

RCS : NANTERRE

Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

**Le greffier du tribunal de commerce de NANTERRE atteste l'exactitude des informations
transmises ci-après**

Nature du document : Documents comptables (B-S)

Numéro de gestion : 2007 B 05373

Numéro SIREN : 444 608 442

Nom ou dénomination : ENEDIS

Ce dépôt a été enregistré le 11/05/2020 sous le numéro de dépôt 11840

Greffe du tribunal de commerce de Nanterre



Documents comptables déposés en annexe du RCS

Dépôt :

Date de dépôt : 11/05/2020

Numéro de dépôt : 2020/11840

Déposant :

Nom/dénomination : ENEDIS

Forme juridique : Société par actions simplifiée

N° SIREN : 444 608 442

N° gestion : 2007 B 05373



ÉTATS FINANCIERS AU 31 DÉCEMBRE 2019

Certifié conforme

Marianne Laigneau

Marianne Laigneau
Présidente du Directoire

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	5
BILAN ACTIF	6
BILAN PASSIF	7
TABEAU DE FLUX DE TRESORERIE	8
ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS	9
NOTE 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	10
1.1 REFERENTIEL COMPTABLE	10
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	10
1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES	10
1.4 ACHATS D'ENERGIE	11
1.5 RÉCONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 CONCESSIONS	13
1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	15
1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE	15
1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	15
1.11 STOCKS	16
1.12 CREANCES D'EXPLOITATION	16
1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES	16
1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	17
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	17
1.15.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	17
1.15.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES A LONG TERME	18
1.15.3 MODES DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIES AU PERSONNEL	18
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	19
2.1 CONCESSIONS	19
2.2 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	19
2.3 DISJONCTEURS DEFAILLANTS	20
2.4 ALLONGEMENT DE LA DUREE DE VIE DES COLONNES MONTANTES	20
2.5 EVOLUTIONS TARIFAIRES	20
2.6 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.7 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	21
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE	21
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	22
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	22
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS	22
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	23
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	23
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	24
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	24
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	24
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	25
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	25
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	25
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	25
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	27
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	29
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	30
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	31
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	31
NOTE 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	32
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	32
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	33
NOTE 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	34
23.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	35
23.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE	35
23.3 HYPOTHESES ACTUARIELLES	35
23.4 ACTIFS DE COUVERTURE	35
NOTE 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	36
NOTE 25 - DETTES	36

NOTE 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	36
NOTE 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	37
27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	37
27.1.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	37
27.1.2ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS	38
27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	38
27.2.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	38
27.2.2ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT.....	38
NOTE 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	38



ÉTATS FINANCIERS

NB : Par convention, les charges sont présentées entre parenthèses.
Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou des variations.



COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	Note	2019	2018
Production de biens		20	17
Productions de services		14 459	14 396
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 479	14 413
Production stockée		2	3
Production immobilisée	4	1 720	1 670
Subventions d'exploitation		2	2
Reprises sur amortissements et provisions	5	927	751
Transfert de charges		28	29
Autres produits d'exploitation		79	82
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		17 238	16 950
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(8 381)	(8 137)
Achats d'énergie		(1 035)	(1 009)
Autres achats consommés de biens		(1 235)	(1 218)
Achats de services		(6 111)	(5 911)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(754)	(765)
Charges de personnel	8	(2 729)	(2 750)
Salaires et traitements		(1 789)	(1 760)
Charges sociales		(940)	(990)
Dotation d'exploitation		(3 563)	(3 508)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 727)	(2 623)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(34)	(21)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(802)	(864)
Autres charges d'exploitation	11	(597)	(586)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(16 023)	(15 746)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 215	1 204
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	-
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Reprises sur provisions et transferts de charges		6	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		9	9
Dotations financières aux amortissements et provisions		(130)	(119)
Interêts et charges assimilées		(5)	(4)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(135)	(123)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(127)	(115)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 088	1 089
Produits exceptionnels sur opérations en capital		17	21
Reprises sur provisions et transferts de charges		234	212
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		251	234
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(1)	(4)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(1)	(4)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(270)	(327)
Dotations aux provisions réglementées		(270)	(327)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(271)	(331)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII-VIII)	13	(20)	(97)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(370)	(396)
TOTAL DES PRODUITS (I + III + V + VII)		17 497	17 192
TOTAL DES CHARGES (II + IV+VI+VIII+ IX)		(16 799)	(16 596)
BENEFICE OU PERTE		698	596

BILAN ACTIF

En millions d'euros	Note	31/12/2019			31/12/2018
		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	2 377	(1 182)	1 195	1 131
Terrains		128	(5)	123	115
Constructions		1 980	(829)	1 152	1 052
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 868	(4 798)	3 070	3 025
Autres immobilisations corporelles		1 149	(820)	329	349
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	11 125	(6 452)	4 673	4 542
Terrains		8	-	7	7
Constructions		676	(556)	120	127
Installations techniques,matériels et outillages industriels		86 812	(38 313)	48 499	46 884
Autres immobilisations corporelles		28	(22)	6	5
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	87 523	(38 891)	48 632	47 023
Immobilisations corporelles en cours	15	1 611	-	1 611	1 546
Immobilisations incorporelles en cours		140	-	140	123
Participations et créances rattachées		31	(3)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	5	4
Immobilisations financières	16,17	35	(3)	32	32
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		102 812	(46 528)	56 283	54 396
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		211	(4)	207	218
En cours de production et autres stocks		19	-	19	17
Stocks et encours		231	(4)	226	235
Avances et acomptes versés sur commandes	17	29	(1)	28	45
Créances clients et comptes rattachés		2 911	(16)	2 896	2 503
Autres créances d'exploitation		913	(23)	891	2 204
Créances d'exploitation	17	3 825	(38)	3 786	4 708
Disponibilités	18	3	-	3	5
Charges constatées d'avance	17	20	-	20	21
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		4 107	(43)	4 064	5 013
IV. FRAIS D'EMISSION D'EMPRUNT A ETALER		1	-	1	1
V. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		-	-	-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		106 919	(46 571)	60 348	59 410

BILAN PASSIF

En millions d'euros	Note	31/12/2019	31/12/2018
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		10	10
Réserve réglementée (Loi du 29.12.76)		8	8
Ecarts de réévaluation		18	18
Réserve légale		27	27
Réserves spéciales		-	-
Réserves réglementées		27	27
Report à nouveau		1 252	1 212
Résultat de l'exercice		698	596
Subventions d'investissement reçues		75	76
Amortissements dérogatoires		1 406	1 370
Provisions réglementées		1 406	1 370
CAPITAUX PROPRES	19	5 441	5 265
Comptes spécifiques des concessions	20	36 636	36 026
I. TOTAL FONDS PROPRES		42 077	41 291
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	200	387
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 771	8 867
Avantages du personnel	23	3 592	3 403
Autres charges	24	420	364
Provisions pour charges		12 783	12 634
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		12 983	13 021
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres emprunts		500	500
Autres dettes		8	25
Emprunts et Dettes financières		508	525
Avances et acomptes reçus		264	252
Fournisseurs et comptes rattachés		1 889	1 779
Dettes fiscales et sociales		1 343	1 330
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		918	934
Autres dettes		183	85
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers		4 332	4 127
Produits constatés d'avance		184	193
III. TOTAL DETTES	25	5 288	5 097
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		60 348	59 410

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros

	2019	2018
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	1 068	992
Amortissements, provisions	2 773	2 971
(Plus) ou moins values de cessions	46	44
Elimination des (produits) et charges financières	2	1
Variation du besoin en fonds de roulement	(152)	8
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	12	11
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	<i>3 748</i>	<i>4 026</i>
Frais financiers nets dont dividendes reçus	(1)	1
Impôts sur le résultat payés	(362)	(365)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 385	3 661
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 271)	(3 980)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	7	10
Variation d'actifs financiers	(0)	1
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(4 264)	(3 969)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	250	500
Remboursements d'emprunts	(250)	-
Dividendes versés	(556)	(513)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	127	117
Augmentation de capital		
Subventions d'investissement reçues et divers	8	2
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(422)	106
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(1 301)	(202)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	1 746	1 948
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	446	1 746

ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS



Note 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, a pour principal objet d'assurer en France Continentale les missions de développement, d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité.

Enedis est consolidée selon la méthode de l'intégration globale par la société EDF SA qui détient la totalité de son capital.

1.1 REFERENTIEL COMPTABLE

Enedis présente ses comptes selon les principes et méthodes comptables applicables en France.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2018.

1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La préparation des états financiers conduit l'entreprise à faire des estimations et à retenir des hypothèses, susceptibles d'avoir un impact sur la valeur des éléments d'actif et de passif ainsi que des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles. Il en est notamment ainsi pour :

- la réconciliation temporelle ;
- la provision pour renouvellement et les provisions pour risques ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 28 janvier 2020 et présentés au Conseil de Surveillance du 12 février 2020.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'acheminement et des prestations de services associées, ainsi que par les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) correspondant aux contributions définies par l'article L. 342-6 du Code de l'énergie.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire lorsque l'électricité a été acheminée jusqu'au point de livraison et lorsque l'ouvrage est connecté au réseau pour les raccordements.

Les quantités d'acheminement livrées non relevées non facturées (acheminement en compteur) sont estimées à partir :

- des quantités consommées par les sites desservis par Enedis ;
- des quantités facturées ;
- et d'une évaluation statistique des pertes (cf. Note 1.5).

L'évaluation de l'acheminement en compteur est faite sur la base d'un prix moyen ou du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du TURPE. Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance et des options tarifaires souscrites et de l'énergie acheminée. Le TURPE a vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux, y compris une rémunération spécifique du capital investi.

Conformément à la délibération du 28 juin 2018, le tarif d'acheminement TURPE 5 bis HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2018.

Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'inflation, de l'apurement d'un Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2% et depuis le TURPE 5 bis HTA/BT, de la prise en compte de l'impact de la



modification du périmètre des capitaux propres régulés et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, sur la période 2018-2020.

Le CRCP est un mécanisme mis en place dans le cadre du TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des catégories préalablement identifiées de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les évolutions de tarif, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Le CRCP, suivi de façon extra-comptable, s'apure par ajustement de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles ultérieures.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières (bonus ou malus) résultant du mécanisme de régulation incitative.

Le tarif prend également en compte le Compte Régulé de Lissage (CRL), un mécanisme extra-comptable mis en place par la CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014 afin de différer les effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués. A compter de 2023, le CRL sera progressivement repris au travers d'ajustements de tarif, jusqu'à son complet apurement à la fin de l'année 2030.

1.4 ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie servent à compenser les pertes constatées sur le réseau de distribution. Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués essentiellement par appels d'offres auprès de fournisseurs qualifiés et par des souscriptions à l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique). Les contrats portant sur des produits de marché sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués et les souscriptions à l'ARENH en cours sont comptabilisés en engagements hors bilan.

Afin d'équilibrer les besoins en matière de compensation des pertes à court terme et de limiter ainsi le coût des frais liés aux écarts facturés par RTE, des achats et des ventes sont réalisés, pour les livraisons du lendemain, sur le marché EPEX SPOT.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 5), la Commission de régulation de l'énergie a introduit une régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes. En application de cette régulation, Enedis a mis en place des contrats de vente à prix fixe de livraison d'électricité et a souscrit des achats ARENH pour un volume équivalent. Ces contrats portant sur l'électricité en tant que produit énergétique de gros ne sont pas qualifiés d'instruments financiers à terme au sens de la réglementation. Lors de leur dénouement, les ventes sont présentées en net du coût d'achat d'énergie afin de traduire la couverture économique associée.

1.5 RÉCONCILIATION TEMPORELLE

Pour assurer l'équilibre du réseau électrique, le gestionnaire du réseau de transport RTE met en œuvre, sous le contrôle de la CRE, deux mécanismes :

- le mécanisme d'ajustement lui permettant de réserver des puissances en infra journalier sur des critères de préséance économique auprès d'acteurs d'ajustement sélectionnés ;
- le dispositif de Responsable d'Equilibre (RE) dont la finalité est de comptabiliser par acteur les bilans d'énergie en prévisionnel et en réalisé, et de financer le coût d'ajustement en pénalisant ces acteurs lorsque les défauts de prévision contribuent à activer les réserves d'ajustement.

Dans ce cadre, Enedis, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, a pour mission :

- de communiquer à RTE les flux a posteriori par Responsable d'Equilibre sur le périmètre de son réseau ;
- d'être Responsable d'Equilibre pour ses pertes.

Dans l'exercice de cette mission, Enedis doit procéder à un certain nombre d'estimations en raison de l'absence de mesure directe et simultanée de l'ensemble de la consommation - notamment pour les particuliers équipés de compteurs « classiques » ne permettant pas la relève des index à distance - et par

conséquent de la non disponibilité de la mesure exacte des pertes du réseau de distribution.

Pour conjuguer règlement financier des écarts constatés et précision dans la répartition des flux par acteurs, les bilans par Responsable d'Equilibre sont réalisés comme suit :

- le processus « écarts » en M+1, M+3, M+12 qui s'appuie sur une modélisation des flux hebdomadaires d'énergie à pas demi-horaire au travers d'un modèle de profilage des consommations et d'un modèle de pertes ;
- le processus de réconciliation temporelle en M+26 qui permet de re-répartir entre acteurs, une fois les relevés disponibles, les énergies calculées sur une année et d'en déduire les écarts et les niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs pour une période de référence de douze mois donnée, conduit à déterminer, en octobre de l'année N, un bilan énergétique, réputé exact en énergie au sens des règles de marché actuelles, sur la période juillet N-2/juin N-1 et, corrélativement, le niveau définitif de pertes sur cette période au sens de ces mêmes règles, donnant lieu à flux financiers entre RTE et Enedis et enregistrement comptable en achats de pertes.

Les comptes de l'année N comportent, en conséquence, les incidences :

- d'une part, du résultat définitif du processus Recotemp connu en octobre de l'année N en achats de pertes et la meilleure vision de l'acheminement en compteur de la manière exposée ci-dessous ;
- et d'autre part, de la meilleure estimation du résultat du processus Recotemp portant sur les périodes juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée) et juillet N/décembre N (Recotemp en cours), dont les résultats définitifs seront connus respectivement en octobre N+1 et en octobre N+2.

Du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle et des différents éléments qui ont un impact sur le taux de pertes (climat, production décentralisée, effets de « séparation des périodes » entre les périodes Recotemp), les impacts estimés relatifs aux processus Recotemp sont établis selon la méthode suivante :

- S'agissant du taux de pertes utilisé pour estimer les achats de pertes :
 - o pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux consommations brutes sur le réseau correspond à la meilleure estimation du taux de pertes projeté par les responsables métier d'Enedis, à partir des premiers résultats de la réconciliation temporelle relative à cette période ;
 - o pour la période juillet N/juin N+1 (Recotemp en cours), et en l'absence, à fin décembre N, d'éléments d'analyse relatifs à cette période, le taux de pertes prévisionnel est défini comme étant égal à la moyenne pondérée par les volumes entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, rapporté aux consommations brutes.
- S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux de pertes utilisé est respectivement égal à la moyenne pondérée des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée. Pour la période de juillet N-1/juin N et juillet N/juin N+1, le taux est rapporté aux consommations brutes comme pour l'estimation des achats de pertes.

Ce processus d'estimation conduit à ajuster le niveau des pertes et les volumes d'énergie acheminés non relevés en fin de période selon les modalités précédemment définies. Les ajustements sur les achats de pertes sont enregistrés en « Autres charges d'exploitation » et ceux relatifs à l'acheminement en « Chiffre d'Affaires ».

En application des modalités d'estimation retenues pour les pertes et l'acheminement en compteur décrites ci-avant, une variation de + / - 0.1% du taux de pertes de la Recotemp 15 relative à la période juillet 2018 - juin 2019, non clôturée au 31 décembre 2019, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 27 millions d'euros, dont 20 millions d'euros au titre des achats de pertes et 7 millions d'euros au titre de l'acheminement en compteur.

1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de frais de développement,

des dépenses liées à la cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur et des dépenses de qualification du matériel produit pour les besoins du projet Linky.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque les critères d'inscription à l'actif sont remplis.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, globalement comprise entre 5 et 20 ans, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises, complété d'un amortissement dérogatoire des logiciels créés par la société amortis intégralement l'année de leur mise en service.

1.7 CONCESSIONS

Conformément au code de l'énergie et au code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

MODELES DE CONTRAT

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 a été négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011 (en dérogation du modèle de contrat de 1992), l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme. Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI que les investissements faisant l'objet de l'engagement financier

d'Enedis n'auraient pas été réalisés pour le montant total de cet engagement, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

LES CONCESSIONS

Enedis est titulaire de 442 concessions de distribution publique d'électricité au 31 décembre 2019 (475 au 31 décembre 2018). Cette diminution est essentiellement due à des regroupements de concessions (par extension du périmètre géographique de contrats en cours ou par regroupement de contrats détenus par des métropoles, des communautés urbaines ou des communes nouvelles, à l'occasion de leur renouvellement).

TRAITEMENT COMPTABLE

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques :

Actif - Immobilisations du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par Enedis, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement.

La société :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Les immobilisations corporelles construites ou acquises par Enedis sont évaluées au coût de production ou d'acquisition :

- La valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner.
- Le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale, mesurée par référence à leur coût de remplacement. Cette valeur de remplacement tient compte de l'âge et de l'obsolescence technologique, le cas échéant, des colonnes montantes rejoignant le domaine concédé.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

Pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977, le cas échéant, la valeur réévaluée des immobilisations a été déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires

L'ensemble des valeurs immobilisées est amorti selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

Passif - Comptes spécifiques des concessions

Les passifs associés aux concessions se décomposent de la façon suivante :

- Droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) ;
- Contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés, quelle que soit l'origine du financement) ;
- Déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire. Pour la part des ouvrages financée par le concessionnaire, une créance sur le concédant est ainsi constatée. Cette créance diminue au fur et à mesure de l'utilisation du bien.
- Droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :

- Amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien ;
- Provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel d'amortissements et de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

L'essentiel des immobilisations corporelles du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment).

Ces immobilisations sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production comme définis pour les immobilisations en domaine concédé (cf § 1.7), diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable, complété d'un amortissement dérogatoire en mode dégressif pour les installations éligibles, principalement les postes sources et leurs transformateurs.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	40 ans ou 50 ans
Postes de transformation	30 ans ou 40 ans
Installations de comptage	20 à 30 ans (*)
Branchements	40 ans à 60 ans (**)

(*) Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré dans le cadre du programme Linky de remplacement des compteurs.

(**) Au 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un allongement de la durée d'utilité des colonnes montantes de 40 à 60 ans (cf. note 2.4).

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Les immobilisations financières sont principalement constituées :

- des placements financiers auprès d'EDF dans le cadre de la gestion centralisée de la trésorerie du Groupe et des intérêts courus attachés ;
- de titres de participation et prêts accordés aux filiales ;
- de prêts octroyés au personnel, notamment de prêts « accession à la propriété » accordés aux

salariés jusqu'en octobre 2005 pour l'acquisition de leur résidence principale.

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Pour certains titres non cotés, la valeur d'utilité est déterminée à partir des actifs nets ou d'autres éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.11 STOCKS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- Les matières et matériels d'exploitation tels que les compteurs et les câbles évalués à leur coût d'acquisition ;
- Les en-cours de travaux ou de prestations de services, évalués au coût de production, sur des bases statistiques ;
- Les certificats de capacité détenus dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacités électriques mis en place depuis 2017. Ils sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

A la date d'arrêté, les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Pour les encours de production, lorsque le prix de vente probable est inférieur au prix de revient, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

1.12 CREANCES D'EXPLOITATION

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'acheminement de l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'acheminement de l'énergie livrée non relevée et non facturée (dit « acheminement en compteur »).

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable.

Pour les clients finals ayant un contrat unique avec leur fournisseur d'énergie et suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) du 19 mars 2013, le risque d'impayé sur la part acheminement est supporté par les distributeurs. Ceci a conduit Enedis à constituer une provision pour couvrir la charge d'irrecouvrable au titre des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2012. En ce qui concerne les clients finals ayant un contrat d'accès au réseau de distribution distinct, le risque d'impayé est porté par Enedis et le risque de non recouvrement des créances est apprécié individuellement.

Le risque de non recouvrement des créances sur travaux et prestations de raccordement est apprécié sur une base statistique issue de l'observation de l'historique des règlements.

1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations calculés selon le mode dégressif (sont principalement concernés les postes sources et leurs transformateurs) ;
- les amortissements dérogatoires sur l'exercice de la mise en service des logiciels créés par la société.

1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Une provision est comptabilisée par Enedis lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir des hypothèses retenues par l'entreprise et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Electriques et Gazières (IEG), les agents d'Enedis bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, tarif agent, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles et d'invalidité / décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG). Créée par la Loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par Enedis au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO), auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

La CTA finançant les droits spécifiques « passés » relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, Enedis ne comptabilise de ce fait qu'une provision pour engagement de retraite au titre des droits acquis à compter du 1^{er} janvier 2005.

Du fait du mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par Enedis au titre de ses engagements.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel, dit « tarif agent ». L'engagement d'Enedis à ce titre correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient pour Enedis, y compris la quote part supportée par Enedis de la soultte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie.
- Les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- Les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – paragraphe

5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;

- Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- L'aide aux frais d'études : cet avantage familial extra statutaire a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins ;
- Le compte épargne jours retraite : les dispositions du régime Congé Epargne Jours Retraite (CEJR) s'appliquent aux nouveaux embauchés bénéficiaires du Statut National du personnel des IEG à compter du 1^{er} janvier 2009 qui ne bénéficient pas des bonifications de services conformément aux dispositions du décret du 22 janvier 2008. Ces salariés bénéficient chaque année de l'attribution de jours non travaillés proportionnellement à leur taux de service actif.

1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les salariés en activité et comprennent :

- Les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- Les médailles du travail ;
- Les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de la méthode de référence définie à l'article 324-1 du Règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, l'entreprise comptabilise les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à l'article 324-1 du Règlement pré-cité :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10% du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision, sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus, correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Note 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE

2.1 CONCESSIONS

A la suite de l'accord sur un nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR, France urbaine et EDF, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2019. A fin 2019, plus de 170 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec des métropoles, des communautés urbaines, des syndicats - départementaux ou intercommunaux - et des communes. Plus de 50% des contrats avec des syndicats départementaux et des contrats avec des métropoles ou communes urbaines ont d'ores et déjà été renouvelés selon le nouveau modèle. Conformément à l'accord conclu avec la FNCCR, France urbaine et EDF, l'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin de renouveler l'ensemble des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à 2021.

2.2 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Le déploiement de compteurs communicants Linky a pour objectif d'équiper 90% du parc de comptage basse tension d'ici 2021. Le nouveau dispositif de comptage permet notamment au distributeur de relever les index et d'intervenir à distance, et au client de recevoir ses factures sur index réel et de mieux maîtriser sa consommation d'électricité via son suivi sur internet.

Ce projet industriel représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période 2014-2021.

Le projet bénéficie d'un cadre réglementaire stabilisé et sécurisé sur 20 ans, fixé dans la délibération de la CRE publiée au Journal officiel le 30 juillet 2014, et qui prévoit :

- Une rémunération spécifique assortie d'une régulation incitative sur les coûts, délais, qualité de service
- Un différé tarifaire jusqu'en 2021 à travers un « compte régulé de lissage », assorti d'une compensation des coûts de portage financier, et apuré totalement d'ici à 2030.

Par ailleurs, comme le prévoyait la délibération de juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système de comptage évolué (Linky) sur les années 2020 et 2021 a fait l'objet d'une délibération de la CRE, le 19 décembre 2019, portant projet de décision qui a été transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie. Les objectifs de régulation incitative de la qualité de service y sont renforcés.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1^{er} décembre 2015, le projet s'est poursuivi dans la cadre de la deuxième et dernière tranche de déploiement prévue. A fin 2019, il avait démarré dans plus de 21 000 communes. Le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 23,4 millions de compteurs Linky et 550 000 concentrateurs sont installés dans les postes. Le projet Linky respecte ses objectifs et Enedis, dans l'attente de la validation formelle des résultats courant 2020 par la CRE, anticipe un bonus au titre du bilan à fin 2019 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts, les délais et la qualité de service. A fin 2019, près de 21,6 millions de compteurs posés sont communicants (soit 57,5% du parc, pour une cible de régulation incitative fixée par la CRE à 46,0% à fin 2019). Au 31 décembre 2019, 2,7 milliards d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2014 (dont 822 millions d'euros sur l'exercice 2019).



2.3 DISJONCTEURS DEFAILLANTS

Un fournisseur de matériel a alerté Enedis sur le possible dysfonctionnement de la fonction différentielle de disjoncteurs fabriqués entre mai 2017 et mars 2019. Enedis a pris en compte cette alerte en vertu du principe de précaution et mène depuis l'été 2018 une campagne d'identification de ces disjoncteurs, afin d'en effectuer le remplacement systématique, qu'ils aient été posés par Enedis ou par un tiers. Cette campagne se poursuivra en 2020.

2.4 ALLONGEMENT DE LA DUREE DE VIE DES COLONNES MONTANTES

L'inventaire détaillé et localisé des branchements, lancé en 2016 afin de répondre à l'obligation faite par l'article 153 de la Loi sur la Transition Energétique et pour la Croissance Verte du 17 août 2015, a apporté une meilleure connaissance du parc des colonnes montantes en exploitation. Enedis a ainsi constaté un très bon comportement en exploitation des colonnes montantes d'immeubles, y compris pour les ouvrages de plus de 40 ans (durée d'amortissement actuelle).

Pour compléter ce constat, des études de durée de vie ont été lancées fin 2017. Ces études ont porté sur la tenue technique des ouvrages (revue des prescriptions des matériels et réalisation de tests de vieillissement de matériels prélevés sur leur lieu d'exploitation par des laboratoires indépendants), leurs conditions d'exploitation (études d'incidentologie en fonction de l'âge des ouvrages et analyses statistiques du stock) et l'évolution du parc.

Les études ont été finalisées à la fin de l'année 2019, permettant à Enedis de conclure que la meilleure estimation de durée de vie de ces ouvrages est de 60 ans.

Enedis a donc procédé à un changement d'estimation dans ses comptes au 31 décembre 2019 pour l'ensemble des colonnes montantes. Ce changement, mis en œuvre de façon prospective, est sans impact sur les dotations aux amortissements pour l'exercice 2019. En revanche, certains ouvrages n'étant plus à renouveler pendant l'exécution des contrats de concession en cours, une reprise de provision pour renouvellement des ouvrages concernés a été enregistrée pour un montant de 60 millions d'euros au 31 décembre 2019.

2.5 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Le 25 juin 2019, la CRE a publié une délibération portant décision sur l'évolution de la grille des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5 bis HTA-BT) au 1^{er} août 2019. L'évolution moyenne est de +3,04 %.

Par ailleurs, la version 6 du barème de facturation des raccordements approuvée par la Commission de Régulation est entrée en vigueur le 24 octobre 2019. Ce nouveau barème intègre l'ajout de nouvelles formules de coûts simplifiées pour de nombreuses opérations de raccordement dont le raccordement d'installations de stockage et de bornes IRVE (infrastructures de recharge de véhicules électriques), l'introduction de la demande anticipée de raccordement, la simplification de la facturation des branchements provisoires et la mise à jour des prix du barème. Une version 6.1 du barème entrera en vigueur le 24 janvier 2020, intégrant la facturation des actes non déléguables associés à la maîtrise d'ouvrage déléguée mise en place dans le cadre de la loi pour un Etat au Service d'une Société de Confiance (loi Essoc).

2.6 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE

Le Fonds de Péréquation d'Electricité (FPE), prévu aux articles L. 121-29 et suivants du Code de l'énergie, est un mécanisme de péréquation entre gestionnaires de réseaux d'électricité mis en place en raison de l'existence d'un unique tarif d'utilisation du réseau public d'électricité calculé à partir des coûts d'Enedis. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux. Dans le cadre de ces mécanismes, Enedis est amenée à verser des contributions au FPE.

Le ministre chargé de l'énergie arrête, après avis du conseil de la péréquation des charges de la distribution d'électricité, les valeurs des coefficients servant au calcul de la péréquation forfaitaire, ainsi que les montants des dotations et des contributions correspondants.

Deux entreprises locales de distribution, Gérédis Deux-Sèvres et SRD, gestionnaires des réseaux de distribution respectivement dans les départements des Deux-Sèvres et de la Vienne, ont contesté auprès du Conseil d'Etat les arrêtés ministériels qui fixaient les coefficients à appliquer pour le fonds de péréquation

pour les années 2012 à 2015.

Dans sa décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat avait annulé les arrêtés rectificatifs du 15 juillet 2016 qui fixaient les coefficients à appliquer d'une part pour les années 2012 à 2014 et d'autre part pour l'année 2015, au motif que les auteurs des arrêtés contestés avaient commis une erreur de droit sur les modalités de calcul des coefficients de la formule de péréquation.

Les arrêtés relatifs aux exercices 2012 à 2017 ont été publiés au Journal Officiel du 21 juin 2019 et ceux relatifs aux exercices 2018 et 2019 ont été publiés au JO du 19 octobre 2019. Enedis a donc enregistré la charge correspondante et repris la provision comptabilisée fin 2018. La charge au titre de la contribution d'Enedis à la péréquation forfaitaire s'élève à 217 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2019, dont 160 millions d'euros au titre de la période 2012-2017.

2.7 EVENEMENTS CLIMATIQUES

L'année 2019 a été tout particulièrement impactée par des événements climatiques significatifs (tempête Miguel de juin, orages et canicule en juillet, tempête Amélie et épisode de neige collante exceptionnel en novembre, vents violents et tempêtes Elsa et Fabien en décembre,...), générant des surcoûts pour remettre en service, réparer et consolider le réseau (soit 60 millions d'euros en 2019). Ces événements climatiques ont également impacté le montant des indemnités de coupures longues qui s'élèvent à 117 millions d'euros. Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la Force d'Intervention Rapide Electricité (déclenchée à 7 reprises) ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

En millions d'euros	2019	2018
Ventes d'acheminement (1)	13 347	13 279
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	179	184
Autres ventes de services (3)	933	932
Autres ventes de biens	20	17
Chiffre d'affaires	14 479	14 413

- (1) L'augmentation du chiffre d'affaires acheminement est notamment liée à l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 5 de -0,21% au 1^{er} août 2018 et de +3,04% au 1^{er} août 2019 (voir note 2.5)
- (2) Les services liés à l'acheminement sont constitués principalement des prestations figurant au catalogue des prestations, validé par la CRE.
- (3) Ce montant comprend notamment 734 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2019 (709 millions d'euros en 2018).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE

En millions d'euros	2019	2018
Matériel	1 087	1 062
Main d'œuvre	633	608
Production immobilisée	1 720	1 670

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 40% par la production immobilisée et à hauteur de 60% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2019	2018
Reprise de provision pour risques (1)	211	32
Reprise de provisions pour charges	662	690
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	<i>301</i>	<i>319</i>
<i>Renouvellement du domaine concédé</i>	<i>135</i>	<i>109</i>
<i>Autres provisions pour charges (2)</i>	<i>226</i>	<i>262</i>
Reprise d'amortissement du domaine concédé	35	11
Reprise de dotation pour dépréciation	20	18
Reprises sur amortissements et provisions	927	751

(1) Correspond à la reprise au titre du FPE 2012-2017 pour 140 millions d'euros

(2) Cette rubrique comprend notamment :

- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2018 pour un montant de 50 millions d'euros (49 millions d'euros en 2018).
- la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 132 millions d'euros (138 millions d'euros en 2018).

Note 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

En millions d'euros	2019	2018
Achats de services (1)	(6 111)	(5 911)
Achats d'énergie (2)	(1 035)	(1 009)
Achats consommés de biens (3)	(1 235)	(1 218)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(8 381)	(8 137)

(1) Les achats de services comprennent :

- Les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 616 millions d'euros (3 633 millions d'euros en 2018)
- Les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 230 millions d'euros (242 millions d'euros en 2018)
- La contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 440 millions d'euros (205 millions en 2018).

(2) Les achats d'énergie correspondent aux achats d'électricité pour couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique et intègrent la consommation de certificats de capacité.

(3) Cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels d'interface clientèle et de câbles électriques.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

En millions d'euros	2019	2018
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(349)	(353)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(253)	(251)
Impôts et taxes sur rémunérations	(67)	(78)
Taxes foncières	(43)	(41)
Autres impôts et taxes	(42)	(42)
Impôts, taxes et versements assimilés	(754)	(765)

(1) Correspond à la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

(2) Dont 160 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (162 millions d'euros en 2018) et 93 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (89 millions d'euros en 2018).

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2019	2018
Salaires et traitements	(1 789)	(1 760)
Charges sociales	(940)	(990)
Charges de personnel	(2 729)	(2 750)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- Une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 398 millions d'euros en 2019 (1 381 millions d'euros en 2018);
- Une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 330 millions d'euros en 2019 (319 millions d'euros en 2018).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 503 millions d'euros en 2019 (502 millions d'euros en 2018) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 293 millions d'euros en 2019 (351 millions d'euros en 2018).

Effectifs au 31 décembre 2019

	2019			2018
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	6 139	174	6 313	6 103
Executions, Agents de maîtrise et Techniciens	30 126	2 315	32 441	32 588
Effectifs	36 265	2 489	38 754	38 691

(1) Dont 1 322 personnes en contrat d'apprentissage et 575 personnes en contrat de professionnalisation.

Les effectifs représentent le nombre d'agents d'Enedis y compris les agents mixtes rapportés à la part électricité.

Effectifs moyens payés en 2019

	2019			2018
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 557	2 388	37 945	38 003

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2019	2018
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(294)	(260)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 432)	(2 363)
Domaine propre	(435)	(428)
Domaine concédé	(1 997)	(1 935)
Dotations aux amortissements	(2 727)	(2 623)

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2019	2018
Provisions pour risques	(23)	(147)
Pensions et obligations assimilées (1)	(364)	(374)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(133)	(147)
Autres provisions pour charges (2)	(282)	(195)
Provisions pour charges	(779)	(717)
Provisions pour dépréciation	(34)	(21)
Dotations aux provisions	(836)	(885)

- (1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 289 millions d'euros en 2019 (371 millions d'euros en 2018)
- (2) Figurent notamment dans cette rubrique :
- Les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations des fournisseurs d'énergie pour 151 millions d'euros en 2019 (103 millions d'euros en 2018) ;
 - La provision pour abondement au titre de l'intéressement 2019 pour un montant de 50 millions d'euros (49 millions d'euros en 2018).

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2019	2018
Autres charges d'exploitation	(597)	(586)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 185 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie (185 millions d'euros en 2018) ;
- 81 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie (91 millions d'euros en 2018) ;
- 48 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes (94 millions d'euros en 2018) ;
- 117 millions d'euros au titre des indemnités de coupures longues versées aux clients (62 millions d'euros en 2018) (voir note 2.7) ;
- 71 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut (59 millions d'euros en 2018).

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2019	2018
Charges sur passifs financiers long terme	(5)	(4)
Frais financiers nets	(5)	(4)
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(130)	(119)
Reprises de provisions	6	5
Autres produits et charges financiers	(122)	(110)
Résultat financier	(127)	(115)

- (1) Cette rubrique concerne les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel

Note 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2019	2018
Produits exceptionnels sur opérations en capital	17	21
Reprises sur provisions et transferts de charges	234	212
Total des produits exceptionnels	251	234
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(1)	(4)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(270)	(327)
Total des charges exceptionnelles	(271)	(331)
Résultat exceptionnel	(20)	(97)

Seules les opérations nettement déconnectées de l'exploitation sont présentées en résultat exceptionnel.

Au 31 Décembre 2019, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 20 millions d'euros (97 millions d'euros en 2018) dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : 234 millions d'euros (212 millions en 2018) ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : 9 millions d'euros (12 millions en 2018) ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (270) millions d'euros (327 millions en 2018) ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : 6 millions d'euros (5 millions d'euros en 2018).

Note 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES

14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE

Filiale à 100% d'EDF SA, la société Enedis fait partie du périmètre d'intégration fiscale du groupe EDF. La convention d'intégration fiscale en vigueur au sein du groupe EDF mentionne que l'impôt supporté par Enedis correspond à l'impôt que la société aurait supporté, déduction faite de l'ensemble des droits à imputation, en l'absence d'intégration fiscale. L'impôt s'entend également des contributions et majorations applicables à l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2019, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 083 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 370 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 376 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 6 millions d'euros (58 millions en 2018).

Sur l'année 2019, la diminution des crédits d'impôts correspond à la suppression du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) et du Crédit impôt Apprentissage constaté dans les comptes à fin 2018 pour 52 millions d'euros.

14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes sociaux.

Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits.

Les impôts différés actif traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des

reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale.

Les impôts différés passif traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

En millions d'euros	2019	2018	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(3 189)	(3 183)	(7)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi	(3 100)	(2 959)	(141)
- Autres	(89)	(224)	135
- Subventions reçues	(72)	(73)	2
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(23)	(24)	-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(3 284)	(3 280)	(5)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt	-	-	-
Total passif d'impôt au taux normal	-	-	-
Situation fiscale différée	(3 284)	(3 280)	(5)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(896)	(907)	11

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition prévue à partir de 2020 (32.02%) jusqu'en 2022 (25.82%). En 2018, le futur taux prévu d'impôt était de 32.02%.

Note 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2019
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	1 182	252	-	1 434
Autres (1)	837	106	-	942
SOUS-TOTAL	2 018	358	-	2 377
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	119	9	1	128
Constructions	1 827	160	(7)	1 980
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 613	325	(69)	7 868
Autres immobilisations corporelles	1 117	81	(49)	1 149
SOUS-TOTAL	10 676	575	(125)	11 125
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	-	-	8
Constructions	677	2	(2)	676
Installations techniques, matériels et outillages industriels	83 411	3 963	(562)	86 812
Autres immobilisations corporelles	26	3	(1)	28
SOUS-TOTAL(2)	84 121	3 967	(565)	87 523
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	123	377	(360)	140
Immobilisations corporelles	1 546	3 877	(3 813)	1 610
Avances et acomptes versés sur commandes	-	-	-	1
SOUS-TOTAL	1 669	4 254	(4 173)	1 751
TOTAL GENERAL	98 484	9 155	(4 863)	102 776

- (1) Dont 751 millions d'euros au 31 décembre 2019 relatifs à la cartographie numérisée (653 millions d'euros au 31 décembre 2018).
- (2) Les augmentations sont constituées de 3 242 millions d'euros d'investissements Enedis et de 725 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Amortissements cumulés au 31/12/2019
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(422)	(217)	-	(639)
Autres	(466)	(77)	-	(543)
SOUS-TOTAL	(888)	(294)	-	(1 182)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(4)	(2)	-	(5)
Constructions	(775)	(60)	7	(829)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 588)	(273)	63	(4 798)
Autres immobilisations corporelles	(767)	(100)	47	(820)
SOUS-TOTAL	(6 134)	(436)	118	(6 452)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	-	-	-
Constructions	(550)	(7)	2	(556)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(36 527)	(2 249)	463	(38 313)
Autres immobilisations corporelles	(18)	(3)	1	(22)
SOUS-TOTAL	(37 098)	(2 259)	465	(38 891)
TOTAL GENERAL	(44 119)	(2 988)	582	(46 525)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

	Informations financières 2018			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital detenu (en%)	Résultat (bénéfices ou pertes)
1 - Filiales (détenues à + de 50%)				
<u>Enedis SIC</u> SIRET : 789 459 427 00025 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	0,1	0,2	100%	0,2
<u>Enedis-D (1)</u> SIRET : 793 467 366 00027 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	1,7	(0,3)	100%	0,2
2 - Participations (détenues entre 10 et 50%)				
<u>DECLARANET</u> SIRET : 502 362 981 00016 109-111, rue Victor Hugo 92300 LEVALLOIS PERRET	7,3	0,2	20%	1,4
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	17,4	30%	9,7
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	3	(3,3)	13%	(1,4)
3 - Participations (détenues entre 1 et 10%)				
<u>CITE DE L'OBJET CONNECTE</u> 7, rue du Bon Puits 49 480 ST SYLVAIN D'ANJOU	1,6	(2,4)	3%	(0,4)
<u>ANGERS FRENCH TECH</u> 5 RUE FRANKLIN ROOSEVELT 49100 ANGERS	0,2	(0,1)	0,4%	0,1

- (1) L'activité d'Enedis-D consiste en France et en dehors du périmètre des réseaux publics de distribution gérés par Enedis, en la gestion, l'exploitation ou l'assistance à la maîtrise d'ouvrage de réseaux d'électricité, ainsi qu'en la valorisation des réseaux gérés et des compétences.
- (2) La société E-Fluid, filiale d'UEM créée en 2012 assure le développement du progiciel intégré de gestion de la relation client et socle du système Ginko, adopté par Enedis pour répondre aux enjeux clients et fournisseurs sur le marché grand public et professionnels.

En millions d'euros	Filiales Françaises	Participations	
		Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	
- nette :	1,2	26,1	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,4	Non significatif
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	2,5	

Note 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CRÉANCES	Montant brut au 31/12/2018	Montant brut au 31/12/2019	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	1	-	1
Autres immobilisations financières	3	3	-	-	2
Sous-total	35	35	1	1	33
CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	45	29	29	-	-
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies (2)	1 238	1 652	1 652	-	-
- Factures à établir (3)	1 280	1 259	1 259	-	-
Compte courant avec EDF SA	1 742	443	443	-	-
Autres créances d'exploitation (4)	478	471	471	-	-
Sous-total	4 737	3 825	3 824	-	-
Charges constatées d'avance	21	20	20	-	-
TOTAL	4 837	3 909	3 875	1	33

- (1) Dont 1 million d'euros lié aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
(2) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
(3) Concernent principalement les créances relatives à l'acheminement livré relevé non facturé ainsi qu'à l'acheminement livré non relevé non facturé (acheminement en compteur).
(4) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés.

Relations avec GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une, regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre,

l'opérateur Informatique et Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1^{er} janvier 2019.
Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes, sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

Par ailleurs, les deux sociétés ont signé le 9 janvier 2008 une convention de compte courant qui enregistre les flux relatifs aux opérations effectuées dans le cadre de la mise en commun des moyens au sein du service commun. Ce compte courant présente un solde débiteur de 7,2 millions d'euros à fin 2019.

Note 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La réconciliation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se présente de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2019	31/12/2018	Variation
Disponibilités	3	5	(2)
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan	443	1 742	(1 299)
"Trésorerie et équivalents de trésorerie " au TFT	446	1 746	(1 301)
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			(1 301)

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investis- sement reçues	Provisions réglemen- tées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078
Distribution de dividendes			(513)				(513)
Affectation du résultat 2017			609	(609)			
Résultat 2018				596			596
Autres variations					(10)	115	104
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2018	270	1 740	1 212	596	76	1 370	5 265
Distribution de dividendes			(556)				(556)
Affectation du résultat 2018			596	(596)			
Résultat 2019				698			698
Autres variations					(1)	36	35
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2019	270	1 740	1 252	698	75	1 406	5 441

Le capital social se décompose en 540 074 000 actions d'un nominal de 0,50 euro.

En 2019, l'augmentation de 177 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (556) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 6 juin 2019 statuant sur les comptes de l'exercice 2018 ;
- 698 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2019 ;
- (1) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 36 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2018, l'augmentation de 187 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (513) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 8 juin 2018 statuant sur les comptes de l'exercice 2017 ;
- 596 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2018 ;
- (10) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 115 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

En millions d'euros	31/12/2018	Augmentations	Diminutions (3)	Dépréciations et amortissements (4)	Affectations	31/12/2019
Contrevaleur des biens (1)	47 060	3 658	(114)	(2 259)	323	48 667
Écarts de réévaluation	1	-	-	-	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2)	(24 357)	(2 920)	62	1 249	-	(25 965)
Amortissement du financement du concédant	13 272	-	(35)	748	(136)	13 850
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	49	127	-	-	(93)	83
Total des comptes spécifiques de concessions	36 026	865	(87)	(261)	93	36 636

Les augmentations sont liées principalement aux mises en service et les diminutions aux mises au rebut. Les affectations sont relatives à la provision pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants, affectés en droit du concédant à l'occasion des renouvellements.

- (1) Les augmentations concernent des mises en service financées par Enedis (montant des financements après affectation de la provision pour renouvellement et de l'amortissement du droit du concédant) et les diminutions des mises au rebut.
- (2) En application des principes explicités en note 1, le financement du concessionnaire correspond au financement effectivement décaissé par le concessionnaire, diminué des montants affectés en droit du concédant lors du renouvellement et alors considérés comme des financements du concédant.
- (3) Les diminutions correspondent aux mises au rebut sans renouvellement (amortissements repris en résultat), les affectations correspondent aux mises au rebut dans le cadre d'un renouvellement.
- (4) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 249 millions d'euros) et du financement du concédant (748 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 997 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 259 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2019
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour risques	387	23	-	(142)	(68)	-	200

Les provisions pour risques concernent notamment des contentieux avec des producteurs photovoltaïques.

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire dans un cadre réglementaire incitatif. Le Gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, Enedis n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières pour le raccordement au réseau de distribution des installations de production photovoltaïque dans le délai de trois mois auquel elle était tenue. Les producteurs prétendent que ce retard pris par Enedis les a empêchés de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'entrée en vigueur du décret moratoire.

L'arrêt rendu par le Conseil d'Etat le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignments à l'encontre d'Enedis. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation avec les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité étant moins favorables que précédemment ; ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif que cette dernière n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement de leurs installations dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat antérieures plus avantageuses.

La prescription des actions indemnitaires est atteinte depuis le 4 mars 2016.

Suite à la question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État posée par la Cour d'appel de Versailles, la Cour de Justice de l'Union européenne, dans son ordonnance du 15 mars 2017, a confirmé d'une part, que l'obligation d'achat photovoltaïque constitue une « intervention de l'Etat ou aux moyens de ressources d'Etat », ce qui constitue l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'Etat, et d'autre part, qu'est illégale une telle mesure mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission européenne. Il revient aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences. Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues en 2018 : la Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'était pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'était pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 étaient illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation par les producteurs déboutés.

Le 18 septembre 2019, la Cour de Cassation a rendu des arrêts de rejet ; elle juge le caractère illégal de l'aide faute de notification des arrêtés tarifaires à la Commission Européenne comme l'impose l'article 108 du Traité de fonctionnement de l'Union européenne. En conséquence, la Cour de Cassation conclut que le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide est considéré comme n'étant pas réparable. Suite aux arrêts de rejet rendus par la Cour de Cassation dans une cinquantaine de dossiers, une partie de la provision a été reprise.

PASSIFS EVENTUELS

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la Cour d'Appel de Paris.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2019
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	8 867	133	-	-	(135)	(94)	8 771

(1) Ce montant correspond en quasi-totalité à de l'affectation au droit du concédant

Note 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 959	289	120	(263)	(5)	3 100
Avantages long terme	445	75	10	(38)	-	492
Total	3 403	364	130	(301)	(5)	3 592

- (1) Dont :
- Coût des services rendus : 205 millions d'euros ;
 - Amortissement des écarts actuariels : 153 millions d'euros ;
 - Amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.

- (2) Dont :
- Contributions employeurs pour 288 millions d'euros ;
 - Amortissement des écarts actuariels : 13 millions d'euros.

- (3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecart actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2018	5 610	(237)	5 373	(16)	(1 954)	3 403
Charge nette de l'exercice	335	(5)	330	6	140	476
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	1 266	(26)	1 239	-	(1 239)	-
Cotisations versés aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(305)	17	(288)	-	-	(288)
Solde au 31/12/2019	6 906	(251)	6 655	(11)	(3 053)	3 592

Au 31 décembre 2019, les changements de taux d'actualisation (de 2,3% à 1,3%) et de taux d'inflation (de 1,5% à 1,3%) génèrent une perte actuarielle sur l'engagement d'un montant de 1 162 M€.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

En millions d'euros	2019	2018
Coût des services rendus	205	255
Charges d'intérêts (actualisation)	130	119
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	70	102
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	70	(1)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	6	6
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	476	475

23.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

L'évolution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 284	127	33	(153)	-	1 290
Charges CNIEG	215	3	4	(6)	-	217
Avantages en nature énergie	1 173	122	68	(93)	-	1 270
Indemnités de fin de carrière	6	18	6	(1)	(5)	24
Indemnité de secours immédiat	167	7	6	(5)	-	174
Autres avantages	114	13	3	(5)	-	125
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 959	289	120	(263)	(5)	3 100

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecart actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2019
Retraites	1 776			(486)	1 290
Charges CNIEG	212			5	217
Avantages en nature énergie	3 664			(2 394)	1 270
Indemnités de fin de carrière	283	(251)	(3)	(5)	24
Indemnités de secours immédiat	318		(7)	(136)	174
Autres avantages	162		(0)	(38)	125
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	6 415	(251)	(11)	(3 053)	3 100

23.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

L'évolution des provisions pour avantages consentis aux actifs se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises	31/12/2019
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	364	65	8	(32)	405
Médailles du travail	71	8	2	(4)	77
Autres avantages	9	1	0	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	445	75	10	(38)	492

(1) ATMP : Accidents du Travail et Maladies Professionnelles

23.3 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,3% au 31 décembre 2019 (2,3% 31 décembre 2018);
- le taux d'inflation retenu est de 1,3% au 31 décembre 2019 (1,5% au 31 décembre 2018);
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'âge moyen de départ à la retraite est de 62,2 ans ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 2,21% (1,99% au 31 décembre 2018).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2019 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrière
Actions	34,2%
Obligations monétaires	65,8%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2019
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	209	151	(132)	-	227
- personnel (1)	50	52	(44)	(7)	51
- autres charges (2)	104	80	(16)	(28)	141
Provisions pour autres charges	363	282	(192)	(35)	420

- (1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 50 millions d'euros.
(2) Concerne principalement la provision pour responsabilité civile générale d'un montant de 102 millions d'euros.

Note 25 - DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTES	Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2019	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Emprunts et dettes financières divers (1)	525	508	8	321	179
Sous-total : Emprunts et dettes financières	525	508	8	321	179
Avances et acomptes reçus	252	264	264	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 779	1 889	1 889	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 330	1 343	1 343	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	934	918	918	-	-
Autres dettes	85	183	177	6	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	4 127	4 332	4 327	6	-
Produits constatés d'avances	193	184	184	-	-
TOTAL DETTES	5 097	5 288	4 782	327	179

- (1) Un emprunt d'un montant nominal de 500 millions d'euros souscrit en 2018 auprès d'EDF, a été partiellement remboursé en 2019 pour 250 millions d'euros. Enedis a souscrit à un nouvel emprunt d'un montant nominal de 250 millions d'euros auprès d'EDF pour un taux plus favorable.

Note 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES

En millions d'euros	Créances			Dettes		Solde Net	Charges financières	Produits financiers
	Créances immobilisées	Créances d'exploitation	Inscrites en comptes courants	Dettes financières	Dettes d'exploitation			
RTE	-	3	-	-	(1 035)	(1 032)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(90)	(90)	-	-
EDF SA	-	1 794	443	(503)	(71)	1 663	(5)	-
SOFILO	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-
G2S	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-
Electricité de Strasbourg	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, aux financements et aux investissements sont les suivants :

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 408	4 978	2 303	127
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	3	-	3	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 408	2 205	1 203	-
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 312	2 609	673	30
Autres engagements liés à l'exploitation	684	164	424	96
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	862	357	506	-
1- Engagements liés à l'exploitation	62	57	6	-
2- Engagements liés au financement	800	300	500	-

27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

27.1.1 Engagements liés à l'exploitation

27.1.1.1 Engagements sur contrats commerciaux

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5ans
Achats d'électricité	1 425	974	451	-
Marché de travaux	1 984	1 232	752	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 408	2 205	1 203	-

27.1.1.1.1 Engagements sur achats d'électricité pour compenser les pertes

Enedis, en tant que responsable d'équilibre pour les pertes constatées sur le réseau de distribution a souscrit des contrats selon lesquels elle s'engage à acheter de l'électricité à des échéances comprises entre 1 mois et 3 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

27.1.1.1.2 Engagements sur marchés de travaux

Enedis négocie avec ses fournisseurs de travaux, des marchés pouvant comprendre des clauses d'engagement financier quant au chiffre d'affaires contractualisé.

Ces engagements réciproques correspondent aux montants restant engagés sur ces marchés à fin 2019, et répartis de façon linéaire sur la période 2020-2025.

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5ans
Engagements résiduels hors commandes en cours	2 255	1 486	769	-
Commandes en cours	271	254	17	-
Engagements nets	1 984	1 232	752	-

27.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit principalement d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours.

27.1.2.1 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples, des contrats de gestion locative et des contrats de prestation liés à l'immobilier

- Filiales du groupe : 13 millions ;
- GRDF : 24 millions ;
- Tiers : 647 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs pour 34 millions d'euros : cette garantie couvre l'engagement pris par Enedis d'acheminer l'énergie électrique du fournisseur aux points de livraison listés dans l'annexe du contrat GRD-fournisseur ;
- d'engagements réciproques pour 10 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations au titre de la quote-part GRDF liée aux commandes mixtes ;
- d'engagements reçus au titre des loyers facturés à GRDF pour l'occupation des immeubles Enedis (14 millions)

27.2.2 Engagements liés au financement

Il s'agit :

- d'une autorisation de découvert accordée par EDF SA dans le cadre du cash pooling à hauteur de 300 millions d'euros ;
- d'un droit de tirage sur un prêt de 500 millions d'euros accordé par EDF SA.

Note 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

En 2019, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 0,8 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2019 comme en 2018.



KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte.

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Enedis S.A.

***Rapport des commissaires aux comptes sur les
comptes annuels***

Exercice clos le 31 décembre 2019

Enedis S.A.

34, place des Corolles - Tour Enedis - 92079 Paris La Défense Cedex

Ce rapport contient 43 pages





KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Enedis S.A.

Siège social : 34, place des Corolles - Tour Enedis - 92079 Paris La Défense Cedex
Capital social : €.270 037 000

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée générale de la société Enedis,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Enedis relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2019 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.



Justification des appréciations

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les appréciations suivantes qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes pour l'audit des comptes annuels de l'exercice.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe expose les principales estimations de la direction nécessaires à la préparation des états financiers de votre société et pour lesquelles les hypothèses retenues affectent la valeur comptable des éléments d'actifs ou de passifs présentés et les produits et charges associés, ainsi que les informations relatives aux éléments d'actifs et passifs éventuels.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données et hypothèses sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la direction et, enfin, à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

En particulier, nous avons apprécié les estimations relatives aux taux de pertes et au volume d'énergie acheminée en date de clôture sur la base des données, hypothèses et analyses effectuées par votre société, en tenant notamment compte des mécanismes rappelés en notes 1.3 et 1.5 de l'annexe.

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Nous avons également apprécié la traduction comptable des événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice écoulé qui sont exposés en note 2 de l'annexe.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Directoire et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-4 du code de commerce.

Rapport sur le gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du Conseil de surveillance sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par l'article L.225-37-4 du code de commerce.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Directoire.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

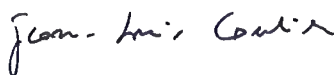
- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Paris La Défense, le 12 février 2020

Les commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Jean-Louis Caulier
Associé

Deloitte & Associés



Christophe Patrier
Associé

ÉTATS FINANCIERS AU 31 DÉCEMBRE 2019

- 1 -

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	5
BILAN ACTIF	6
BILAN PASSIF	7
TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE	8
ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS	9
NOTE 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	10
1.1 REFERENTIEL COMPTABLE	10
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	10
1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES	10
1.4 ACHATS D'ENERGIE	11
1.5 RÉCONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 CONCESSIONS	13
1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	15
1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE	15
1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	15
1.11 STOCKS	16
1.12 CREANCES D'EXPLOITATION	16
1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES	16
1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	17
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	17
1.15.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	17
1.15.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES A LONG TERME	18
1.15.3 MODES DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIES AU PERSONNEL	18
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	19
2.1 CONCESSIONS	19
2.2 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	19
2.3 DISJONCTEURS DEFAILLANTS	20
2.4 ALLONGEMENT DE LA DUREE DE VIE DES COLONNES MONTANTES	20
2.5 EVOLUTIONS TARIFAIRES	20
2.6 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.7 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	21
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE	21
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	22
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	22
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS	22
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	23
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	23
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	24
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	24
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	24
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	25
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	25
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	25
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	25
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	27
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	29
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	30
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	31
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	31
NOTE 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	32
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	32
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	33
NOTE 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	34
23.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	35
23.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE	35
23.3 HYPOTHESES ACTUARIELLES	35
23.4 ACTIFS DE COUVERTURE	35
NOTE 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	36
NOTE 25 - DETTES	36



[Signature]

NOTE 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	36
NOTE 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN	37
27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES.....	37
27.1.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	37
27.1.2ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS.....	38
27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	38
27.2.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	38
27.2.2ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT.....	38
NOTE 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	38



ÉTATS FINANCIERS

NB : Par convention, les charges sont présentées entre parenthèses.
Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou des variations.

- 4 -



COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	Note	2019	2018
Production de biens		20	17
Productions de services		14 459	14 396
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 479	14 413
Production stockée		2	3
Production immobilisée	4	1 720	1 670
Subventions d'exploitation		2	2
Reprises sur amortissements et provisions	5	927	751
Transfert de charges		28	29
Autres produits d'exploitation		79	82
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		17 238	16 950
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(8 381)	(8 137)
Achats d'énergie		(1 035)	(1 009)
Autres achats consommés de biens		(1 235)	(1 218)
Achats de services		(6 111)	(5 911)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(754)	(765)
Charges de personnel	8	(2 729)	(2 750)
Salaires et traitements		(1 789)	(1 760)
Charges sociales		(940)	(990)
Dotation d'exploitation		(3 563)	(3 508)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 727)	(2 623)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(34)	(21)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(802)	(864)
Autres charges d'exploitation	11	(597)	(586)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(16 023)	(15 746)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 215	1 204
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	-
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Reprises sur provisions et transferts de charges		6	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		9	9
Dotations financières aux amortissements et provisions		(130)	(119)
Interêts et charges assimilées		(5)	(4)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(135)	(123)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(127)	(115)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 088	1 089
Produits exceptionnels sur opérations en capital		17	21
Reprises sur provisions et transferts de charges		234	212
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		251	234
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(1)	(4)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(1)	(4)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(270)	(327)
Dotations aux provisions réglementées		(270)	(327)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(271)	(331)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII-VIII)	13	(20)	(97)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(370)	(396)
TOTAL DES PRODUITS (I + III + V + VII)		17 497	17 192
TOTAL DES CHARGES (II + IV + VI + VIII + IX)		(16 799)	(16 596)
BENEFICE OU PERTE		698	596

BILAN ACTIF

En millions d'euros	Note	31/12/2019			31/12/2018
		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	2 377	(1 182)	1 195	1 131
Terrains		128	(5)	123	115
Constructions		1 980	(829)	1 152	1 052
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 868	(4 798)	3 070	3 025
Autres immobilisations corporelles		1 149	(820)	329	349
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	11 125	(6 452)	4 673	4 542
Terrains		8	-	7	7
Constructions		676	(556)	120	127
Installations techniques,matériels et outillages industriels		86 812	(38 313)	48 499	46 884
Autres immobilisations corporelles		28	(22)	6	5
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	87 523	(38 891)	48 632	47 023
Immobilisations corporelles en cours	15	1 611	-	1 611	1 546
Immobilisations incorporelles en cours		140	-	140	123
Participations et créances rattachées		31	(3)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	5	4
Immobilisations financières	16,17	35	(3)	32	32
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		102 812	(46 528)	56 283	54 396
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		211	(4)	207	218
En cours de production et autres stocks		19	-	19	17
Stocks et encours		231	(4)	226	235
Avances et acomptes versés sur commandes	17	29	(1)	28	45
Créances clients et comptes rattachés		2 911	(16)	2 896	2 503
Autres créances d'exploitation		913	(23)	891	2 204
Créances d'exploitation	17	3 825	(38)	3 786	4 708
Disponibilités	18	3	-	3	5
Charges constatées d'avance	17	20	-	20	21
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		4 107	(43)	4 064	5 013
IV. FRAIS D'EMISSION D'EMPRUNT A ETALER		1	-	1	1
V. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		-	-	-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		106 919	(46 571)	60 348	59 410

BILAN PASSIF

En millions d'euros	Note	31/12/2019	31/12/2018
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		10	10
Réserve réglementée (Loi du 29.12.76)		8	8
Ecarts de réévaluation		18	18
Réserve légale		27	27
Réserves spéciales		-	-
Réserves réglementées		27	27
Report à nouveau		1 252	1 212
Résultat de l'exercice		698	596
Subventions d'investissement reçues		75	76
Amortissements dérogatoires		1 406	1 370
Provisions réglementées		1 406	1 370
CAPITAUX PROPRES	19	5 441	5 265
Comptes spécifiques des concessions	20	36 636	36 026
I. TOTAL FONDS PROPRES		42 077	41 291
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	200	387
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 771	8 867
Avantages du personnel	23	3 592	3 403
Autres charges	24	420	364
Provisions pour charges		12 783	12 634
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		12 983	13 021
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres emprunts		500	500
Autres dettes		8	25
Emprunts et Dettes financières		508	525
Avances et acomptes reçus		264	252
Fournisseurs et comptes rattachés		1 889	1 779
Dettes fiscales et sociales		1 343	1 330
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		918	934
Autres dettes		183	85
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers		4 332	4 127
Produits constatés d'avance		184	193
III. TOTAL DETTES	25	5 288	5 097
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		60 348	59 410

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros

	2019	2018
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	1 068	992
Amortissements, provisions	2 773	2 971
(Plus) ou moins values de cessions	46	44
Elimination des (produits) et charges financières	2	1
Variation du besoin en fonds de roulement	(152)	8
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	12	11
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	<i>3 748</i>	<i>4 026</i>
Frais financiers nets dont dividendes reçus	(1)	1
Impôts sur le résultat payés	(362)	(365)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 385	3 661
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 271)	(3 980)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	7	10
Variation d'actifs financiers	(0)	1
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(4 264)	(3 969)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	250	500
Remboursements d'emprunts	(250)	-
Dividendes versés	(556)	(513)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	127	117
Augmentation de capital		
Subventions d'investissement reçues et divers	8	2
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(422)	106
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(1 301)	(202)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	1 746	1 948
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	446	1 746

ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS



Note 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, a pour principal objet d'assurer en France Continentale les missions de développement, d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité.

Enedis est consolidée selon la méthode de l'intégration globale par la société EDF SA qui détient la totalité de son capital.

1.1 REFERENTIEL COMPTABLE

Enedis présente ses comptes selon les principes et méthodes comptables applicables en France.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2018.

1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La préparation des états financiers conduit l'entreprise à faire des estimations et à retenir des hypothèses, susceptibles d'avoir un impact sur la valeur des éléments d'actif et de passif ainsi que des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles. Il en est notamment ainsi pour :

- la réconciliation temporelle ;
- la provision pour renouvellement et les provisions pour risques ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 28 janvier 2020 et présentés au Conseil de Surveillance du 12 février 2020.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'acheminement et des prestations de services associées, ainsi que par les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) correspondant aux contributions définies par l'article L. 342-6 du Code de l'énergie.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire lorsque l'électricité a été acheminée jusqu'au point de livraison et lorsque l'ouvrage est connecté au réseau pour les raccordements.

Les quantités d'acheminement livrées non relevées non facturées (acheminement en compteur) sont estimées à partir :

- des quantités consommées par les sites desservis par Enedis ;
- des quantités facturées ;
- et d'une évaluation statistique des pertes (cf. Note 1.5).

L'évaluation de l'acheminement en compteur est faite sur la base d'un prix moyen ou du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du TURPE. Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance et des options tarifaires souscrites et de l'énergie acheminée. Le TURPE a vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux, y compris une rémunération spécifique du capital investi.

Conformément à la délibération du 28 juin 2018, le tarif d'acheminement TURPE 5 bis HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2018.

Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'inflation, de l'apurement d'un Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2% et depuis le TURPE 5 bis HTA/BT, de la prise en compte de l'impact de la

modification du périmètre des capitaux propres régulés et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, sur la période 2018-2020.

Le CRCP est un mécanisme mis en place dans le cadre du TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des catégories préalablement identifiées de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les évolutions de tarif, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Le CRCP, suivi de façon extra-comptable, s'apure par ajustement de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles ultérieures.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières (bonus ou malus) résultant du mécanisme de régulation incitative.

Le tarif prend également en compte le Compte Régulé de Lissage (CRL), un mécanisme extra-comptable mis en place par la CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014 afin de différer les effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués. A compter de 2023, le CRL sera progressivement repris au travers d'ajustements de tarif, jusqu'à son complet apurement à la fin de l'année 2030.

1.4 ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie servent à compenser les pertes constatées sur le réseau de distribution. Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués essentiellement par appels d'offres auprès de fournisseurs qualifiés et par des souscriptions à l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique). Les contrats portant sur des produits de marché sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués et les souscriptions à l'ARENH en cours sont comptabilisés en engagements hors bilan.

Afin d'équilibrer les besoins en matière de compensation des pertes à court terme et de limiter ainsi le coût des frais liés aux écarts facturés par RTE, des achats et des ventes sont réalisés, pour les livraisons du lendemain, sur le marché EPEX SPOT.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 5), la Commission de régulation de l'énergie a introduit une régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes. En application de cette régulation, Enedis a mis en place des contrats de vente à prix fixe de livraison d'électricité et a souscrit des achats ARENH pour un volume équivalent. Ces contrats portant sur l'électricité en tant que produit énergétique de gros ne sont pas qualifiés d'instruments financiers à terme au sens de la réglementation. Lors de leur dénouement, les ventes sont présentées en net du coût d'achat d'énergie afin de traduire la couverture économique associée.

1.5 RÉCONCILIATION TEMPORELLE

Pour assurer l'équilibre du réseau électrique, le gestionnaire du réseau de transport RTE met en œuvre, sous le contrôle de la CRE, deux mécanismes :

- le mécanisme d'ajustement lui permettant de réserver des puissances en infra journalier sur des critères de préséance économique auprès d'acteurs d'ajustement sélectionnés ;
- le dispositif de Responsable d'Equilibre (RE) dont la finalité est de comptabiliser par acteur les bilans d'énergie en prévisionnel et en réalisé, et de financer le coût d'ajustement en pénalisant ces acteurs lorsque les défauts de prévision contribuent à activer les réserves d'ajustement.

Dans ce cadre, Enedis, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, a pour mission :

- de communiquer à RTE les flux a posteriori par Responsable d'Equilibre sur le périmètre de son réseau ;
- d'être Responsable d'Equilibre pour ses pertes.

Dans l'exercice de cette mission, Enedis doit procéder à un certain nombre d'estimations en raison de l'absence de mesure directe et simultanée de l'ensemble de la consommation - notamment pour les particuliers équipés de compteurs « classiques » ne permettant pas la relève des index à distance - et par

conséquent de la non disponibilité de la mesure exacte des pertes du réseau de distribution.

Pour conjuguer règlement financier des écarts constatés et précision dans la répartition des flux par acteurs, les bilans par Responsable d'Equilibre sont réalisés comme suit :

- le processus « écarts » en M+1, M+3, M+12 qui s'appuie sur une modélisation des flux hebdomadaires d'énergie à pas demi-horaire au travers d'un modèle de profilage des consommations et d'un modèle de pertes ;
- le processus de réconciliation temporelle en M+26 qui permet de re-répartir entre acteurs, une fois les relevés disponibles, les énergies calculées sur une année et d'en déduire les écarts et les niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs pour une période de référence de douze mois donnée, conduit à déterminer, en octobre de l'année N, un bilan énergétique, réputé exact en énergie au sens des règles de marché actuelles, sur la période juillet N-2/juin N-1 et, corrélativement, le niveau définitif de pertes sur cette période au sens de ces mêmes règles, donnant lieu à flux financiers entre RTE et Enedis et enregistrement comptable en achats de pertes.

Les comptes de l'année N comportent, en conséquence, les incidences :

- d'une part, du résultat définitif du processus Recotemp connu en octobre de l'année N en achats de pertes et la meilleure vision de l'acheminement en compteur de la manière exposée ci-dessous ;
- et d'autre part, de la meilleure estimation du résultat du processus Recotemp portant sur les périodes juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée) et juillet N/décembre N (Recotemp en cours), dont les résultats définitifs seront connus respectivement en octobre N+1 et en octobre N+2.

Du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle et des différents éléments qui ont un impact sur le taux de pertes (climat, production décentralisée, effets de « séparation des périodes » entre les périodes Recotemp), les impacts estimés relatifs aux processus Recotemp sont établis selon la méthode suivante :

- S'agissant du taux de pertes utilisé pour estimer les achats de pertes :
 - o pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux consommations brutes sur le réseau correspond à la meilleure estimation du taux de pertes projeté par les responsables métier d'Enedis, à partir des premiers résultats de la réconciliation temporelle relative à cette période ;
 - o pour la période juillet N/juin N+1 (Recotemp en cours), et en l'absence, à fin décembre N, d'éléments d'analyse relatifs à cette période, le taux de pertes prévisionnel est défini comme étant égal à la moyenne pondérée par les volumes entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, rapporté aux consommations brutes.
- S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux de pertes utilisé est respectivement égal à la moyenne pondérée des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée. Pour la période de juillet N-1/juin N et juillet N/juin N+1, le taux est rapporté aux consommations brutes comme pour l'estimation des achats de pertes.

Ce processus d'estimation conduit à ajuster le niveau des pertes et les volumes d'énergie acheminés non relevés en fin de période selon les modalités précédemment définies. Les ajustements sur les achats de pertes sont enregistrés en « Autres charges d'exploitation » et ceux relatifs à l'acheminement en « Chiffre d'Affaires ».

En application des modalités d'estimation retenues pour les pertes et l'acheminement en compteur décrites ci-avant, une variation de + / - 0.1% du taux de pertes de la Recotemp 15 relative à la période juillet 2018 - juin 2019, non clôturée au 31 décembre 2019, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 27 millions d'euros, dont 20 millions d'euros au titre des achats de pertes et 7 millions d'euros au titre de l'acheminement en compteur.

1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de frais de développement,

des dépenses liées à la cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur et des dépenses de qualification du matériel produit pour les besoins du projet Linky.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque les critères d'inscription à l'actif sont remplis.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, globalement comprise entre 5 et 20 ans, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises, complété d'un amortissement dérogatoire des logiciels créés par la société amortis intégralement l'année de leur mise en service.

1.7 CONCESSIONS

Conformément au code de l'énergie et au code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

MODELES DE CONTRAT

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 a été négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011 (en dérogation du modèle de contrat de 1992), l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI que les investissements faisant l'objet de l'engagement financier

d'Enedis n'auraient pas été réalisés pour le montant total de cet engagement, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

LES CONCESSIONS

Enedis est titulaire de 442 concessions de distribution publique d'électricité au 31 décembre 2019 (475 au 31 décembre 2018). Cette diminution est essentiellement due à des regroupements de concessions (par extension du périmètre géographique de contrats en cours ou par regroupement de contrats détenus par des métropoles, des communautés urbaines ou des communes nouvelles, à l'occasion de leur renouvellement).

TRAITEMENT COMPTABLE

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques :

Actif - Immobilisations du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par Enedis, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement.

La société :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Les immobilisations corporelles construites ou acquises par Enedis sont évaluées au coût de production ou d'acquisition :

- La valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner.
- Le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale, mesurée par référence à leur coût de remplacement. Cette valeur de remplacement tient compte de l'âge et de l'obsolescence technologique, le cas échéant, des colonnes montantes rejoignant le domaine concédé.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

Pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977, le cas échéant, la valeur réévaluée des immobilisations a été déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires

L'ensemble des valeurs immobilisées est amorti selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

Passif - Comptes spécifiques des concessions

Les passifs associés aux concessions se décomposent de la façon suivante :

- Droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) ;
- Contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés, quelle que soit l'origine du financement) ;
- Déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire. Pour la part des ouvrages financée par le concessionnaire, une créance sur le concédant est ainsi constatée. Cette créance diminue au fur et à mesure de l'utilisation du bien.
- Droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :

- Amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien ;
- Provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel d'amortissements et de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

L'essentiel des immobilisations corporelles du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment).

Ces immobilisations sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production comme définis pour les immobilisations en domaine concédé (cf § 1.7), diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable, complété d'un amortissement dérogatoire en mode dégressif pour les installations éligibles, principalement les postes sources et leurs transformateurs.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	40 ans ou 50 ans
Postes de transformation	30 ans ou 40 ans
Installations de comptage	20 à 30 ans (*)
Branchements	40 ans à 60 ans (**)

(*) Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré dans le cadre du programme Linky de remplacement des compteurs.

(**) Au 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un allongement de la durée d'utilité des colonnes montantes de 40 à 60 ans (cf. note 2.4).

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Les immobilisations financières sont principalement constituées :

- des placements financiers auprès d'EDF dans le cadre de la gestion centralisée de la trésorerie du Groupe et des intérêts courus attachés ;
- de titres de participation et prêts accordés aux filiales ;
- de prêts octroyés au personnel, notamment de prêts « accession à la propriété » accordés aux

salariés jusqu'en octobre 2005 pour l'acquisition de leur résidence principale.

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Pour certains titres non cotés, la valeur d'utilité est déterminée à partir des actifs nets ou d'autres éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.11 STOCKS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- Les matières et matériels d'exploitation tels que les compteurs et les câbles évalués à leur coût d'acquisition ;
- Les en-cours de travaux ou de prestations de services, évalués au coût de production, sur des bases statistiques ;
- Les certificats de capacité détenus dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacités électriques mis en place depuis 2017. Ils sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

A la date d'arrêté, les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Pour les encours de production, lorsque le prix de vente probable est inférieur au prix de revient, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

1.12 CREANCES D'EXPLOITATION

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'acheminement de l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'acheminement de l'énergie livrée non relevée et non facturée (dit « acheminement en compteur »).

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable.

Pour les clients finals ayant un contrat unique avec leur fournisseur d'énergie et suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) du 19 mars 2013, le risque d'impayé sur la part acheminement est supporté par les distributeurs. Ceci a conduit Enedis à constituer une provision pour couvrir la charge d'irrecouvrable au titre des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2012. En ce qui concerne les clients finals ayant un contrat d'accès au réseau de distribution distinct, le risque d'impayé est porté par Enedis et le risque de non recouvrement des créances est apprécié individuellement.

Le risque de non recouvrement des créances sur travaux et prestations de raccordement est apprécié sur une base statistique issue de l'observation de l'historique des règlements.

1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations calculés selon le mode dégressif (sont principalement concernés les postes sources et leurs transformateurs) ;
- les amortissements dérogatoires sur l'exercice de la mise en service des logiciels créés par la société.

1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Une provision est comptabilisée par Enedis lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir des hypothèses retenues par l'entreprise et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Electriques et Gazières (IEG), les agents d'Enedis bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, tarif agent, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles et d'invalidité / décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la Loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par Enedis au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO), auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

La CTA finançant les droits spécifiques « passés » relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, Enedis ne comptabilise de ce fait qu'une provision pour engagement de retraite au titre des droits acquis à compter du 1^{er} janvier 2005.

Du fait du mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par Enedis au titre de ses engagements.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel, dit « tarif agent ». L'engagement d'Enedis à ce titre correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient pour Enedis, y compris la quote part supportée par Enedis de la soulté représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie.
- Les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- Les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – paragraphe

5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;

- Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- L'aide aux frais d'études : cet avantage familial extra statutaire a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins ;
- Le compte épargne jours retraite : les dispositions du régime Congé Epargne Jours Retraite (CEJR) s'appliquent aux nouveaux embauchés bénéficiaires du Statut National du personnel des IEG à compter du 1^{er} janvier 2009 qui ne bénéficient pas des bonifications de services conformément aux dispositions du décret du 22 janvier 2008. Ces salariés bénéficient chaque année de l'attribution de jours non travaillés proportionnellement à leur taux de service actif.

1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les salariés en activité et comprennent :

- Les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- Les médailles du travail ;
- Les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de la méthode de référence définie à l'article 324-1 du Règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, l'entreprise comptabilise les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à l'article 324-1 du Règlement pré-cité :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10% du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision, sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus, correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Note 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE

2.1 CONCESSIONS

A la suite de l'accord sur un nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR, France urbaine et EDF, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2019. A fin 2019, plus de 170 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec des métropoles, des communautés urbaines, des syndicats – départementaux ou intercommunaux - et des communes. Plus de 50% des contrats avec des syndicats départementaux et des contrats avec des métropoles ou communes urbaines ont d'ores et déjà été renouvelés selon le nouveau modèle. Conformément à l'accord conclu avec la FNCCR, France urbaine et EDF, l'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin de renouveler l'ensemble des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à 2021.

2.2 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Le déploiement de compteurs communicants Linky a pour objectif d'équiper 90% du parc de comptage basse tension d'ici 2021. Le nouveau dispositif de comptage permet notamment au distributeur de relever les index et d'intervenir à distance, et au client de recevoir ses factures sur index réel et de mieux maîtriser sa consommation d'électricité via son suivi sur internet.

Ce projet industriel représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période 2014-2021.

Le projet bénéficie d'un cadre réglementaire stabilisé et sécurisé sur 20 ans, fixé dans la délibération de la CRE publiée au Journal officiel le 30 juillet 2014, et qui prévoit :

- Une rémunération spécifique assortie d'une régulation incitative sur les coûts, délais, qualité de service
- Un différé tarifaire jusqu'en 2021 à travers un « compte régulé de lissage », assorti d'une compensation des coûts de portage financier, et apuré totalement d'ici à 2030.

Par ailleurs, comme le prévoyait la délibération de juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système de comptage évolué (Linky) sur les années 2020 et 2021 a fait l'objet d'une délibération de la CRE, le 19 décembre 2019, portant projet de décision qui a été transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie. Les objectifs de régulation incitative de la qualité de service y sont renforcés.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1^{er} décembre 2015, le projet s'est poursuivi dans la cadre de la deuxième et dernière tranche de déploiement prévue. A fin 2019, il avait démarré dans plus de 21 000 communes. Le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 23,4 millions de compteurs Linky et 550 000 concentrateurs sont installés dans les postes. Le projet Linky respecte ses objectifs et Enedis, dans l'attente de la validation formelle des résultats courant 2020 par la CRE, anticipe un bonus au titre du bilan à fin 2019 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts, les délais et la qualité de service. A fin 2019, près de 21,6 millions de compteurs posés sont communicants (soit 57,5% du parc, pour une cible de régulation incitative fixée par la CRE à 46,0% à fin 2019). Au 31 décembre 2019, 2,7 milliards d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2014 (dont 822 millions d'euros sur l'exercice 2019).



2.3 DISJONCTEURS DEFAILLANTS

Un fournisseur de matériel a alerté Enedis sur le possible dysfonctionnement de la fonction différentielle de disjoncteurs fabriqués entre mai 2017 et mars 2019. Enedis a pris en compte cette alerte en vertu du principe de précaution et mène depuis l'été 2018 une campagne d'identification de ces disjoncteurs, afin d'en effectuer le remplacement systématique, qu'ils aient été posés par Enedis ou par un tiers. Cette campagne se poursuivra en 2020.

2.4 ALLONGEMENT DE LA DUREE DE VIE DES COLONNES MONTANTES

L'inventaire détaillé et localisé des branchements, lancé en 2016 afin de répondre à l'obligation faite par l'article 153 de la Loi sur la Transition Énergétique et pour la Croissance Verte du 17 août 2015, a apporté une meilleure connaissance du parc des colonnes montantes en exploitation. Enedis a ainsi constaté un très bon comportement en exploitation des colonnes montantes d'immeubles, y compris pour les ouvrages de plus de 40 ans (durée d'amortissement actuelle).

Pour compléter ce constat, des études de durée de vie ont été lancées fin 2017. Ces études ont porté sur la tenue technique des ouvrages (revue des prescriptions des matériels et réalisation de tests de vieillissement de matériels prélevés sur leur lieu d'exploitation par des laboratoires indépendants), leurs conditions d'exploitation (études d'incidentologie en fonction de l'âge des ouvrages et analyses statistiques du stock) et l'évolution du parc.

Les études ont été finalisées à la fin de l'année 2019, permettant à Enedis de conclure que la meilleure estimation de durée de vie de ces ouvrages est de 60 ans.

Enedis a donc procédé à un changement d'estimation dans ses comptes au 31 décembre 2019 pour l'ensemble des colonnes montantes. Ce changement, mis en œuvre de façon prospective, est sans impact sur les dotations aux amortissements pour l'exercice 2019. En revanche, certains ouvrages n'étant plus à renouveler pendant l'exécution des contrats de concession en cours, une reprise de provision pour renouvellement des ouvrages concernés a été enregistrée pour un montant de 60 millions d'euros au 31 décembre 2019.

2.5 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Le 25 juin 2019, la CRE a publié une délibération portant décision sur l'évolution de la grille des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5 bis HTA-BT) au 1^{er} août 2019. L'évolution moyenne est de +3,04 %.

Par ailleurs, la version 6 du barème de facturation des raccordements approuvée par la Commission de Régulation est entrée en vigueur le 24 octobre 2019. Ce nouveau barème intègre l'ajout de nouvelles formules de coûts simplifiées pour de nombreuses opérations de raccordement dont le raccordement d'installations de stockage et de bornes IRVE (infrastructures de recharge de véhicules électriques), l'introduction de la demande anticipée de raccordement, la simplification de la facturation des branchements provisoires et la mise à jour des prix du barème. Une version 6.1 du barème entrera en vigueur le 24 janvier 2020, intégrant la facturation des actes non déléguables associés à la maîtrise d'ouvrage déléguée mise en place dans le cadre de la loi pour un Etat au Service d'une Société de Confiance (loi Essoc).

2.6 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE

Le Fonds de Péréquation d'Electricité (FPE), prévu aux articles L. 121-29 et suivants du Code de l'énergie, est un mécanisme de péréquation entre gestionnaires de réseaux d'électricité mis en place en raison de l'existence d'un unique tarif d'utilisation du réseau public d'électricité calculé à partir des coûts d'Enedis. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux. Dans le cadre de ces mécanismes, Enedis est amenée à verser des contributions au FPE.

Le ministre chargé de l'énergie arrête, après avis du conseil de la péréquation des charges de la distribution d'électricité, les valeurs des coefficients servant au calcul de la péréquation forfaitaire, ainsi que les montants des dotations et des contributions correspondants.

Deux entreprises locales de distribution, Gérédis Deux-Sèvres et SRD, gestionnaires des réseaux de distribution respectivement dans les départements des Deux-Sèvres et de la Vienne, ont contesté auprès du Conseil d'Etat les arrêtés ministériels qui fixaient les coefficients à appliquer pour le fonds de péréquation

pour les années 2012 à 2015.

Dans sa décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat avait annulé les arrêtés rectificatifs du 15 juillet 2016 qui fixaient les coefficients à appliquer d'une part pour les années 2012 à 2014 et d'autre part pour l'année 2015, au motif que les auteurs des arrêtés contestés avaient commis une erreur de droit sur les modalités de calcul des coefficients de la formule de péréquation.

Les arrêtés relatifs aux exercices 2012 à 2017 ont été publiés au Journal Officiel du 21 juin 2019 et ceux relatifs aux exercices 2018 et 2019 ont été publiés au JO du 19 octobre 2019. Enedis a donc enregistré la charge correspondante et repris la provision comptabilisée fin 2018. La charge au titre de la contribution d'Enedis à la péréquation forfaitaire s'élève à 217 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2019, dont 160 millions d'euros au titre de la période 2012-2017.

2.7 EVENEMENTS CLIMATIQUES

L'année 2019 a été tout particulièrement impactée par des événements climatiques significatifs (tempête Miguel de juin, orages et canicule en juillet, tempête Amélie et épisode de neige collante exceptionnel en novembre, vents violents et tempêtes Elsa et Fabien en décembre,...), générant des surcoûts pour remettre en service, réparer et consolider le réseau (soit 60 millions d'euros en 2019). Ces événements climatiques ont également impacté le montant des indemnités de coupures longues qui s'élèvent à 117 millions d'euros. Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la Force d'Intervention Rapide Electricité (déclenchée à 7 reprises) ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

En millions d'euros	2019	2018
Ventes d'acheminement (1)	13 347	13 279
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	179	184
Autres ventes de services (3)	933	932
Autres ventes de biens	20	17
Chiffre d'affaires	14 479	14 413

- (1) L'augmentation du chiffre d'affaires acheminement est notamment liée à l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 5 de -0,21% au 1^{er} août 2018 et de +3,04% au 1^{er} août 2019 (voir note 2.5)
- (2) Les services liés à l'acheminement sont constitués principalement des prestations figurant au catalogue des prestations, validé par la CRE.
- (3) Ce montant comprend notamment 734 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2019 (709 millions d'euros en 2018).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE

En millions d'euros	2019	2018
Matériel	1 087	1 062
Main d'œuvre	633	608
Production immobilisée	1 720	1 670

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 40% par la production immobilisée et à hauteur de 60% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2019	2018
Reprise de provision pour risques (1)	211	32
Reprise de provisions pour charges	662	690
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	<i>301</i>	<i>319</i>
<i>Renouvellement du domaine concédé</i>	<i>135</i>	<i>109</i>
<i>Autres provisions pour charges (2)</i>	<i>226</i>	<i>262</i>
Reprise d'amortissement du domaine concédé	35	11
Reprise de dotation pour dépréciation	20	18
Reprises sur amortissements et provisions	927	751

(1) Correspond à la reprise au titre du FPE 2012-2017 pour 140 millions d'euros

(2) Cette rubrique comprend notamment :

- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2018 pour un montant de 50 millions d'euros (49 millions d'euros en 2018).
- la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 132 millions d'euros (138 millions d'euros en 2018).

Note 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

En millions d'euros	2019	2018
Achats de services (1)	(6 111)	(5 911)
Achats d'énergie (2)	(1 035)	(1 009)
Achats consommés de biens (3)	(1 235)	(1 218)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(8 381)	(8 137)

(1) Les achats de services comprennent :

- Les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 616 millions d'euros (3 633 millions d'euros en 2018)
- Les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 230 millions d'euros (242 millions d'euros en 2018)
- La contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 440 millions d'euros (205 millions en 2018).

(2) Les achats d'énergie correspondent aux achats d'électricité pour couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique et intègrent la consommation de certificats de capacité.

(3) Cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels d'interface clientèle et de câbles électriques.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

En millions d'euros	2019	2018
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(349)	(353)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(253)	(251)
Impôts et taxes sur rémunérations	(67)	(78)
Taxes foncières	(43)	(41)
Autres impôts et taxes	(42)	(42)
Impôts, taxes et versements assimilés	(754)	(765)

(1) Correspond à la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

(2) Dont 160 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (162 millions d'euros en 2018) et 93 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (89 millions d'euros en 2018).

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2019	2018
Salaires et traitements	(1 789)	(1 760)
Charges sociales	(940)	(990)
Charges de personnel	(2 729)	(2 750)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- Une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 398 millions d'euros en 2019 (1 381 millions d'euros en 2018);
- Une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 330 millions d'euros en 2019 (319 millions d'euros en 2018).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 503 millions d'euros en 2019 (502 millions d'euros en 2018) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 293 millions d'euros en 2019 (351 millions d'euros en 2018).

Effectifs au 31 décembre 2019

	2019			2018
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	6 139	174	6 313	6 103
Executions, Agents de maîtrise et Techniciens	30 126	2 315	32 441	32 588
Effectifs	36 265	2 489	38 754	38 691

(1) Dont 1 322 personnes en contrat d'apprentissage et 575 personnes en contrat de professionnalisation.

Les effectifs représentent le nombre d'agents d'Enedis y compris les agents mixtes rapportés à la part électricité.

Effectifs moyens payés en 2019

	2019			2018
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 557	2 388	37 945	38 003

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2019	2018
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(294)	(260)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 432)	(2 363)
Domaine propre	(435)	(428)
Domaine concédé	(1 997)	(1 935)
Dotations aux amortissements	(2 727)	(2 623)

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2019	2018
Provisions pour risques	(23)	(147)
Pensions et obligations assimilées (1)	(364)	(374)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(133)	(147)
Autres provisions pour charges (2)	(282)	(195)
Provisions pour charges	(779)	(717)
Provisions pour dépréciation	(34)	(21)
Dotations aux provisions	(836)	(885)

- (1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 289 millions d'euros en 2019 (371 millions d'euros en 2018)
- (2) Figurent notamment dans cette rubrique :
- Les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations des fournisseurs d'énergie pour 151 millions d'euros en 2019 (103 millions d'euros en 2018) ;
 - La provision pour abondement au titre de l'intéressement 2019 pour un montant de 50 millions d'euros (49 millions d'euros en 2018).

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2019	2018
Autres charges d'exploitation	(597)	(586)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 185 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie (185 millions d'euros en 2018) ;
- 81 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie (91 millions d'euros en 2018) ;
- 48 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes (94 millions d'euros en 2018) ;
- 117 millions d'euros au titre des indemnités de coupures longues versées aux clients (62 millions d'euros en 2018) (voir note 2.7) ;
- 71 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut (59 millions d'euros en 2018).

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2019	2018
Charges sur passifs financiers long terme	(5)	(4)
Frais financiers nets	(5)	(4)
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(130)	(119)
Reprises de provisions	6	5
Autres produits et charges financiers	(122)	(110)
Résultat financier	(127)	(115)

- (1) Cette rubrique concerne les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel

Note 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2019	2018
Produits exceptionnels sur opérations en capital	17	21
Reprises sur provisions et transferts de charges	234	212
Total des produits exceptionnels	251	234
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(1)	(4)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(270)	(327)
Total des charges exceptionnelles	(271)	(331)
Résultat exceptionnel	(20)	(97)

Seules les opérations nettement déconnectées de l'exploitation sont présentées en résultat exceptionnel.

Au 31 Décembre 2019, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 20 millions d'euros (97 millions d'euros en 2018) dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : 234 millions d'euros (212 millions en 2018) ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : 9 millions d'euros (12 millions en 2018) ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (270) millions d'euros (327 millions en 2018) ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : 6 millions d'euros (5 millions d'euros en 2018).

Note 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES

14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE

Filiale à 100% d'EDF SA, la société Enedis fait partie du périmètre d'intégration fiscale du groupe EDF. La convention d'intégration fiscale en vigueur au sein du groupe EDF mentionne que l'impôt supporté par Enedis correspond à l'impôt que la société aurait supporté, déduction faite de l'ensemble des droits à imputation, en l'absence d'intégration fiscale. L'impôt s'entend également des contributions et majorations applicables à l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2019, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 083 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 370 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 376 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 6 millions d'euros (58 millions en 2018).

Sur l'année 2019, la diminution des crédits d'impôts correspond à la suppression du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) et du Crédit impôt Apprentissage constaté dans les comptes à fin 2018 pour 52 millions d'euros.

14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes sociaux.

Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits.

Les impôts différés actif traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des

reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale.

Les impôts différés passif traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

En millions d'euros	2019	2018	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(3 189)	(3 183)	(7)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi	(3 100)	(2 959)	(141)
- Autres	(89)	(224)	135
- Subventions reçues	(72)	(73)	2
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(23)	(24)	-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(3 284)	(3 280)	(5)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt	-	-	-
Total passif d'impôt au taux normal	-	-	-
Situation fiscale différée	(3 284)	(3 280)	(5)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(896)	(907)	11

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition prévue à partir de 2020 (32.02%) jusqu'en 2022 (25.82%). En 2018, le futur taux prévu d'impôt était de 32.02%.

Note 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2019
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	1 182	252	-	1 434
Autres (1)	837	106	-	942
SOUS-TOTAL	2 018	358	-	2 377
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	119	9	1	128
Constructions	1 827	160	(7)	1 980
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 613	325	(69)	7 868
Autres immobilisations corporelles	1 117	81	(49)	1 149
SOUS-TOTAL	10 676	575	(125)	11 125
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	-	-	8
Constructions	677	2	(2)	676
Installations techniques, matériels et outillages industriels	83 411	3 963	(562)	86 812
Autres immobilisations corporelles	26	3	(1)	28
SOUS-TOTAL(2)	84 121	3 967	(565)	87 523
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	123	377	(360)	140
Immobilisations corporelles	1 546	3 877	(3 813)	1 610
Avances et acomptes versés sur commandes	-	-	-	1
SOUS-TOTAL	1 669	4 254	(4 173)	1 751
TOTAL GENERAL	98 484	9 155	(4 863)	102 776

- (1) Dont 751 millions d'euros au 31 décembre 2019 relatifs à la cartographie numérisée (653 millions d'euros au 31 décembre 2018).
- (2) Les augmentations sont constituées de 3 242 millions d'euros d'investissements Enedis et de 725 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Amortissements cumulés au 31/12/2019
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(422)	(217)	-	(639)
Autres	(466)	(77)	-	(543)
SOUS-TOTAL	(888)	(294)	-	(1 182)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(4)	(2)	-	(5)
Constructions	(775)	(60)	7	(829)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 588)	(273)	63	(4 798)
Autres immobilisations corporelles	(767)	(100)	47	(820)
SOUS-TOTAL	(6 134)	(436)	118	(6 452)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	-	-	-
Constructions	(550)	(7)	2	(556)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(36 527)	(2 249)	463	(38 313)
Autres immobilisations corporelles	(18)	(3)	1	(22)
SOUS-TOTAL	(37 098)	(2 259)	465	(38 891)
TOTAL GENERAL	(44 119)	(2 988)	582	(46 525)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

	Informations financières 2018			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital detenu (en%)	Résultat (bénéfices ou pertes)
1 - Filiales (détenues à + de 50%)				
<u>Enedis SIC</u> SIRET : 789 459 427 00025 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	0,1	0,2	100%	0,2
<u>Enedis-D (1)</u> SIRET : 793 467 366 00027 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	1,7	(0,3)	100%	0,2
2 - Participations (détenues entre 10 et 50%)				
<u>DECLARANET</u> SIRET : 502 362 981 00016 109-111, rue Victor Hugo 92300 LEVALLOIS PERRET	7,3	0,2	20%	1,4
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	17,4	30%	9,7
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	3	(3,3)	13%	(1,4)
3 - Participations (détenues entre 1 et 10%)				
<u>CITE DE L'OBJET CONNECTE</u> 7, rue du Bon Puits 49 480 ST SYLVAIN D'ANJOU	1,6	(2,4)	3%	(0,4)
<u>ANGERS FRENCH TECH</u> 5 RUE FRANKLIN ROOSEVELT 49100 ANGERS	0,2	(0,1)	0,4%	0,1

- (1) L'activité d'Enedis-D consiste en France et en dehors du périmètre des réseaux publics de distribution gérés par Enedis, en la gestion, l'exploitation ou l'assistance à la maîtrise d'ouvrage de réseaux d'électricité, ainsi qu'en la valorisation des réseaux gérés et des compétences.
- (2) La société E-Fluid, filiale d'UEM créée en 2012 assure le développement du progiciel intégré de gestion de la relation client et socle du système Ginko, adopté par Enedis pour répondre aux enjeux clients et fournisseurs sur le marché grand public et professionnels.

En millions d'euros	Filiales Françaises	Participations	
		Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	Non significatif
- nette :	1,2	26,1	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,4	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	2,5	

Note 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CRÉANCES	Montant brut au 31/12/2018	Montant brut au 31/12/2019	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	1	-	1
Autres immobilisations financières	3	3	-	-	2
Sous-total	35	35	1	1	33
CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	45	29	29	-	-
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies (2)	1 238	1 652	1 652	-	-
- Factures à établir (3)	1 280	1 259	1 259	-	-
Compte courant avec EDF SA	1 742	443	443	-	-
Autres créances d'exploitation (4)	478	471	471	-	-
Sous-total	4 737	3 825	3 824	-	-
Charges constatées d'avance	21	20	20	-	-
TOTAL	4 837	3 909	3 875	1	33

- (1) Dont 1 million d'euros lié aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
- (2) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
- (3) Concernent principalement les créances relatives à l'acheminement livré relevé non facturé ainsi qu'à l'acheminement livré non relevé non facturé (acheminement en compteur).
- (4) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés.

Relations avec GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une, regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre,

l'opérateur Informatique et Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1^{er} janvier 2019. Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes, sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

Par ailleurs, les deux sociétés ont signé le 9 janvier 2008 une convention de compte courant qui enregistre les flux relatifs aux opérations effectuées dans le cadre de la mise en commun des moyens au sein du service commun. Ce compte courant présente un solde débiteur de 7,2 millions d'euros à fin 2019.

Note 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La réconciliation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se présente de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2019	31/12/2018	Variation
Disponibilités	3	5	(2)
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan	443	1 742	(1 299)
"Trésorerie et équivalents de trésorerie " au TFT	446	1 746	(1 301)
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			(1 301)

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investis- sement reçues	Provisions réglemen- tées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078
Distribution de dividendes			(513)				(513)
Affectation du résultat 2017			609	(609)			
Résultat 2018				596			596
Autres variations					(10)	115	104
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2018	270	1 740	1 212	596	76	1 370	5 265
Distribution de dividendes			(556)				(556)
Affectation du résultat 2018			596	(596)			
Résultat 2019				698			698
Autres variations					(1)	36	35
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2019	270	1 740	1 252	698	75	1 406	5 441

Le capital social se décompose en 540 074 000 actions d'un nominal de 0,50 euro.

En 2019, l'augmentation de 177 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (556) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 6 juin 2019 statuant sur les comptes de l'exercice 2018 ;
- 698 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2019 ;
- (1) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 36 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2018, l'augmentation de 187 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (513) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 8 juin 2018 statuant sur les comptes de l'exercice 2017 ;
- 596 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2018 ;
- (10) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 115 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

En millions d'euros	31/12/2018	Augmentations	Diminutions (3)	Dépréciations et amortissements (4)	Affectations	31/12/2019
Contrevaleur des biens (1)	47 060	3 658	(114)	(2 259)	323	48 667
Écarts de réévaluation	1	-	-	-	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2)	(24 357)	(2 920)	62	1 249	-	(25 965)
Amortissement du financement du concédant	13 272	-	(35)	748	(136)	13 850
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	49	127	-	-	(93)	83
Total des comptes spécifiques de concessions	36 026	865	(87)	(261)	93	36 636

Les augmentations sont liées principalement aux mises en service et les diminutions aux mises au rebut. Les affectations sont relatives à la provision pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants, affectés en droit du concédant à l'occasion des renouvellements.

- (1) Les augmentations concernent des mises en service financées par Enedis (montant des financements après affectation de la provision pour renouvellement et de l'amortissement du droit du concédant) et les diminutions des mises au rebut.
- (2) En application des principes explicités en note 1, le financement du concessionnaire correspond au financement effectivement décaissé par le concessionnaire, diminué des montants affectés en droit du concédant lors du renouvellement et alors considérés comme des financements du concédant.
- (3) Les diminutions correspondent aux mises au rebut sans renouvellement (amortissements repris en résultat), les affectations correspondent aux mises au rebut dans le cadre d'un renouvellement.
- (4) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 249 millions d'euros) et du financement du concédant (748 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 997 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 259 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2019
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour risques	387	23	-	(142)	(68)	-	200

Les provisions pour risques concernent notamment des contentieux avec des producteurs photovoltaïques.

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire dans un cadre réglementaire incitatif. Le Gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, Enedis n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières pour le raccordement au réseau de distribution des installations de production photovoltaïque dans le délai de trois mois auquel elle était tenue. Les producteurs prétendent que ce retard pris par Enedis les a empêchés de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'entrée en vigueur du décret moratoire.

L'arrêt rendu par le Conseil d'Etat le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignments à l'encontre d'Enedis. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation avec les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité étant moins favorables que précédemment ; ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif que cette dernière n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement de leurs installations dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat antérieures plus avantageuses.

La prescription des actions indemnitaires est atteinte depuis le 4 mars 2016.

Suite à la question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État posée par la Cour d'appel de Versailles, la Cour de Justice de l'Union européenne, dans son ordonnance du 15 mars 2017, a confirmé d'une part, que l'obligation d'achat photovoltaïque constitue une « intervention de l'Etat ou aux moyens de ressources d'Etat », ce qui constitue l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'Etat, et d'autre part, qu'est illégale une telle mesure mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission européenne. Il revient aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences. Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues en 2018 : la Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'était pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'était pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 étaient illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'Etat. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation par les producteurs déboutés.

Le 18 septembre 2019, la Cour de Cassation a rendu des arrêts de rejet ; elle juge le caractère illégal de l'aide faite de notification des arrêtés tarifaires à la Commission Européenne comme l'impose l'article 108 du Traité de fonctionnement de l'Union européenne. En conséquence, la Cour de Cassation conclut que le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide est considéré comme n'étant pas réparable. Suite aux arrêts de rejet rendus par la Cour de Cassation dans une cinquantaine de dossiers, une partie de la provision a été reprise.

PASSIFS EVENTUELS

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la Cour d'Appel de Paris.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2019
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	8 867	133	-	-	(135)	(94)	8 771

(1) Ce montant correspond en quasi-totalité à de l'affectation au droit du concédant

Note 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 959	289	120	(263)	(5)	3 100
Avantages long terme	445	75	10	(38)	-	492
Total	3 403	364	130	(301)	(5)	3 592

- (1) Dont :
- Coût des services rendus : 205 millions d'euros ;
 - Amortissement des écarts actuariels : 153 millions d'euros ;
 - Amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.
- (2) Dont :
- Contributions employeurs pour 288 millions d'euros ;
 - Amortissement des écarts actuariels : 13 millions d'euros.
- (3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2018	5 610	(237)	5 373	(16)	(1 954)	3 403
Charge nette de l'exercice	335	(5)	330	6	140	476
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	1 266	(26)	1 239	-	(1 239)	-
Cotisations versés aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(305)	17	(288)	-	-	(288)
Solde au 31/12/2018	6 906	(251)	6 655	(11)	(3 053)	3 592

Au 31 décembre 2019, les changements de taux d'actualisation (de 2,3% à 1,3%) et de taux d'inflation (de 1,5% à 1,3%) génèrent une perte actuarielle sur l'engagement d'un montant de 1 162 M€.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

En millions d'euros	2019	2018
Coût des services rendus	205	255
Charges d'intérêts (actualisation)	130	119
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	70	102
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	70	(1)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	6	6
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	476	475

23.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

L'évolution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 284	127	33	(153)	-	1 290
Charges CNIEG	215	3	4	(6)	-	217
Avantages en nature énergie	1 173	122	68	(93)	-	1 270
Indemnités de fin de carrière	6	18	6	(1)	(5)	24
Indemnité de secours immédiat	167	7	6	(5)	-	174
Autres avantages	114	13	3	(5)	-	125
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 959	289	120	(263)	(5)	3 100

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecart actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2019
Retraites	1 776			(486)	1 290
Charges CNIEG	212			5	217
Avantages en nature énergie	3 664			(2 394)	1 270
Indemnités de fin de carrière	283	(251)	(3)	(5)	24
Indemnités de secours immédiat	318		(7)	(136)	174
Autres avantages	162		(0)	(38)	125
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	6 415	(251)	(11)	(3 053)	3 100

23.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

L'évolution des provisions pour avantages consentis aux actifs se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations		Reprises	31/12/2019
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	364	65	8	(32)	405
Médailles du travail	71	8	2	(4)	77
Autres avantages	9	1	0	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	445	75	10	(38)	492

(1) ATMP : Accidents du Travail et Maladies Professionnelles

23.3 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,3% au 31 décembre 2019 (2,3% 31 décembre 2018);
- le taux d'inflation retenu est de 1,3% au 31 décembre 2019 (1,5% au 31 décembre 2018);
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'âge moyen de départ à la retraite est de 62,2 ans ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 2,21% (1,99% au 31 décembre 2018).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2019 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrière
Actions	34,2%
Obligations monétaires	65,8%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2018	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2019
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	209	151	(132)	-	227
- personnel (1)	50	52	(44)	(7)	51
- autres charges (2)	104	80	(16)	(28)	141
Provisions pour autres charges	363	282	(192)	(35)	420

- (1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 50 millions d'euros.
(2) Concerne principalement la provision pour responsabilité civile générale d'un montant de 102 millions d'euros.

Note 25 - DETTES

En millions d'euros	DETTES	Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2019	Échéances		
				Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
	Dettes financières :					
	Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
	Emprunts et dettes financières divers (1)	525	508	8	321	179
	Sous-total : Emprunts et dettes financières	525	508	8	321	179
	Avances et acomptes reçus	252	264	264	-	-
	Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
	Fournisseurs et comptes rattachés	1 779	1 889	1 889	-	-
	Dettes fiscales et sociales	1 330	1 343	1 343	-	-
	Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	934	918	918	-	-
	Autres dettes	85	183	177	6	-
	Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	4 127	4 332	4 327	6	-
	Produits constatés d'avances	193	184	184	-	-
	TOTAL DETTES	5 097	5 288	4 782	327	179

- (1) Un emprunt d'un montant nominal de 500 millions d'euros souscrit en 2018 auprès d'EDF, a été partiellement remboursé en 2019 pour 250 millions d'euros. Enedis a souscrit à un nouvel emprunt d'un montant nominal de 250 millions d'euros auprès d'EDF pour un taux plus favorable.

Note 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES

En millions d'euros	Créances			Dettes		Solde Net	Charges financières	Produits financiers
	Créances immobilisées	Créances d'exploitation	Inscrites en comptes courants	Dettes financières	Dettes d'exploitation			
RTE	-	3	-	-	(1 035)	(1 032)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(90)	(90)	-	-
EDF SA	-	1 794	443	(503)	(71)	1 663	(5)	-
SOFILO	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-
G2S	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-
Electricité de Strasbourg	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, aux financements et aux investissements sont les suivants :

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 408	4 978	2 303	127
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	3	-	3	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 408	2 205	1 203	-
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 312	2 609	673	30
Autres engagements liés à l'exploitation	684	164	424	96
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	862	357	506	-
1- Engagements liés à l'exploitation	62	57	6	-
2- Engagements liés au financement	800	300	500	-

27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

27.1.1 Engagements liés à l'exploitation

27.1.1.1 Engagements sur contrats commerciaux

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5ans
Achats d'électricité	1 425	974	451	-
Marché de travaux	1 984	1 232	752	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 408	2 205	1 203	-

27.1.1.1.1 Engagements sur achats d'électricité pour compenser les pertes

Enedis, en tant que responsable d'équilibre pour les pertes constatées sur le réseau de distribution a souscrit des contrats selon lesquels elle s'engage à acheter de l'électricité à des échéances comprises entre 1 mois et 3 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

27.1.1.1.2 Engagements sur marchés de travaux

Enedis négocie avec ses fournisseurs de travaux, des marchés pouvant comprendre des clauses d'engagement financier quant au chiffre d'affaires contractualisé.

Ces engagements réciproques correspondent aux montants restant engagés sur ces marchés à fin 2019, et répartis de façon linéaire sur la période 2020-2025.

En millions d'euros	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5ans
Engagements résiduels hors commandes en cours	2 255	1 486	769	-
Commandes en cours	271	254	17	-
Engagements nets	1 984	1 232	752	-

27.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit principalement d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours.

27.1.2.1 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples, des contrats de gestion locative et des contrats de prestation liés à l'immobilier

- Filiales du groupe : 13 millions ;
- GRDF : 24 millions ;
- Tiers : 647 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs pour 34 millions d'euros : cette garantie couvre l'engagement pris par Enedis d'acheminer l'énergie électrique du fournisseur aux points de livraison listés dans l'annexe du contrat GRD-fournisseur ;
- d'engagements réciproques pour 10 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations au titre de la quote-part GRDF liée aux commandes mixtes ;
- d'engagements reçus au titre des loyers facturés à GRDF pour l'occupation des immeubles Enedis (14 millions)

27.2.2 Engagements liés au financement

Il s'agit :

- d'une autorisation de découvert accordée par EDF SA dans le cadre du cash pooling à hauteur de 300 millions d'euros ;
- d'un droit de tirage sur un prêt de 500 millions d'euros accordé par EDF SA.

Note 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

En 2019, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 0,8 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2019 comme en 2018.

Enedis

Société Anonyme à Directoire et Conseil de surveillance
Au capital de 270 037 000 euros
Siège social : 34, place des Corolles
92079 Paris-La Défense Cedex

PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE DU 3 MARS 2020

L'an deux mille vingt, le trois mars à 10h00, les actionnaires de la société Enedis SA, se sont réunis en Assemblée Générale Ordinaire au siège social, sur première convocation.

Il a été établi une feuille de présence qui a été émarginée par chaque actionnaire présent personnellement ou représenté.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, porteuse de pouvoirs, représente les actionnaires suivants : la société EDF SA, ainsi que Monsieur Pierre TODOROV, Madame Isabelle TRIQUERA-GONBEAU et Monsieur Xavier GIRRE, en qualité d'actionnaires porteurs d'une seule action.

Monsieur Christophe CARVAL, porteur d'un pouvoir, représente Monsieur Bernard SALHA, en qualité d'actionnaire porteur d'une seule action.

Monsieur Christophe CARVAL préside l'Assemblée en sa qualité de Président du Conseil de surveillance.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, celle-ci déclarant accepter cette fonction, est nommée Scrutatrice.

Le Président de l'Assemblée désigne Monsieur Jean-François VAQUIERI, Secrétaire Général, en qualité de Secrétaire.

Assistent à l'Assemblée :

- Madame Marianne LAIGNEAU, Présidente du Directoire, ainsi que Madame Corinne FAU, membre du Directoire ;
- Madame Nathalie DEGUEN, Contrôleure générale économique et financier ;
- Monsieur Frédéric FRANÇOIS, Secrétaire du Comité Social et Economique central de l'Entreprise ;
- Monsieur Jean-Louis CAULIER, commissaire aux comptes représentant KPMG SA.

Le second commissaire aux comptes, DELOITTE & ASSOCIES, en la personne de Monsieur Christophe PATRIER, bien que dûment convoqué, est absent.

La feuille de présence, certifiée exacte par les membres du bureau, permet de constater que les actionnaires présents ou représentés représentent 540.074.000 actions, soit la totalité des actions composant le capital social de la Société. Le quorum étant atteint, l'Assemblée Générale régulièrement constituée peut valablement délibérer.

Le Président de l'Assemblée déclare que sont déposés sur le bureau et mis à la disposition de l'Assemblée :

1. La copie des lettres de convocation adressées par courrier électronique aux actionnaires (conformément à l'accord donné par ces derniers, en application des statuts et des articles R-

Page 1 sur 6



225-68 et R-225-63 du Code de commerce), ainsi qu'au Secrétaire du Comité Social et Economique central de l'Entreprise,

2. La copie des lettres de convocation adressées par courrier recommandé avec avis de réception aux commissaires aux comptes, et les accusés de réception correspondants,
3. La feuille de présence à l'Assemblée, à laquelle sont joints les pouvoirs,
4. L'ordre du jour,
5. Le rapport de gestion relatif à l'année 2019,
6. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise,
7. Les comptes annuels de la Société (compte de résultat, bilan et annexes), ainsi que le rapport des commissaires aux comptes sur ces comptes 2019,
8. Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées ; l'attestation des commissaires aux comptes sur les informations relatives au montant global des rémunérations versées aux personnes les mieux rémunérées en 2019 ; le rapport RSE des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations figurant dans le rapport de gestion,
9. Les projets de résolutions soumises au vote de l'Assemblée,
10. Les statuts de la Société.

Le Président de l'Assemblée déclare que tous les documents qui doivent être communiqués aux actionnaires, selon la législation en vigueur, ont été tenus à leur disposition au siège social dans les délais légaux et leur ont été adressés lorsqu'ils en ont fait la demande dans les délais requis.

L'Assemblée lui en donne acte.

Le Président de l'Assemblée rappelle ensuite l'ordre du jour de l'Assemblée Générale Ordinaire, qui est le suivant :

1. Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019 ;
2. Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2019 et mise en distribution du dividende ;
3. Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce ;
4. Ratification de la cooptation d'un membre du Conseil de surveillance ;
5. Nomination des commissaires aux comptes ;
6. Pouvoirs pour les formalités.

Le Président passe à l'examen de l'ordre du jour.

Le Président de l'Assemblée propose à l'Assemblée, avec son accord, de ne pas donner lecture du rapport de gestion dans la mesure où les actionnaires ont pu prendre connaissance de ce document avant la réunion et qu'ils n'ont aucune question à ce sujet.

Le Président précise que le Conseil de surveillance, à l'occasion de sa réunion en date du 12 février 2020, a procédé à l'examen des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2019, du rapport de gestion et du rapport sur le gouvernement d'entreprise, lesquels avaient été arrêtés au préalable par le Directoire et mis à disposition des commissaires aux comptes.

Le Président de l'Assemblée indique que le rapport de gestion fait mention de la proposition d'affectation du résultat 2019 d'Enedis.

Le Président ajoute que le Conseil de surveillance n'ayant pas d'observations particulières, tant sur les comptes que sur le rapport de gestion ou sur le rapport sur le gouvernement d'entreprise, il n'a pas jugé utile d'établir de rapport à l'attention de l'Assemblée.

L'assemblée lui en donne acte.

Le Président de l'Assemblée donne la parole à Madame Marianne LAIGNEAU, Présidente du Directoire, afin qu'elle présente les principaux faits marquants et résultats de l'exercice 2019, ainsi que les perspectives pour 2020.

Madame Marianne LAIGNEAU observe que l'année 2019 a été marquée par une diminution de 4,2 TWh des soutirages, une diminution de 5,9 TWh des injections en provenance du réseau de transport et une progression de 5,8 térawattheures de la production décentralisée et injectée dans le réseau, laquelle a atteint un volume de 55,4 térawattheures.

La Présidente du Directoire note une hausse prononcée des raccordements en 2019 avec plus de 370 000 nouveaux points de livraison en soutirage et plus de 30 000 nouveaux clients producteurs.

Madame LAIGNEAU constate également que, pour la période 2019, l'Entreprise a atteint un niveau de déploiement du compteur Linky qui est à la hauteur de l'engagement industriel, avec 23,4 millions de compteurs installés à la fin 2019. La Présidente du Directoire note que plus de 21 000 communes sont d'ores et déjà équipées ou en voie d'équipement et que 21,4 millions de compteurs posés sont communicants, soit 57,5% du parc contre une cible fixée par la CRE de 46%.

La Présidente du Directoire rappelle également la poursuite de la mise en œuvre du nouveau cadre concessif signé fin 2017 avec le renouvellement de 116 contrats de concession sur le nouveau modèle durant la période 2019, portant ainsi à 170 le nombre de contrats renouvelés depuis l'accord-cadre.

Madame LAIGNEAU constate que l'année climatique 2019 a été particulièrement mouvementée (tempêtes, orages, épisodes de canicule et de crues) impliquant une forte mobilisation des agents, en particulier ceux de la FIRE, laquelle a été sollicitée à 7 reprises. Elle souligne que ces agents doivent être remerciés pour leur implication.

La Présidente du Directoire rappelle le lancement d'une nouvelle politique clients en 2019. La satisfaction clients a globalement atteint en 2019 les objectifs fixés.

En matière de prévention santé-sécurité, Madame LAIGNEAU souligne l'amélioration du taux de fréquence, tant pour les salariés que pour les prestataires, notamment pour les prestataires Linky, ce qui avait été une priorité du Programme en 2019. La Présidente du Directoire note toutefois qu'Enedis a eu à déplorer 3 accidents mortels en service.

Enfin, Madame LAIGNEAU rappelle quelques éléments de perspective pour 2020, qui sera marquée en particulier par l'élaboration du TURPE ,6 par la CRE, la poursuite du renouvellement des contrats de concession et celle du Programme Linky avec des objectifs de pose autour de 6,7 millions de compteurs en 2020.

Concernant la situation financière de l'Entreprise, Madame FAU rappelle les chiffres qui se trouvent dans les différents rapports communiqués aux actionnaires de l'Entreprise.

Le résultat net, en normes françaises, s'élève à 698 millions d'euros. Madame FAU précise que le résultat financier est en baisse de 12 millions d'euros, en raison de la hausse des charges de désactualisation sur les provisions pour avantages du personnel.

Madame FAU souligne que le résultat exceptionnel est en hausse de 77 millions d'euros principalement lié aux amortissements dérogatoires qui avaient été constatés en 2018 sur les mises en service de SI.

Madame FAU précise que l'impôt sur les sociétés s'élève à 370 millions d'euros en 2019 contre 396 millions d'euros en 2018. Madame FAU note donc une amélioration de 26 millions d'euros.

Madame FAU termine sa présentation en indiquant que les capitaux propres de l'Entreprise, en normes françaises, s'établissent à 5 441 millions d'euros. Ils s'élevaient à 5 265 millions d'euros en 2018.

Le Président de l'Assemblée donne ensuite la parole à Monsieur CAULIER, commissaire aux comptes. Monsieur CAULIER, indiquant s'exprimer au nom du collège des commissaires aux comptes, présente à l'Assemblée les principales conclusions de leurs rapports, remis par écrit aux actionnaires, portant, notamment, sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées. Concernant les comptes, il certifie que ceux-ci sont réguliers et sincères et précise que le fondement de l'opinion des commissaires aux comptes est développé dans leur rapport. Il renvoie à leur lecture.

Monsieur CAULIER certifie que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que du patrimoine et de la situation financière de la société à la fin de l'exercice 2019.

Le Président de l'Assemblée indique que la Société n'a reçu aucune demande d'inscription de projet de résolution, ni de question écrite d'aucun actionnaire, ni du Comité Social et Economique central de l'Entreprise.

Plus personne ne demandant la parole, le Président de l'Assemblée demande au Secrétaire de mettre successivement aux voix les résolutions suivantes :

RESOLUTIONS DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE

PREMIERE RESOLUTION – Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion et du rapport sur le gouvernement d'entreprise établis par le Directoire ainsi que des rapports des commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le résultat de cet exercice à 698 057 425,08 €, celui-ci ayant pour effet de porter les capitaux propres d'Enedis à 5 441 275 772,47€.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

DEUXIEME RESOLUTION – Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2019 et mise en distribution du dividende

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion et du rapport sur le gouvernement d'entreprise établis par le Directoire ainsi que des rapports des commissaires aux comptes :

- constate que, compte tenu du résultat de l'exercice 2019 de 698 057 425,08 € et du Report à nouveau de 1 251 812 975,80 €, le bénéfice distribuable s'élève à 1 949 870 400,88 € ;

Page 4 sur 6



- décide d'affecter à titre de dividende aux actionnaires 0,94 euro par action pour un montant total de 507 669 560 €.

Après affectation du dividende, le compte Report à nouveau sera créditeur de 1 442 200 840,88 €.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercices	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué	Quote-part du dividende éligible à la réfaction (1)
2016	540 074 000	1,22 €	658 890 280 €	100%
2017	540 074 000	0,95 €	513 070 300 €	100%
2018	540 074 000	1,03 €	556 276 220 €	100%

(1) Réfaction de 40% mentionnée au 3.2° de l'article 158 du Code Général des Impôts.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

TROISIEME RESOLUTION – Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L 225-86 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

QUATRIEME RESOLUTION – Ratification de la cooptation d'un membre du Conseil de surveillance

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, ratifie la nomination, en qualité de membre du Conseil de surveillance de la Société, de Monsieur Christophe CARVAL, né à AUCHEL le 23 avril 1960, demeurant 20 allée des Capucines – 78290 CROISSY-SUR-SEINE, coopté par le Conseil de surveillance lors de sa réunion du 12 février 2020, en remplacement de Madame Marianne LAIGNEAU, pour la durée du mandat de cette dernière restant à courir.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

Le Président indique ensuite que le mandat actuel des commissaires aux comptes d'Enedis arrive à son terme au jour de la présente assemblée générale ordinaire d'Enedis.

Il remercie Messieurs CAULIER et PATRIER pour le travail réalisé par eux et leurs équipes respectives pendant toutes les précédentes années et prie Monsieur CAULIER de transmettre ces remerciements à Monsieur PATRIER.

Le commissaire aux comptes quitte provisoirement la salle.

Le Président indique que, pour le besoin du renouvellement du mandat des commissaires aux comptes, un appel d'offres a été organisé par l'Entreprise. Il appartient désormais aux actionnaires de se prononcer sur son résultat.

Le Secrétaire met aux voix la résolution suivante :

CINQUIEME RESOLUTION – Nomination des commissaires aux comptes

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, décide de nommer, sur proposition du Conseil de surveillance de la Société, pour une durée de six exercices prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire d'Enedis qui statuera sur les comptes de l'exercice 2025 :

- Le cabinet KPMG, société anonyme, domicilié Tour Egho, 2 avenue Gambetta, 92066 Paris la Défense Cedex, en qualité de commissaire aux comptes Titulaire,
- Le cabinet MAZARS, société anonyme à directoire et conseil de surveillance, domicilié Tour Exaltis, 61, rue Henri Regnault, 92075 La Défense Cedex, en qualité de commissaire aux comptes Titulaire.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

Le commissaire aux comptes revient en séance.

Madame Marie-Hélène POINSSOT souhaite, en sa qualité de représentant de l'actionnaire d'Enedis, remercier le collège des commissaires aux comptes pour la qualité du travail qui a été réalisé pour Enedis. Les investigations qui ont été menées par les commissaires dans le cadre de leur mission et la manière dont il en a été rendu compte en Comité supervision économique et audit pendant ces dernières années ont été de grande qualité tant à l'écrit qu'à l'oral. Elle formule le vœu que cette qualité soit maintenue, voire augmentée, à l'avenir, en tenant compte de l'évolution du contexte réglementaire et opérationnel. Madame POINSSOT relève aussi la qualité des documents transmis par le collège et la qualité des échanges lorsque que des questions étaient posées aux commissaires. Elle exprime enfin la conviction qu'un travail réalisé en confiance, comme cela a été le cas avec le collège sortant des commissaires aux comptes, est important pour la gouvernance d'une entreprise.

Le Secrétaire met aux voix la résolution suivante :

SIXIEME RESOLUTION - Pouvoirs pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée à l'effet d'accomplir toutes formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publications prescrits par la législation en vigueur.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

Plus personne n'ayant de question et l'ordre du jour étant épuisé, le Président de l'Assemblée déclare la séance levée à 10h32.

De tout ce qui précède, il a été dressé le présent procès-verbal qui, après lecture, a été signé par les membres du bureau.

Le Président

Christophe Carval

Christophe CARVAL

La Scrutatrice

MH POINSSOT

Marie-Hélène POINSSOT

Le Secrétaire

JF. Vaquieri

Jean-François VAQUIERI

Page 6 sur 6



[Signature]