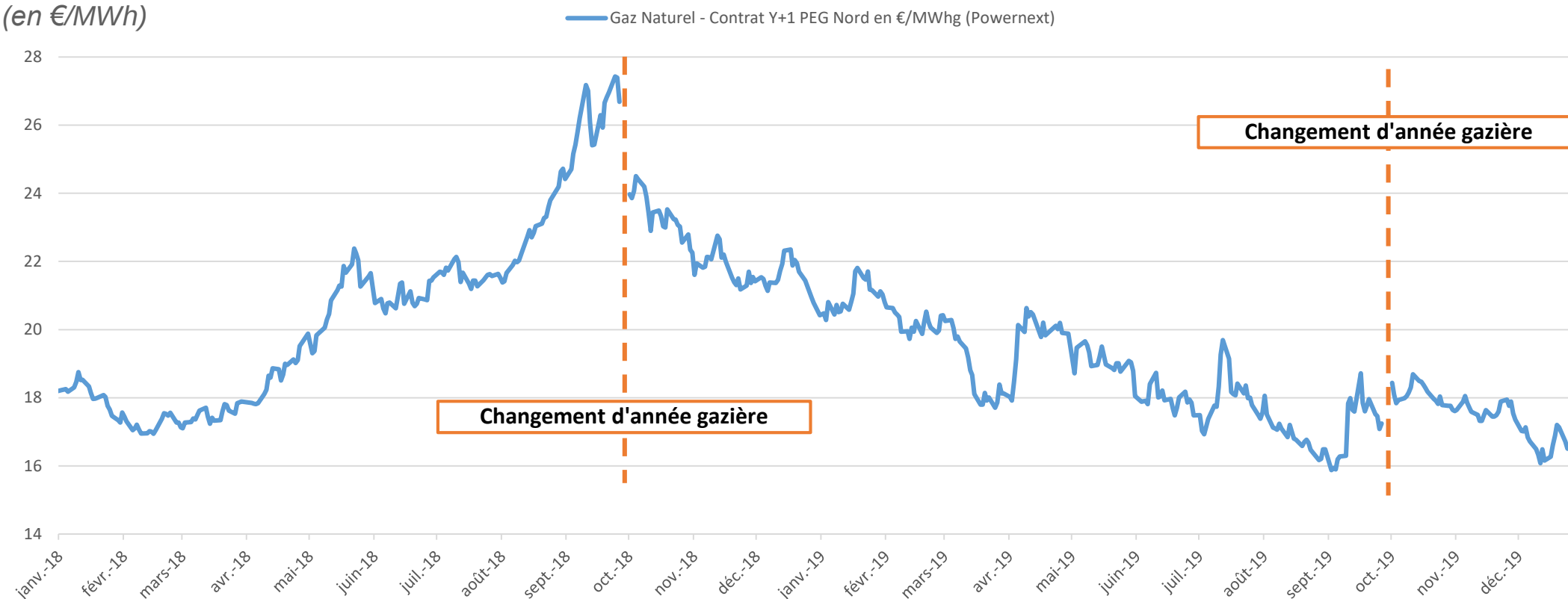
(en \$/bbl)



Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 64,2 \$/bbl en 2019 (-10,5 % ou -7,5 \$/bbl vs 2018). Sur l'année, le prix a été principalement entraîné par la perspective d'une offre abondante et d'une demande anémique. Rivé sur la croissance mondiale, le marché a modulé cette tonalité baissière au rythme des annonces sur l'avancée de l'accord commercial sino-américain. La production américaine de pétrole de schiste a crû toute l'année : les Etats-Unis sont devenus en septembre les plus grands producteurs de pétrole au monde. Face à l'afflux de pétrole, l'OPEP a confirmé sa volonté de soutenir les cours par une réduction de production lors des sommets du 1^{er} juillet et du 6 décembre. Dans ce contexte, les craintes sur la production sont restées contenues, malgré certaines phases d'emballement des cours lors d'incidents au Moyen-Orient – notamment lors de l'attaque d'installations pétrolières saoudiennes le 14 septembre.

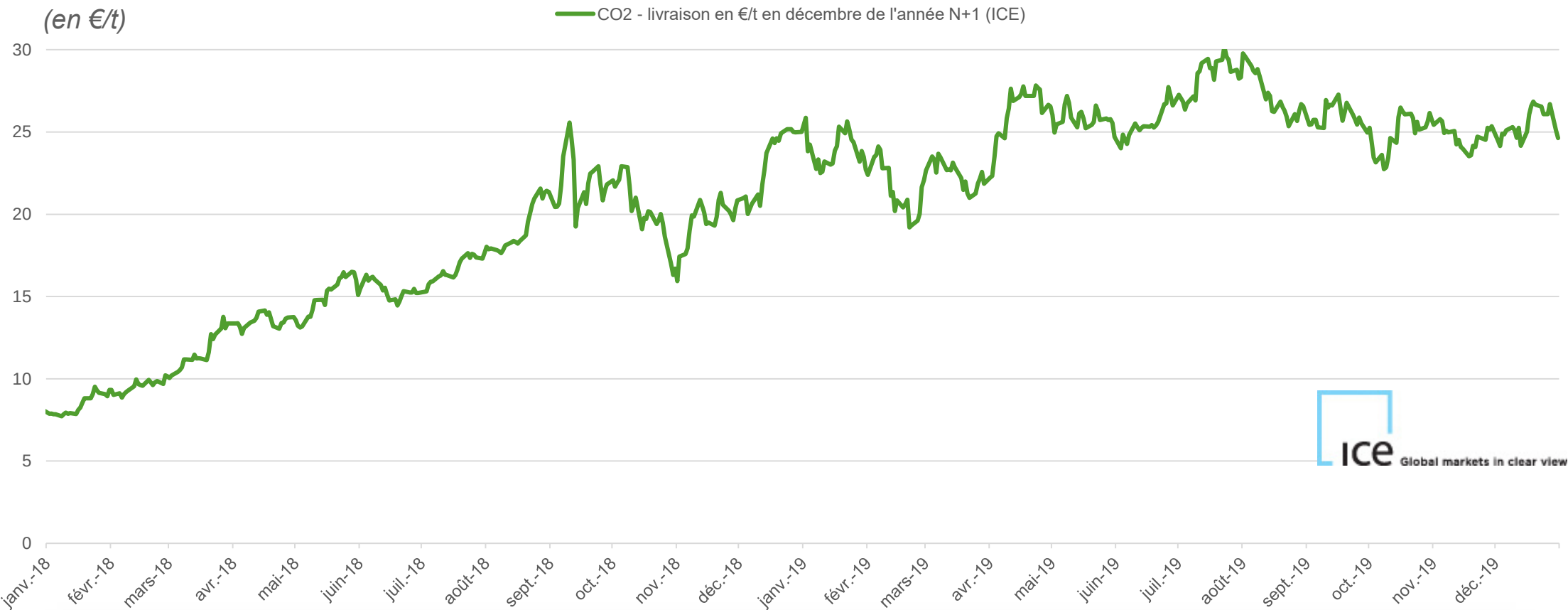
PRIX DU GAZ ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/01/2018 AU 31/12/2019

(en €/MWh)



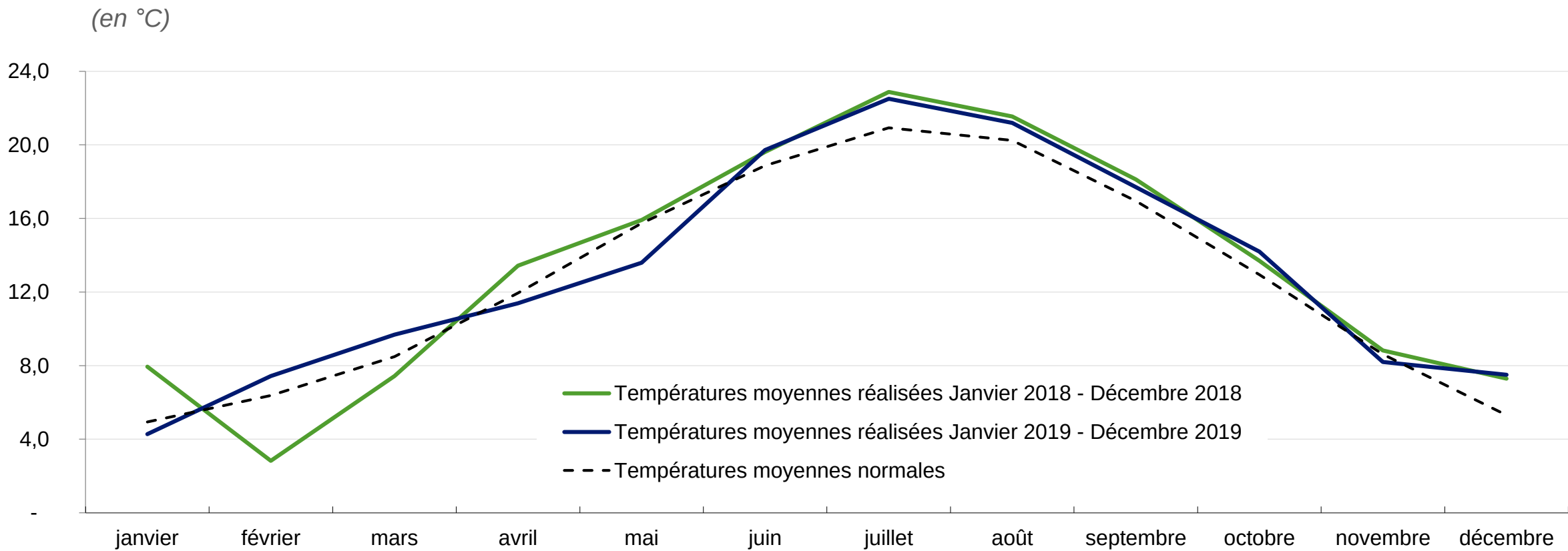
Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 18,4 €/MWh en 2019 (- 11,8 % ou -2,5 €/MWh vs 2018). Il a diminué presque constamment au fil de l'année, sous l'effet de trois facteurs prépondérants : niveau des stocks, douceur des températures et arrivées de GNL en Europe. L'afflux massif de GNL sur l'Europe est lié en particulier à l'essor de la production nord-américaine et à la préférence donnée au marché européen plutôt qu'asiatique pour écouler une partie de cette production, en raison de la proximité géographique et du niveau des prix sur les deux zones. En parallèle, la demande européenne est restée modérée avec une fin d'hiver plus douce que l'année précédente. Le niveau des stocks a évolué à la hausse jusqu'à saturation en octobre, maintenant des niveaux record sur tout le dernier trimestre (95% en moyenne au quatrième trimestre contre 86 % l'année précédente).

PRIX DU CO2 (N+1) DU 01/01/2018 AU 31/12/2019



Le prix du quota pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 25,2 €/t en 2019 (+55,9 % ou +9,0 €/t vs. 2018). Le prix du CO2 a diminué jusque mi-février, atteignant le plus bas niveau de l'année à 18,8 €/t. En cause A l'œuvre, l'annonce de possibles fermetures de centrales au charbon en Allemagne et la perspective d'un hard Brexit dès 2019, qui aurait amené un afflux de quotas sur le marché. Le prix a augmenté jusqu'à atteindre 29,8 €/t mi-juillet, plus haut niveau depuis dix ans, puis s'est stabilisé autour de 25 €/t sur le dernier trimestre tout en restant volatil.

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES ⁽¹⁾ EN FRANCE



L'année 2019 a été chaude. Elle se termine à 0,5°C au-dessus de la normale et une moyenne annuelle de 13,1°C, juste derrière 2018 qui détient le record (13,4°C de moyenne annuelle) et 2014 (13,2°C de moyenne annuelle). Le mois de décembre, notamment, a été particulièrement doux à 2,2°C au-dessus de la normale.

A noter : parmi les dix années les plus chaudes depuis 1900 se trouvent six années de la dernière décennie.

Source : Météo France
(1) Données basées sur un panier de 32 villes
RÉSULTATS ANNUELS 2019

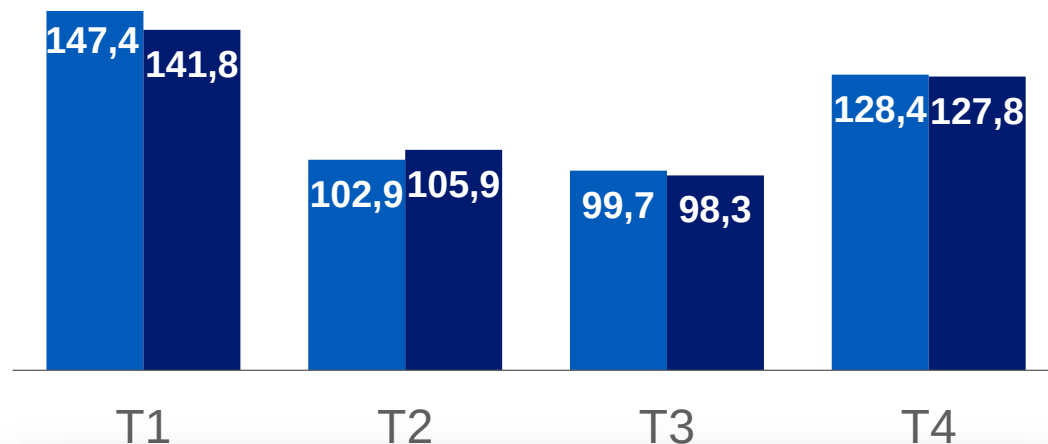
FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ

(en TWh)

Électricité (1)(2)

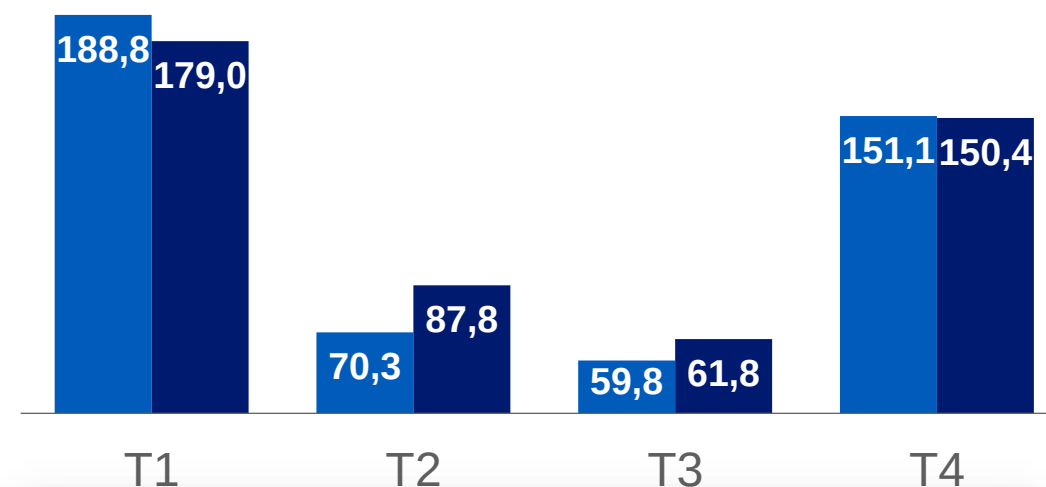
2018

2019



La consommation d'électricité France 2019 s'établit à 473,7 TWh, en baisse par rapport à 2018 (478,4 TWh, soit -1%). La demande en chauffage sur février-mars 2018 a été supérieure à celle sur 2019 du fait de la vague de froid de 2018. Les températures 2019 ont été plus douces que sur 2018.

Gaz (3)



La consommation de gaz naturel en France s'est établie à 479,0 TWh en 2019 (+1,9 %, soit +8,7 TWh vs 2018). La hausse globale a été portée par celle de la demande en chauffage en janvier 2019, ainsi que par une sollicitation plus importante des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (+7,9 TWh).

(1) Données non corrigées des aléas climatiques, y compris Corse

(2) Source 2018 - 2019 : aperçu RTE de novembre 2019 (chiffres définitifs pour 2018 - provisoires pour 2019) – estimation temps réel pour décembre 2019

(3) Source : base Pégase, Direction générale de l'énergie et de matières premières (DGEMP), Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer.



RÉSULTATS ANNUELS 2019

ANNEXES