

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 17/07/2018 sous le numéro de dépôt 22909



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Exercice clos le 31 décembre 2017
Enedis S.A.

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

Ce rapport contient 44 pages



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée générale de la société Enedis,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Enedis relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 plus amplement décrites 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 2017 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.

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.

Evénements 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.

S'agissant des décisions de justice exposées en note 2.3 et de l'assignation devant le Tribunal de commerce de Paris reçue de la société Engie aux fins d'obtenir une rémunération pour prestations de gestion de clientèle réputées faites pour le compte de votre société, notre appréciation du bien-fondé de la position comptable retenue s'est notamment appuyée sur les règles de comptabilisation et de détermination des provisions exposées en note 1.13 de l'annexe, sur les délibérations de la CRE du 26 octobre 2017 et sur l'analyse de ce dossier et de son fondement légal faite par votre Direction Juridique.

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.

Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux actionnaires

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Rapport de gestion et autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels

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 adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

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 les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

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 le principe 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 et fait preuve d'esprit critique 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 des informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction du principe 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.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense, le 9 février 2018

Neuilly-sur-Seine, le 9 février 2018

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Jean-Louis Caulier
Associé



Christophe Patrier
Associé



ETATS FINANCIERS AU 31 DECEMBRE 2017

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 RECONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	13
1.7.1 Domaine propre	13
1.7.2 Domaine concédé	13
1.7.3 Modes et durées d'amortissement	13
1.8 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	14
1.9 STOCKS	14
1.10 CREANCES D'EXPLOITATION	14
1.11 PROVISIONS REGLEMENTEES	15
1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	15
1.13 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	16
1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE	16
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	16
1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi	16
1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme	17
1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel	17
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	18
2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	18
2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES	19
2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE	19
2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	22
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE	22
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	22
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	23
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	23
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	23
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	24
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	24
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	25
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	25
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	26
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	26
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	26
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	26
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	28
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	30
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	31
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	32
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	32
NOTE 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	33
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	33
PASSIFS EVENTUELS	34
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	34
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.....	36
23.3	HYPOTHESES ACTUARIELLES	36
23.4	ACTIFS DE COUVERTURE.....	36
NOTE 24 -	PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES.....	36
NOTE 25 -	DETTES.....	37
NOTE 26 -	INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	37
NOTE 27 -	ENGAGEMENTS HORS BILAN	38
27.1	ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	38
27.1.1	Engagements liés à l'exploitation	38
27.2	ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	39
27.2.1	Engagements liés à l'exploitation	39
27.2.2	Engagements liés au financement	39
NOTE 28 -	REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	39

ETATS 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

	Note	2017	2016
En millions d'euros			
Production de biens		16	16
Productions de services		14 067	13 829
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 083	13 845
Production stockée		(1)	-
Production immobilisée	4	1 579	1 400
Subventions d'exploitation		4	1
Reprises sur amortissements et provisions	5	637	839
Transferts de charges		31	36
Autres produits d'exploitation		70	142
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		16 402	16 263
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(7 824)	(7 421)
Achats d'énergie		(999)	(1040)
Autres achats consommés de biens		(1167)	(991)
Achats de services		(5 658)	(5 389)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(752)	(795)
Charges de personnel	8	(2 719)	(2 657)
Salaires et traitements		(1748)	(1721)
Charges sociales		(970)	(936)
Dotation d'exploitation		(3 297)	(3 451)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 480)	(2 361)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(19)	(19)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(798)	(1071)
Autres charges d'exploitation	11	(522)	(457)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(15 114)	(14 781)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 288	1 482
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	-
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		-	1
Reprises sur provisions et transferts de charges		5	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		8	9
Dotations financières aux amortissements et provisions		(115)	(139)
Intérêts et charges assimilées		-	(1)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(115)	(140)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(108)	(130)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 180	1 351
Produits exceptionnels sur opérations en capital		18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges		177	177
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		195	194
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(2)	(2)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(221)	(263)
Dotations aux provisions réglementées		(221)	(263)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(223)	(265)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII - VIII)	13	(28)	(71)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(544)	(494)
TOTAL DES PRODUITS (I + III + V + VII)		16 604	16 466
TOTAL DES CHARGES (II + IV + VI + VIII + IX)		(15 995)	(15 680)
BENEFICE OU PERTE		609	786

BILAN ACTIF

	Note	31/12/2017			31/12/2016
En millions d'euros		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	1 710	(726)	983	925
Terrains		109	(3)	106	96
Constructions		1 694	(723)	970	879
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 354	(4 375)	2 979	2 863
Autres immobilisations corporelles		1 058	(715)	343	324
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	10 214	(5 817)	4 398	4 162
Terrains		7	-	7	7
Constructions		683	(549)	134	141
Installations techniques,matériels et outillages industriels		80 346	(34 904)	45 443	44 157
Autres immobilisations corporelles		25	(19)	6	5
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	81 062	(35 472)	45 590	44 310
Travaux en cours		1 448	-	1 448	1 383
Avances et acomptes versés		-	-	-	1
Immobilisations corporelles en cours	15	1 448	-	1 448	1 384
Travaux informatiques	15	200	-	200	161
Immobilisations incorporelles en cours		200	-	200	161
Participations et créances rattachées		31	(4)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	5	406
Immobilisations financières	16,17	36	(4)	32	432
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		94 670	(42 018)	52 651	51 375
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		164	-	164	133
En cours de production et autres stocks		14	-	14	15
Stocks et encours		178	-	178	148
Avances et acomptes versés sur commandes	17	37	(0)	37	23
Créances clients et comptes rattachés		2 690	(11)	2 679	2 474
Autres créances d'exploitation		2 412	(15)	2 397	2 746
Créances d'exploitation	17	5 101	(26)	5 075	5 220
Disponibilités	18	5	-	5	2
Charges constatées d'avance	17	23	-	23	21
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		5 344	(26)	5 317	5 415
III. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		-	-	-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		100 013	(42 044)	57 969	56 790

BILAN PASSIF

	Note	31/12/2017	31/12/2016
En millions d'euros			
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		9	9
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		1 116	989
Résultat de l'exercice		609	786
Subventions d'investissement reçues		87	91
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		-	-
Amortissements dérogatoires		1 255	1 212
Provisions réglementées		1 255	1 212
CAPITAUX PROPRES	19	5 077	5 088
Comptes spécifiques des concessions	20	35 385	34 575
I. TOTAL FONDS PROPRES		40 463	39 664
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	273	263
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 929	9 139
Avantages du personnel	23	3 232	3 003
Autres charges	24	431	417
Provisions pour charges		12 593	12 559
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		12 866	12 822
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres dettes		23	23
Emprunts et Dettes financières	25	23	23
Avances et acomptes reçus	25	230	207
Fournisseurs et comptes rattachés		1 873	1 708
Dettes fiscales et sociales		1 305	1 265
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		916	827
Autres dettes		72	49
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	25	4 166	3 849
Produits constatés d'avance	25	220	225
III. TOTAL DETTES		4 640	4 305
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		57 969	56 790

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	1 153	1 281
Amortissements, provisions	2 803	2 829
(Plus) ou moins values de cessions	26	21
Elimination des (produits) et charges financières	(3)	(3)
Variation du besoin en fonds de roulement .	(25)	(588)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	13	11
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	<i>3 967</i>	<i>3 551</i>
Frais financiers nets dont dividendes reçus	3	6
Impôts sur le résultat payés	(604)	(500)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 365	3 056
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 678)	(3 421)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	9
Variation d'actifs financiers	400	2 998
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(3 268)	(415)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	-	-
Dividendes versés	(659)	(551)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	128	127
Augmentation de capital		
Subventions d'investissement reçues et divers	2	(2)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(529)	(426)
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(432)	2 215
	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 380	165
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	(0)	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture *	1 948	2 380

* cf. note 18

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 définis par le règlement N° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général, modifié par les règlements n°2015-05 du 2 juillet 2015 et n°2016-07 du 4 novembre 2016.

Le règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, homologué par arrêté du 28 décembre 2015 est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2017. Son application a un impact très limité sur les comptes d'Enedis au titre du reclassement en exploitation du résultat de change des dettes et créances libellées en devises.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

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 ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 31 janvier 2018 et présentés au Conseil de Surveillance du 9 février 2018.

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 mises en place par les lois SRU et UH.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

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

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

L'évaluation de la part « acheminement en compteur » est faite sur la base d'un prix moyen ou du TURPE selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée, et est destiné à couvrir les coûts d'acheminement de l'énergie. Le TURPE a ainsi vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et inclure une rémunération des investissements.

Conformément à la décision de la CRE du 17 novembre 2016, le tarif d'acheminement TURPE 5 HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017. Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'évolution de deux facteurs : l'inflation et l'apurement du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2%.

La CRE a reconduit pour TURPE 5 le CRCP, mécanisme mis en place dans le cadre de TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des postes préalablement identifiés de catégories de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ce compte, suivi de façon extra-comptable, s'apure par un 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.

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. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués 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. Ces achats et ventes sont considérés comme des transactions entrant dans le cycle normal de l'exploitation.

1.5 RECONCILIATION 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 comptabiliser 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 » - et 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 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 niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs à 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.

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 :

- pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux injections 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 la période juillet N-1/juin N ;
- 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 entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, tel que défini ci-dessus.

S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux d'énergie non affectée utilisé est égal à la moyenne des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

Il est en effet considéré, du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle, et des différents éléments qui ont un impact sur le taux d'énergie non affectée (climat, production décentralisée, effets de « cut-off » entre les périodes Recotemp) que le résultat de la dernière Recotemp clôturée ne permet pas de donner la meilleure vision physique des pertes et donc de l'énergie non affectée à la clôture d'un exercice. Une moyenne des trois dernières Recotemp est ainsi prise en compte, à savoir les deux dernières Recotemp clôturées, et le taux prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

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 $\pm 0.1\%$ du taux de pertes de la Recotemp 13 relative à la période juillet 2016 – juin 2017, non clôturée au 31 décembre 2017, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 28 millions d'euros, dont 22 millions d'euros au titre des achats de pertes et 6 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 et des dépenses de numérisation de cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur.

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.

1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

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.

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

Les immobilisations corporelles d'Enedis sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.7.1 Domaine propre

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

1.7.2 Domaine concédé

De par la loi, Enedis est le concessionnaire obligé chargé de la gestion et l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France Continentale, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes). Le reste des réseaux (environ 5% des points de livraison) est géré par les distributeurs non nationalisés (régies, SICAE ...).

Enedis est ainsi engagée au travers des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

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 sera mis en œuvre lors des renouvellements de contrats (cf note 2.6).

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.

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

La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan (cf note 1.12).

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

1.7.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable.

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

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

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).

1.8 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.

Les plus ou moins-values de cession des titres de participation sont évaluées sur la base du Premier Entré Premier Sorti.

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.

1.9 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 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 qui est entré en vigueur à compter du 1^{er} janvier 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.

1.10 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 risque 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.

1.11 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 12 mois des logiciels créés par la société.

1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

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

Les concessions de distribution publique d'électricité exploitées par Enedis sont au nombre de 509 (524 au 31 décembre 2016). La variation entre 2016 et 2017 est due essentiellement à des regroupements de concessions avec la création de la Métropole Européenne de Rouen et des fusions de concessions en Moselle. La durée des contrats est généralement comprise entre 20 et 30 ans, l'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2024.

Ces contrats relèvent, pour la majorité, d'un modèle de cahier des charges de concession de 1992, mis à jour en 2007, négocié avec la FNCCR et approuvé par les pouvoirs publics.

Ce cahier des charges comporte notamment l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Les actifs et passifs des concessions, présentés annuellement aux concédants, comprennent :

- la contre-valeur en nature des ouvrages de la concession ;
- le financement du concessionnaire non amorti, comptabilisé en valeur historique, les contrats prévoyant par ailleurs que ce financement fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession ;
- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant, s'agissant des biens pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement ;
- la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à capacité et fonctionnalités identiques à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, l'amortissement du financement du concédant et la provision pour renouvellement constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision et d'amortissement du financement du concédant 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.

Dans ces conditions, les droits du concédant croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler.

Depuis 2009, Enedis a signé des avenants, ou des nouveaux contrats pour ceux arrivant à échéance. Ces contrats prévoient, généralement, un engagement du concessionnaire sur la mise en œuvre de plans

d'investissement et, corrélativement, l'absence de dotation à la provision pour renouvellement. Ces dispositions sont conformes à l'accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession signée le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis (cf note 2.6).

1.13 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.

1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE

Cette provision, destinée au renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci à fonctionnalités et capacité identiques et leur valeur d'origine. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

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, 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 du régime d'invalidité et de 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 de l'Etat en particulier, et de manière 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 finance les droits spécifiques 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. 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 unitaire.

A cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie dont Enedis supporte une quote-part.
- 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 l'avis n°2000-A du comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris 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 2014-03 de

l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un 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 des 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 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Au terme de la phase d'expérimentation, en juillet 2013, la décision de déploiement de compteurs communicants a été annoncée par le Gouvernement français dans le cadre du plan « investir pour la France », avec l'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.

Le projet industriel Linky représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4,5 milliards d'euros. Ce montant a été précisé dans le dossier d'engagement de la tranche 2 du programme (2017-2021), validé en conseil de surveillance d'Enedis du 27 juin 2016.

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.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1er décembre 2015, Enedis a achevé début 2017, avec la pose de 3 millions de compteurs Linky, la première tranche du déploiement dans le respect des budgets prévus. Le déploiement s'est poursuivi au rythme prévu pour la tranche 2. A fin 2017, le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 8 millions compteurs Linky et près de 150 000 concentrateurs sont installés dans les postes. Le déploiement a démarré dans 5 000 communes et concerne d'ores et déjà toutes les régions et l'ensemble des capitales et métropoles régionales. Par ailleurs, avec près de 6,4 millions de compteurs posés et communicants (soit 16.9% du parc), Enedis est au rendez-vous du

premier jalon de la régulation incitative sur les délais fixé par la CRE. Plus globalement, et dans l'attente de la validation formelle courant 2018 par la CRE, le projet Linky respecte à date ses objectifs et Enedis n'anticipe pas de malus au titre du bilan à fin 2017 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts, les délais et la qualité de service. Enfin, le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 15 000 compteurs / jour début 2017 à environ 28 000 compteurs / jour fin 2017, permettant d'atteindre la cadence attendue et de poursuivre en 2018 la tranche 2 du Programme selon la trajectoire prévue.

Au 31 décembre 2017, 1 314 millions d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2007 (dont 592 millions d'euros sur l'exercice 2017).

2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Le nouveau Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5), arrêté par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour une période de 4 ans, a été publié le 28 janvier 2017 au Journal officiel de la République française et est entré en vigueur le 1^{er} août 2017 avec :

- une augmentation moyenne de 2,71 % pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE Distribution);
- une augmentation moyenne de 6,76% pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE Transport).

Le TURPE 5 évoluera ensuite pour prendre en compte l'inflation et l'apurement du CRCP (voir note 1.3) au 1^{er} août de chaque année.

La structure du TURPE dans les domaines de tension HTA et BT a évolué significativement :

- pour les tarifs des clients du marché d'affaires : suppression de certains tarifs (HTA8, HTA sans différenciation temporelle, BTSUP5) et création de tarifs HTA à pointe mobile, pour inciter certains clients à déplacer leur consommation en dehors des périodes de charge les plus importantes du réseau ;
- pour le marché des clients particuliers et petits professionnels : création d'un nouveau tarif avec différenciation temporelle à 4 index pour leurs clients équipés d'un compteur Linky.

La régulation incitative est un mécanisme associé au TURPE dans le but d'encourager les GRD à maîtriser leurs coûts, améliorer leur performance et offrir un bon niveau de qualité en contrepartie de leur rémunération.

Elle repose sur des indicateurs et des objectifs de productivité fixés par la CRE qui peuvent entraîner des bonus ou des pénalités.

La régulation incitative (entrée en vigueur dès le 1^{er} janvier 2017) qui s'applique à l'entreprise est renforcée significativement par le TURPE 5 à travers :

- une dizaine de nouveaux indicateurs sont suivis ou incités (notamment incitation sur l'achat des pertes, incitation sur les coûts unitaires CAPEX, la qualité d'alimentation et de service, l'innovation...);
- l'incitation financière hors productivité a été multipliée par 3 par rapport à TURPE 4 ;
- un effort de productivité accru.

Le TURPE 5 reconduit le mécanisme du CRCP avec certaines nouveautés dont notamment l'élargissement de son périmètre à certains postes de charges, par exemple les redevances de concession, et l'introduction d'une clause de rendez-vous.

Cette clause est prévue au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation d'Enedis pour les années 2019 et 2020.

2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE

Depuis 2012, Enedis a conclu des contrats de prestations de services avec des fournisseurs non historiques, dont la société Direct Energie, par lesquels elle s'engage à verser au fournisseur d'énergie, tant qu'il compte moins de 1 750 000 clients, une rémunération au titre des frais de gestion qu'il prend en charge pour les clients ayant conclu un contrat unique.

La société Engie s'est appuyée sur l'arrêt de la Cour d'appel de Paris du 2 juin 2016 et l'arrêt du Conseil d'Etat du 13 juillet 2016 pour demander à Enedis de pouvoir bénéficier d'une rémunération pour les prestations de gestion de la clientèle pour ses clients en contrat unique d'électricité. Engie a assigné Enedis le 23 décembre 2016 devant le Tribunal de commerce de Paris à cette fin.

La CRE a publié le 26 octobre 2017 deux délibérations :

- la délibération n° 2017-236 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT à compter du 1^{er} janvier 2018.

La délibération stipule que l'accès à un réseau public de distribution d'électricité, pour un utilisateur souhaitant conclure un contrat unique avec le fournisseur de son choix, a pour contrepartie non seulement le paiement par l'utilisateur au gestionnaire de réseau (GRD) du tarif d'utilisation prévu pour ce réseau, mais également le versement par le GRD d'une contrepartie financière au fournisseur au titre de la gestion de clientèle effectuée pour son compte. La délibération définit la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique comme une composante tarifaire d'un montant négatif, qui fixe le montant de cette contrepartie versée par le GRD au fournisseur pour la gestion de clients en contrat unique. Elle s'applique à compter du 1^{er} janvier 2018.

Pour cette composante, les montants fixés par la délibération s'appuient sur les coûts d'un fournisseur normalement efficace, sans dépasser les coûts évités par les GRD qui délèguent la réalisation d'une partie de la gestion des clients aux fournisseurs.

Les niveaux de référence retenus pour cette composante dépendent du domaine de tension et du type de contrat (TRV ou offre de marché).

- la délibération n° 2017-239 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT :

Cette délibération modifie la délibération TURPE 5 HTA-BT, à compter du 1^{er} janvier 2018, afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle et ainsi d'augmenter pour les clients en contrat unique la composante annuelle de gestion.

En pratique, dans le cadre du contrat unique, les GRD, d'une part, factureront les tarifs d'utilisation des réseaux (dont la composante annuelle de gestion) directement aux fournisseurs et, d'autre part, verseront à ces derniers une contrepartie financière pour la gestion de clientèle. En moyenne, l'augmentation des tarifs de réseau compense la contrepartie financière versée aux fournisseurs.

Enfin, la délibération prévoit la couverture des charges correspondant à des versements qui pourraient être effectués par Enedis au titre de périodes antérieures au 1^{er} janvier 2018. Elle définit en conséquence le montant maximum annuel par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP. Pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018, la CRE prévoit une couverture par le TURPE d'une rémunération des fournisseurs en offres de marché à concurrence de 10% de la rémunération fixée à partir du 1^{er} janvier 2018. Aucune couverture de rémunération rétroactive n'est prévue pour les clients aux tarifs réglementés de vente.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement est venue modifier le Code de l'énergie. Elle stipule que les prestations de gestion de clientèle réalisées par les fournisseurs d'électricité pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de contrats uniques peuvent donner lieu à une rémunération, dont les éléments et le montant sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie.

Elle acte également dans son article 13-II le principe par lequel les conventions antérieurement conclues entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution sont validées et que cette validation n'est pas susceptible de donner lieu à réparation.

Enedis en tire les conséquences c'est-à-dire l'absence de rémunération de la gestion de clients en contrat unique pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018.

2.4 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.

En application du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité, Enedis est désormais le nouveau gestionnaire du FPE en remplacement d'EDF SA et il est possible pour les entreprises locales de distribution d'opter pour un système de péréquation fondé sur l'analyse par la CRE de leurs charges.

Par ailleurs, la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT dits TURPE 5 prévoit d'intégrer dans le périmètre du mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

Compte tenu de ces évolutions réglementaires, Enedis sera amenée à verser des contributions au titre du FPE de montants bien plus significatifs que par le passé. Les sommes versées sont enregistrées en autres consommations de l'exercice.

Geredis et Electricité de Mayotte ont opté pour une péréquation établie à partir de leurs comptes conformément au décret du 9 mai 2017. Les délibérations de la CRE du 27 septembre 2017 ont ainsi fixé les montants dont bénéficient Geredis et Electricité de Mayotte au titre des exercices 2016 et 2017. La contribution d'Enedis correspondante s'élève à 55 millions d'euros.

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

Les arrêtés pour les années 2016 et 2017 pour les ELD soumises à la péréquation forfaitaire sur une base normative n'ont pas encore été publiés.

2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES

Le début de l'année 2017 a été particulièrement perturbé par 5 tempêtes d'intensité exceptionnelle (Egon, Kurt, Leiv et Marcel, Zeus), de nombreuses régions étant touchées par des rafales de vents très violentes. Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la FIRE ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais. Les surcoûts d'exploitation générés par les événements climatiques de l'ensemble de l'année 2017 s'établissent à 44 millions d'euros, les indemnités de coupure s'élèvent à 66 millions d'euros.

2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, cet accord est l'opportunité de moderniser dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Ce nouveau modèle de contrat marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. France urbaine, signataire de l'accord, représente les grandes villes, agglomérations et métropoles ayant la compétence d'autorité concédante de distribution publique d'électricité.

D'un point de vue comptable, l'obligation contractuelle de doter une provision pour renouvellement est supprimée. Une nouvelle logique de programmation des investissements sera mise en œuvre, avec des schémas directeurs de long terme et des programmes pluriannuels d'investissement sur 4 à 5 ans. Dans le contexte extrêmement évolutif de la transition énergétique, ces outils permettront aux territoires, urbains comme ruraux, de disposer d'éléments prévisionnels permettant d'élaborer leurs politiques énergétiques locales. Le déploiement de ce nouveau modèle de contrat de concession va se traduire par de nombreuses négociations locales à partir de janvier 2018.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

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

En millions d'euros	2017	2016
Ventes d'acheminement (1)	12 918	12 701
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	194	201
Autres ventes de services (3)	956	927
Autres ventes de biens	16	16
Chiffre d'affaires	14 083	13 845

(1) Le chiffre d'affaires acheminement augmente notamment du fait de l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 4 (+1,1% au 1^{er} août 2016) et de l'application du TURPE 5 à compter du 1^{er} août 2017 (cf note 2).

(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 672 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2017 (608 millions en 2016).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE

En millions d'euros	2017	2016
Matériel	1 004	842
Main d'œuvre	575	558
Production immobilisée	1 579	1 400

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 42% par la production immobilisée et à hauteur de 58% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Reprise de provision pour risques	9	42
Pensions et obligations assimilées	283	269
Renouvellement du domaine concédé	91	122
Autres provisions pour charges (1)	228	366
Reprise de provisions pour charges	601	758
Reprise d'amortissement du domaine concédé	11	14
Reprise de dotations pour dépréciation	17	25
Reprises sur amortissements et provisions	637	839

(1) Cette rubrique concerne essentiellement :

- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2016 pour un montant de 51 millions d'euros (50 millions d'euros en 2016)
- la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 106 millions d'euros (218 millions d'euros en 2016)

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

En millions d'euros	2017	2016
Achats de services (1)	(5 658)	(5 389)
Achats d'énergie (2)	(999)	(1 040)
Achats consommés de biens (3)	(1 167)	(991)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(7 824)	(7 421)

(1) Les achats de services comprennent :

- les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 510 millions d'euros versus 3 334 millions d'euros en 2016
- les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 241 millions d'euros versus 244 millions d'euros en 2016
- la contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 55 millions d'euros (cf. note 2).

(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) En 2017, cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels dans les domaines suivants : interface clientèle, appareillage, câbles, connectiques, supports et postes source. La majorité de ces achats figure en production immobilisée.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

En millions d'euros	2017	2016
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(354)	(403)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(243)	(243)
Impôts et taxes sur rémunérations	(77)	(74)
Taxes foncières	(38)	(36)
Autres impôts et taxes	(41)	(39)
Impôts, taxes et versements assimilés	(753)	(795)

(1) Dont 354 millions d'euros concernant la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (355 millions d'euros en 2016).

(2) Dont 159 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (CET) et 84 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (IFT). En 2016, la CET était de 161 millions d'euros et l'IFT était de 82 millions d'euros.

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2017	2016
Salaires et traitements	(1 748)	(1 721)
Charges sociales	(970)	(936)
Charges de personnel	(2 719)	(2 657)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 366 millions d'euros en 2017 (1 376 millions d'euros en 2016) ;
- une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 326 millions d'euros en 2017 (304 millions d'euros en 2016).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 469 millions d'euros en 2017 (447 millions d'euros en 2016) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 362 millions d'euros en 2017 (359 millions d'euros en 2016).

Effectifs au 31 décembre 2017

	2017			2016
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	5 800	161	5 961	5 844
Executions, agents de maîtrise et techniciens	30 773	2 154	32 927	32 898
Effectifs	36 573	2 315	38 888	38 742

(1) Dont 1 066 personnes en contrat d'apprentissage et 663 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

	2017			2016
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 810	2 191	38 001	38 211

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2017	2016
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(219)	(204)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 261)	(2 157)
Domaine propre	(398)	(372)
Domaine concédé (*)	(1 864)	(1 785)
Dotations aux amortissements	(2 480)	(2 361)

(*) Cette rubrique comprend, en 2017, un impact de 41 millions d'euros au titre de l'accélération de l'amortissement des compteurs de puissance inférieure à 36 kVA, dans le cadre de la mise en œuvre du déploiement des compteurs Linky.

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Provisions pour risques	(18)	(73)
Pensions et obligations assimilées (1)	(401)	(410)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(136)	(160)
Autres provisions pour charges (2)	(243)	(428)
Provisions pour charges	(780)	(997)
Provisions pour dépréciation	(19)	(19)
Dotations aux provisions	(817)	(1 090)

(1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 371 millions d'euros en 2017 versus 352 millions d'euros en 2016

(2) Figurent notamment dans cette rubrique ;

- la provision pour abondement au titre de l'intéressement 2017 pour un montant de 50 millions d'euros versus 52 millions d'euros en 2016 ;
- les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité de l'année 2017 sur la part acheminement des facturations

des fournisseurs d'énergie pour 144 millions d'euros, versus 205 millions d'euros en 2016 ;
la provision à la contribution au FPE pour un montant de 12 millions d'euros 2017 (versus 18 millions d'euros en 2016)

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2017	2016
Autres charges d'exploitation	(522)	(457)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 161 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie en 2017 (183 millions d'euros en 2016) ;
- 94 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie (104 millions d'euros en 2016) ;
- 71 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes en 2017 (21 millions d'euros en 2016).
- 66 millions d'euros au titre des indemnités de coupure versées aux clients en 2017 (34 millions d'euros en 2016)
- 54 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut en 2017 (46 millions d'euros en 2016)

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2017	2016
Charges sur passifs financiers court terme	(0)	(1)
Produits des créances financières long terme	0	1
Produits des créances financières court terme	0	0
Frais Financiers Nets	(0)	1
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(115)	(139)
Reprises de provisions (2)	5	5
Autres produits et charges financiers	(108)	(131)
Résultat financier	(108)	(130)

- (1) Cette rubrique concerne principalement les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel qui s'élèvent à 115 millions d'euros (136 millions d'euros en 2016).
- (2) Ces reprises sont liées pour la quasi-totalité aux produits financiers (rendement attendu des actifs de couverture) obtenus au titre des fonds externalisés relatifs aux indemnités de fin de carrière.

Note 13 -RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2017	2016
Produits exceptionnels sur opérations en capital	18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges	177	177
Total des produits exceptionnels	195	194
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(221)	(263)
Total des charges exceptionnelles	(223)	(265)
Résultat exceptionnel	(28)	(71)

En 2017, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 28 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (221) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

En 2016, le résultat exceptionnel représentait une charge nette de 71 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (263) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et de ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

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 2017, une contribution additionnelle et une contribution exceptionnelle ont été créées par la loi de finance rectificative de 2017 avec un taux de 15% chacune applicable sur le montant de l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2017, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 370 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 544 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 609 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 65 millions d'euros.

Le produit de Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) constaté dans les comptes s'élève à 59 millions d'euros. Les sommes perçues au cours de l'exercice au titre du CICE de l'exercice précédent ont été affectées au financement des efforts de la société en matière de recherche et de recrutement, notamment dans le contexte de la transition énergétique.

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	2017	2016	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(2 870)	(2 633)	(237)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi (impact résultat)	(2 766)	(2 537)	(228)
- Autres	(104)	(95)	(9)
- Subventions reçues	(79)	(79)	0
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(23)	(22)	-1
- Autres			-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(2 972)	(2 734)	(238)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			-
			-
Total passif d'impôt au taux normal			-
Situation fiscale différée	(2 972)	(2 734)	(238)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(851)	(839)	(12)

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition de 34,43% actuellement à 25,82% en 2022.

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

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	901	194	124	970
Autres (1)	655	84	-	739
SOUS-TOTAL	1 557	277	124	1 710
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	98	11	0	109
Constructions	1 556	144	7	1 694
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 061	374	82	7 354
Autres immobilisations corporelles	979	117	38	1 058
SOUS-TOTAL	9 695	646	127	10 214
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	0	0	7
Constructions	684	1	2	683
Installations techniques, matériels et outillages industriels	77 665	3 464	783	80 346
Autres immobilisations corporelles	23	3	0	25
SOUS-TOTAL(2)	78 379	3 467	785	81 062
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	161	322	283	200
Immobilisations corporelles	1 383	3 447	3 383	1 448
Avances et acomptes versés sur commandes	1	0	1	0
SOUS-TOTAL	1 546	3 769	3 666	1 648
TOTAL GENERAL	91 176	8 159	4 572	94 634

(1) Dont 575 millions d'euros au 31 Décembre 2017 relatifs à la cartographie informatisée (508 millions d'euros au 31 Décembre 2016).

(2) Les augmentations sont constituées de 2 746 millions d'euros d'investissements Enedis et de 721 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(285)	165	(124)	(325)
Autres	(347)	54	-	(401)
SOUS-TOTAL	(632)	219	(124)	(726)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(2)	1	(0)	(3)
Constructions	(677)	51	(5)	(723)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 198)	249	(72)	(4 375)
Autres immobilisations corporelles	(655)	97	(37)	(715)
SOUS-TOTAL	(5 533)	398	(114)	(5 817)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	0	(0)	-
Constructions	(543)	7	(1)	(549)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(33 508)	2 099	(703)	(34 904)
Autres immobilisations corporelles	(18)	2	(0)	(19)
SOUS-TOTAL	(34 069)	2 108	(705)	(35 472)
TOTAL GENERAL	(40 233)	2 725	(843)	(42 014)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros

	Informations financières 2016			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital détenu (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	(0,8)	100%	0,1
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	(2,7)	20%	0,7
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	33,4	30%	7,9
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	2,0	(1,9)	20%	(0,5)
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	(0,8)	3%	(1,0)

- (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.

Renseignements globaux sur toutes les filiales et participations au 31 décembre 2017	Filiales	Participations	
	Françaises	Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	Non significatif
- nette :	0,9	26,0	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,6	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	2,4	

Note 17 -IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CREANCES	Montant brut au 31/12/2016	Montant brut au 31/12/2017	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CREANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	-	1	1
Autres immobilisations financières					
- placement financier auprès d'EDF (2)	400	-	-	-	-
- autres immobilisations financières	4	3	-	1	2
Sous-total	436	36	-	2	33
CREANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	24	37	37	-	-
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies (3)	1 091	1 176	1 176	-	-
- Factures à établir (4)	1 394	1 514	1 514	-	-
Compte courant avec EDF SA	2 378	1 943	1 943	-	-
Autres créances d'exploitation (5)	381	468	468	-	-
Sous-total	5 244	5 101	5 101	-	-
Charges constatées d'avance	21	23	23	-	-
TOTAL	5 725	5 197	5 161	2	33

- (1) Dont 1,3 millions d'euros liés aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
(2) Du fait de la baisse des taux, Enedis ne place plus ses excédents de trésorerie auprès de la trésorerie du groupe EDF.
(3) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
(4) 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)
(5) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés, et comprennent également le solde du compte courant avec GRDF.

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 réaffirmant l'intérêt de la mise en commun d'activités logistiques et de partenariats opérationnels pour les achats ou la cartographie, mais prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages.

Le 23 octobre 2017, Enedis et GRDF ont pris la décision d'engager une réflexion afin de faire évoluer l'organisation des activités supports et logistiques.

D'autre part, 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 10,7 millions d'euros à fin décembre 2017

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	31/12/2017	31/12/2016	Variation
Disponibilités	5	2	3
Comptes banques créditeurs	-	-	-
Intérêts courus sur compte courant EDF / Enedis	-	-	-
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis	1 943	2 378	435
inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan			
"Trésorerie et équivalents de trésorerie" au TFT	1 948	2 380	432
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			432

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015	270	1 740	1 166	374	99	1 126	4 775
Distribution de dividendes			(551)				(551)
Affectation du résultat 2015			374	(374)			
Résultat 2016				786			786
Autres variations					(8)	86	78
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2016	270	1 740	989	786	91	1 212	5 088
Distribution de dividendes			(659)				(659)
Affectation du résultat 2016			786	(786)			
Résultat 2017				609			609
Autres variations					(4)	43	39
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078

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

En 2017, la diminution de 11 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (659) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 juin 2017 statuant sur les comptes de l'exercice 2016 ;
- 609 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2017 ;
- (4) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 43 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2016, l'augmentation de 313 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (551) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 26 mai 2016 statuant sur les comptes de l'exercice 2015 ;
- 786 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2016 ;
- (8) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 86 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

En millions d'euros	31/12/2016	Augmentations	Diminutions (4)	Dépréciations et amortissements (5)	Affectations (4)	31/12/2017
Contrevaleur des biens(1)	44 346	2 882	(97)	(2 108)	600	45 624
Écarts de réévaluation	1	0	(0)	(0)	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2) (3)	(21 930)	(2 148)	44	1 125	-	(22 910)
Amortissement du financement du concédant	12 133	-	(11)	739	(212)	12 650
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	24	128	(0)	-	(132)	20
Total des comptes spécifiques de concessions	34 573	862	(53)	(244)	256	35 388

(1) 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.

(2) 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.

(3) En application des principes explicités en note 1.12, 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.

(4) 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.

(5) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 125 millions d'euros) et du financement du concédant (739 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 864 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 108 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve essentiellement sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2017
		exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour risques	288	18	-	(4)	(3)	-	299

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 dossiers 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 dans un délai qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

L'arrêt par le Conseil d'Etat du 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations 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, la société n'ayant 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.

Les décisions rendues en première instance comme en Cour d'Appel sont divergentes dans les attendus et les conclusions, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

La Cour de Cassation, dans des décisions de juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'Enedis et confirme la garantie de l'assureur.

Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a posé à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'Etat et décidé de sursoir à statuer. Dans son ordonnance du 16 mars 2017, la CJUE confirme 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, que le défaut de notification préalable à la Commission Européenne rend une aide d'Etat illégale.

La décision de la CJUE pourrait permettre aux juges français, de confirmer que les tarifs d'achat photovoltaïque de 2006 et de 2010 sont des aides d'Etat illégales dans la mesure où l'Etat français n'a pas notifié ces aides à la Commission Européenne. Une telle hypothèse priverait les producteurs photovoltaïques d'une base légale permettant de faire valoir un préjudice dans le cadre des contentieux. Pour autant, l'Etat français peut, comme il l'avait fait en 2014 pour l'éolien, décider de notifier les arrêtés à la Commission afin d'obtenir une décision de conformité du dispositif, sur le fond, aux règles du Traité.

La prescription est atteinte depuis le 4 mars 2016.

PASSIFS EVENTUELS

Les passifs éventuels relèvent des éléments suivants :

Litiges commerciaux

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.

Le jugement rendu par le TGI de Paris le 2 novembre 2017 a déclaré la société Quadlogic irrecevable à agir en contrefaçon à l'encontre de la société Enedis.

Quadlogic, en tant que société américaine, dispose d'un délai de 4 mois pour interjeter appel à compter de la signification du jugement à partie par Enedis, celle-ci ayant été réalisée mi décembre 2017.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUELEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2017
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	9 139	130	-	-	(91)	(266)	8 929

(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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765
Avantages à long terme	467	30	9	(37)	-	468
Provisions pour avantages du personnel	3 003	401	115	(282)	(5)	3 232

- (1) Dont :
- coût des services rendus : 251 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 144 millions d'euros ;
 - amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.

- (2) Dont :
- contributions employeurs : 269 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	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2016	5 947	(233)	5 714	(28)	(2 683)	3 003
Charge nette de l'exercice	366	(5)	361	6	132	499
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	23	(8)	15		(15)	(0)
Cotisations versées aux fonds		(14)	(14)			(14)
Prestations versées	(275)	21	(255)			(255)
Solde au 31/12/2017	6 061	(240)	5 821	(22)	(2 566)	3 232

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

en millions d'euros	2017	2016
Coût des services rendus	251	228
Charges d'intérêts (actualisation)	115	136
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	107	109
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	25	54
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	499	527

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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 157	182	32	(142)		1 229
Charges CNIEG	211	4	4	(6)		213
Avantages en nature énergie	930	142	57	(69)		1 061
Indemnités de fin de carrière	(2)	20	5	(17)	(5)	1
Indemnité de secours immédiat	145	10	5	(3)		157
Autres avantages	95	13	2	(6)	-	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2017
Retraites	1 582			(353)	1 229
Charges CNIEG	209			5	213
Avantages en nature énergie	3 125			(2 065)	1 061
Indemnités de fin de carrière	277	(240)	(13)	(23)	1
Indemnités de secours immédiat	276		(9)	(110)	157
Autres avantages	125		(0)	(21)	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	5 593	(240)	(22)	(2 566)	2 765

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	31/12/2016	Dotations		Reprises	31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	380	28	7	(32)	383
Médailles du travail	77	1	2	(5)	76
Autres avantages	10	-	-	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	467	30	8	(37)	467

(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 1,9% au 31 décembre 2017, identique au 31 décembre 2016 ;
- Le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5% comme au 31 décembre 2016 ;
- L'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,7 ans ;
- Le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- L'âge moyen de départ à la retraite est de 61,9 ans ;
- Le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 1,99% (2,24% en 2016).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2017 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières
Actions	32,5%
Obligations monétaires	67,5%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2017
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	205	144	(106)	(0)	244
- personnel (1)	53	50	(41)	(11)	51
- autres charges (2)	159	49	(29)	(42)	137
Provisions pour autres charges	417	243	(176)	(53)	431

(1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 50 millions d'euros.

(2) Concerne notamment au 31 décembre 2017 les provisions :

- Responsabilité Civile Générale pour 87 millions d'euros ;
- Contribution FPE pour un montant de 24 millions d'euros.

Note 25 -DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTES	Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2017	Échéances à 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Autres dettes	23	23	16	7	1
Sous-total : Emprunts et dettes financières	23	23	16	7	1
Avances et acomptes reçus (1)	207	230	230	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 708	1 873	1 873	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 265	1 305	1 305	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	827	916	916	-	-
Autres dettes	49	72	72	-	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	3 849	4 166	4 166	0	0
Produits constatés d'avances (2)	225	220	220	-	-
TOTAL DETTES	4 305	4 640	4 633	7	1

(1) 228 millions d'euros d'acomptes reçus sur les raccordements en 2017 et 205 millions d'euros en 2016

(2) 219 millions d'euros (contre 225 millions d'euros à fin 2016) de produits constatés d'avance relatifs à la part fixe acheminement facturée fin décembre 2017 concernant l'exercice 2018.

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	-	-	-	-	(1 041)	(1 041)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(40)	(40)	-	-
EDF SA	-	1 877	1 943	-	(52)	3 769	-	-
SOFILO	-	-	-	-	(0)	(0)	-	-
EDF FMS	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-
EDF IMS	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-
G2S	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2017, 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 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 313	4 529	2 653	131
1- Engagements liés à l'exploitation	7 313	4 529	2 653	131
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	9	3	6	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	2 984	2 335	637	12
Autres engagements liés à l'exploitation	881	299	492	90
2- Engagements liés au financement	-	-	-	-
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	1 070	382	688	-
1- Engagements liés à l'exploitation	270	82	188	-
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	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	1 611	837	775	-
Marché de travaux	1 828	1 055	743	29
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29

27.1.1.1.1 Engagements sur achats de 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 2017, et répartis de façon linéaire sur la période 2018-2024.

En millions d'euros	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements Résiduels hors commandes en cours	2 014	1 236	749	29
Commandes en cours	186	181	5	-
Engagements nets sur marchés de travaux	1 828	1 055	744	29

27.1.1.2 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.

27.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples et des contrats de gestion locative

- filiales du groupe : 142 millions ;
- GRDF : 263 millions ;
- tiers : 476 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs, Engie pour un montant de 10 millions d'euros et EDF SA pour 10 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 7 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 (233 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 2017, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 1,7 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2017 comme en 2016.



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Exercice clos le 31 décembre 2017
Enedis S.A.

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

Ce rapport contient 44 pages



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée générale de la société Enedis,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Enedis relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 plus amplement décrites 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 2017 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.

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.

Evénements 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.

S'agissant des décisions de justice exposées en note 2.3 et de l'assignation devant le Tribunal de commerce de Paris reçue de la société Engie aux fins d'obtenir une rémunération pour prestations de gestion de clientèle réputées faites pour le compte de votre société, notre appréciation du bien-fondé de la position comptable retenue s'est notamment appuyée sur les règles de comptabilisation et de détermination des provisions exposées en note 1.13 de l'annexe, sur les délibérations de la CRE du 26 octobre 2017 et sur l'analyse de ce dossier et de son fondement légal faite par votre Direction Juridique.

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.

Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux actionnaires

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Rapport de gestion et autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels

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 adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

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 les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

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 le principe 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 et fait preuve d'esprit critique 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 des informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction du principe 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.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense, le 9 février 2018

Neuilly-sur-Seine, le 9 février 2018

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Jean-Louis Caulier
Associé



Christophe Patrier
Associé



ETATS FINANCIERS AU 31 DECEMBRE 2017

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 RECONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	13
1.7.1 Domaine propre	13
1.7.2 Domaine concédé	13
1.7.3 Modes et durées d'amortissement	13
1.8 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	14
1.9 STOCKS	14
1.10 CREANCES D'EXPLOITATION	14
1.11 PROVISIONS REGLEMENTEES	15
1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	15
1.13 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	16
1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE	16
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	16
1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi	16
1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme	17
1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel	17
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	18
2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	18
2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES	19
2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE	19
2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	22
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE	22
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	22
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	23
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	23
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	23
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	24
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	24
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	25
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	25
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	26
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	26
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	26
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	26
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	28
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	30
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	31
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	32
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	32
NOTE 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	33
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	33
PASSIFS EVENTUELS	34
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	34
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.....	36
23.3	HYPOTHESES ACTUARIELLES	36
23.4	ACTIFS DE COUVERTURE.....	36
NOTE 24 -	PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES.....	36
NOTE 25 -	DETTES.....	37
NOTE 26 -	INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	37
NOTE 27 -	ENGAGEMENTS HORS BILAN	38
27.1	ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	38
27.1.1	Engagements liés à l'exploitation	38
27.2	ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	39
27.2.1	Engagements liés à l'exploitation	39
27.2.2	Engagements liés au financement	39
NOTE 28 -	REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	39

ETATS 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

	Note	2017	2016
En millions d'euros			
Production de biens		16	16
Productions de services		14 067	13 829
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 083	13 845
Production stockée		(1)	-
Production immobilisée	4	1 579	1 400
Subventions d'exploitation		4	1
Reprises sur amortissements et provisions	5	637	839
Transferts de charges		31	36
Autres produits d'exploitation		70	142
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		16 402	16 263
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(7 824)	(7 421)
Achats d'énergie		(999)	(1040)
Autres achats consommés de biens		(1167)	(991)
Achats de services		(5 658)	(5 389)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(752)	(795)
Charges de personnel	8	(2 719)	(2 657)
Salaires et traitements		(1748)	(1721)
Charges sociales		(970)	(936)
Dotation d'exploitation		(3 297)	(3 451)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 480)	(2 361)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(19)	(19)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(798)	(1071)
Autres charges d'exploitation	11	(522)	(457)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(15 114)	(14 781)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 288	1 482
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	-
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		-	1
Reprises sur provisions et transferts de charges		5	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		8	9
Dotations financières aux amortissements et provisions		(115)	(139)
Intérêts et charges assimilées		-	(1)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(115)	(140)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(108)	(130)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 180	1 351
Produits exceptionnels sur opérations en capital		18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges		177	177
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		195	194
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(2)	(2)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(221)	(263)
Dotations aux provisions réglementées		(221)	(263)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(223)	(265)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII - VIII)	13	(28)	(71)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(544)	(494)
TOTAL DES PRODUITS (I + III + V + VII)		16 604	16 466
TOTAL DES CHARGES (II + IV + VI + VIII + IX)		(15 995)	(15 680)
BENEFICE OU PERTE		609	786

BILAN ACTIF

	Note	31/12/2017			31/12/2016
En millions d'euros		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	1 710	(726)	983	925
Terrains		109	(3)	106	96
Constructions		1 694	(723)	970	879
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 354	(4 375)	2 979	2 863
Autres immobilisations corporelles		1 058	(715)	343	324
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	10 214	(5 817)	4 398	4 162
Terrains		7	-	7	7
Constructions		683	(549)	134	141
Installations techniques,matériels et outillages industriels		80 346	(34 904)	45 443	44 157
Autres immobilisations corporelles		25	(19)	6	5
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	81 062	(35 472)	45 590	44 310
Travaux en cours		1 448	-	1 448	1 383
Avances et acomptes versés		-	-	-	1
Immobilisations corporelles en cours	15	1 448	-	1 448	1 384
Travaux informatiques	15	200	-	200	161
Immobilisations incorporelles en cours		200	-	200	161
Participations et créances rattachées		31	(4)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	5	406
Immobilisations financières	16,17	36	(4)	32	432
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		94 670	(42 018)	52 651	51 375
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		164	-	164	133
En cours de production et autres stocks		14	-	14	15
Stocks et encours		178	-	178	148
Avances et acomptes versés sur commandes	17	37	(0)	37	23
Créances clients et comptes rattachés		2 690	(11)	2 679	2 474
Autres créances d'exploitation		2 412	(15)	2 397	2 746
Créances d'exploitation	17	5 101	(26)	5 075	5 220
Disponibilités	18	5	-	5	2
Charges constatées d'avance	17	23	-	23	21
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		5 344	(26)	5 317	5 415
III. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		-	-	-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		100 013	(42 044)	57 969	56 790

BILAN PASSIF

	Note	31/12/2017	31/12/2016
En millions d'euros			
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		9	9
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		1 116	989
Résultat de l'exercice		609	786
Subventions d'investissement reçues		87	91
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		-	-
Amortissements dérogatoires		1 255	1 212
Provisions réglementées		1 255	1 212
CAPITAUX PROPRES	19	5 077	5 088
Comptes spécifiques des concessions	20	35 385	34 575
I. TOTAL FONDS PROPRES		40 463	39 664
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	273	263
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 929	9 139
Avantages du personnel	23	3 232	3 003
Autres charges	24	431	417
Provisions pour charges		12 593	12 559
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		12 866	12 822
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres dettes		23	23
Emprunts et Dettes financières	25	23	23
Avances et acomptes reçus	25	230	207
Fournisseurs et comptes rattachés		1 873	1 708
Dettes fiscales et sociales		1 305	1 265
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		916	827
Autres dettes		72	49
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	25	4 166	3 849
Produits constatés d'avance	25	220	225
III. TOTAL DETTES		4 640	4 305
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		57 969	56 790

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	1 153	1 281
Amortissements, provisions	2 803	2 829
(Plus) ou moins values de cessions	26	21
Elimination des (produits) et charges financières	(3)	(3)
Variation du besoin en fonds de roulement .	(25)	(588)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	13	11
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	<i>3 967</i>	<i>3 551</i>
Frais financiers nets dont dividendes reçus	3	6
Impôts sur le résultat payés	(604)	(500)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 365	3 056
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 678)	(3 421)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	9
Variation d'actifs financiers	400	2 998
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(3 268)	(415)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	-	-
Dividendes versés	(659)	(551)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	128	127
Augmentation de capital		
Subventions d'investissement reçues et divers	2	(2)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(529)	(426)
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(432)	2 215
	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 380	165
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	(0)	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture *	1 948	2 380

* cf. note 18

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 définis par le règlement N° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général, modifié par les règlements n°2015-05 du 2 juillet 2015 et n°2016-07 du 4 novembre 2016.

Le règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, homologué par arrêté du 28 décembre 2015 est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2017. Son application a un impact très limité sur les comptes d'Enedis au titre du reclassement en exploitation du résultat de change des dettes et créances libellées en devises.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

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 ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 31 janvier 2018 et présentés au Conseil de Surveillance du 9 février 2018.

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 mises en place par les lois SRU et UH.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

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

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

L'évaluation de la part « acheminement en compteur » est faite sur la base d'un prix moyen ou du TURPE selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée, et est destiné à couvrir les coûts d'acheminement de l'énergie. Le TURPE a ainsi vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et inclure une rémunération des investissements.

Conformément à la décision de la CRE du 17 novembre 2016, le tarif d'acheminement TURPE 5 HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017. Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'évolution de deux facteurs : l'inflation et l'apurement du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2%.

La CRE a reconduit pour TURPE 5 le CRCP, mécanisme mis en place dans le cadre de TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des postes préalablement identifiés de catégories de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ce compte, suivi de façon extra-comptable, s'apure par un 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.

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. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués 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. Ces achats et ventes sont considérés comme des transactions entrant dans le cycle normal de l'exploitation.

1.5 RECONCILIATION 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 comptabiliser 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 » - et 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 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 niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs à 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.

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 :

- pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux injections 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 la période juillet N-1/juin N ;
- 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 entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, tel que défini ci-dessus.

S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux d'énergie non affectée utilisé est égal à la moyenne des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

Il est en effet considéré, du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle, et des différents éléments qui ont un impact sur le taux d'énergie non affectée (climat, production décentralisée, effets de « cut-off » entre les périodes Recotemp) que le résultat de la dernière Recotemp clôturée ne permet pas de donner la meilleure vision physique des pertes et donc de l'énergie non affectée à la clôture d'un exercice. Une moyenne des trois dernières Recotemp est ainsi prise en compte, à savoir les deux dernières Recotemp clôturées, et le taux prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

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 $\pm 0.1\%$ du taux de pertes de la Recotemp 13 relative à la période juillet 2016 – juin 2017, non clôturée au 31 décembre 2017, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 28 millions d'euros, dont 22 millions d'euros au titre des achats de pertes et 6 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 et des dépenses de numérisation de cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur.

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.

1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

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.

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

Les immobilisations corporelles d'Enedis sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.7.1 Domaine propre

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

1.7.2 Domaine concédé

De par la loi, Enedis est le concessionnaire obligé chargé de la gestion et l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France Continentale, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes). Le reste des réseaux (environ 5% des points de livraison) est géré par les distributeurs non nationalisés (régies, SICAE ...).

Enedis est ainsi engagée au travers des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

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 sera mis en œuvre lors des renouvellements de contrats (cf note 2.6).

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.

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

La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan (cf note 1.12).

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

1.7.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable.

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

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

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).

1.8 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.

Les plus ou moins-values de cession des titres de participation sont évaluées sur la base du Premier Entré Premier Sorti.

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.

1.9 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 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 qui est entré en vigueur à compter du 1^{er} janvier 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.

1.10 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 risque 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.

1.11 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 12 mois des logiciels créés par la société.

1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

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

Les concessions de distribution publique d'électricité exploitées par Enedis sont au nombre de 509 (524 au 31 décembre 2016). La variation entre 2016 et 2017 est due essentiellement à des regroupements de concessions avec la création de la Métropole Européenne de Rouen et des fusions de concessions en Moselle. La durée des contrats est généralement comprise entre 20 et 30 ans, l'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2024.

Ces contrats relèvent, pour la majorité, d'un modèle de cahier des charges de concession de 1992, mis à jour en 2007, négocié avec la FNCCR et approuvé par les pouvoirs publics.

Ce cahier des charges comporte notamment l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Les actifs et passifs des concessions, présentés annuellement aux concédants, comprennent :

- la contre-valeur en nature des ouvrages de la concession ;
- le financement du concessionnaire non amorti, comptabilisé en valeur historique, les contrats prévoyant par ailleurs que ce financement fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession ;
- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant, s'agissant des biens pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement ;
- la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à capacité et fonctionnalités identiques à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, l'amortissement du financement du concédant et la provision pour renouvellement constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision et d'amortissement du financement du concédant 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.

Dans ces conditions, les droits du concédant croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler.

Depuis 2009, Enedis a signé des avenants, ou des nouveaux contrats pour ceux arrivant à échéance. Ces contrats prévoient, généralement, un engagement du concessionnaire sur la mise en œuvre de plans

d'investissement et, corrélativement, l'absence de dotation à la provision pour renouvellement. Ces dispositions sont conformes à l'accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession signée le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis (cf note 2.6).

1.13 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.

1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE

Cette provision, destinée au renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci à fonctionnalités et capacité identiques et leur valeur d'origine. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

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, 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 du régime d'invalidité et de 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 de l'Etat en particulier, et de manière 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 finance les droits spécifiques 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. 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 unitaire.

A cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie dont Enedis supporte une quote-part.
- 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 l'avis n°2000-A du comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris 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 2014-03 de

l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un 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 des 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 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Au terme de la phase d'expérimentation, en juillet 2013, la décision de déploiement de compteurs communicants a été annoncée par le Gouvernement français dans le cadre du plan « investir pour la France », avec l'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.

Le projet industriel Linky représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4,5 milliards d'euros. Ce montant a été précisé dans le dossier d'engagement de la tranche 2 du programme (2017-2021), validé en conseil de surveillance d'Enedis du 27 juin 2016.

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.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1er décembre 2015, Enedis a achevé début 2017, avec la pose de 3 millions de compteurs Linky, la première tranche du déploiement dans le respect des budgets prévus. Le déploiement s'est poursuivi au rythme prévu pour la tranche 2. A fin 2017, le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 8 millions compteurs Linky et près de 150 000 concentrateurs sont installés dans les postes. Le déploiement a démarré dans 5 000 communes et concerne d'ores et déjà toutes les régions et l'ensemble des capitales et métropoles régionales. Par ailleurs, avec près de 6,4 millions de compteurs posés et communicants (soit 16.9% du parc), Enedis est au rendez-vous du

premier jalon de la régulation incitative sur les délais fixé par la CRE. Plus globalement, et dans l'attente de la validation formelle courant 2018 par la CRE, le projet Linky respecte à date ses objectifs et Enedis n'anticipe pas de malus au titre du bilan à fin 2017 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts, les délais et la qualité de service. Enfin, le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 15 000 compteurs / jour début 2017 à environ 28 000 compteurs / jour fin 2017, permettant d'atteindre la cadence attendue et de poursuivre en 2018 la tranche 2 du Programme selon la trajectoire prévue.

Au 31 décembre 2017, 1 314 millions d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2007 (dont 592 millions d'euros sur l'exercice 2017).

2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Le nouveau Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5), arrêté par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour une période de 4 ans, a été publié le 28 janvier 2017 au Journal officiel de la République française et est entré en vigueur le 1^{er} août 2017 avec :

- une augmentation moyenne de 2,71 % pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE Distribution);
- une augmentation moyenne de 6,76% pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE Transport).

Le TURPE 5 évoluera ensuite pour prendre en compte l'inflation et l'apurement du CRCP (voir note 1.3) au 1^{er} août de chaque année.

La structure du TURPE dans les domaines de tension HTA et BT a évolué significativement :

- pour les tarifs des clients du marché d'affaires : suppression de certains tarifs (HTA8, HTA sans différenciation temporelle, BTSUP5) et création de tarifs HTA à pointe mobile, pour inciter certains clients à déplacer leur consommation en dehors des périodes de charge les plus importantes du réseau ;
- pour le marché des clients particuliers et petits professionnels : création d'un nouveau tarif avec différenciation temporelle à 4 index pour leurs clients équipés d'un compteur Linky.

La régulation incitative est un mécanisme associé au TURPE dans le but d'encourager les GRD à maîtriser leurs coûts, améliorer leur performance et offrir un bon niveau de qualité en contrepartie de leur rémunération.

Elle repose sur des indicateurs et des objectifs de productivité fixés par la CRE qui peuvent entraîner des bonus ou des pénalités.

La régulation incitative (entrée en vigueur dès le 1^{er} janvier 2017) qui s'applique à l'entreprise est renforcée significativement par le TURPE 5 à travers :

- une dizaine de nouveaux indicateurs sont suivis ou incités (notamment incitation sur l'achat des pertes, incitation sur les coûts unitaires CAPEX, la qualité d'alimentation et de service, l'innovation...);
- l'incitation financière hors productivité a été multipliée par 3 par rapport à TURPE 4 ;
- un effort de productivité accru.

Le TURPE 5 reconduit le mécanisme du CRCP avec certaines nouveautés dont notamment l'élargissement de son périmètre à certains postes de charges, par exemple les redevances de concession, et l'introduction d'une clause de rendez-vous.

Cette clause est prévue au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation d'Enedis pour les années 2019 et 2020.

2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE

Depuis 2012, Enedis a conclu des contrats de prestations de services avec des fournisseurs non historiques, dont la société Direct Energie, par lesquels elle s'engage à verser au fournisseur d'énergie, tant qu'il compte moins de 1 750 000 clients, une rémunération au titre des frais de gestion qu'il prend en charge pour les clients ayant conclu un contrat unique.

La société Engie s'est appuyée sur l'arrêt de la Cour d'appel de Paris du 2 juin 2016 et l'arrêt du Conseil d'Etat du 13 juillet 2016 pour demander à Enedis de pouvoir bénéficier d'une rémunération pour les prestations de gestion de la clientèle pour ses clients en contrat unique d'électricité. Engie a assigné Enedis le 23 décembre 2016 devant le Tribunal de commerce de Paris à cette fin.

La CRE a publié le 26 octobre 2017 deux délibérations :

- la délibération n° 2017-236 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT à compter du 1^{er} janvier 2018.

La délibération stipule que l'accès à un réseau public de distribution d'électricité, pour un utilisateur souhaitant conclure un contrat unique avec le fournisseur de son choix, a pour contrepartie non seulement le paiement par l'utilisateur au gestionnaire de réseau (GRD) du tarif d'utilisation prévu pour ce réseau, mais également le versement par le GRD d'une contrepartie financière au fournisseur au titre de la gestion de clientèle effectuée pour son compte. La délibération définit la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique comme une composante tarifaire d'un montant négatif, qui fixe le montant de cette contrepartie versée par le GRD au fournisseur pour la gestion de clients en contrat unique. Elle s'applique à compter du 1^{er} janvier 2018.

Pour cette composante, les montants fixés par la délibération s'appuient sur les coûts d'un fournisseur normalement efficace, sans dépasser les coûts évités par les GRD qui délèguent la réalisation d'une partie de la gestion des clients aux fournisseurs.

Les niveaux de référence retenus pour cette composante dépendent du domaine de tension et du type de contrat (TRV ou offre de marché).

- la délibération n° 2017-239 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT :

Cette délibération modifie la délibération TURPE 5 HTA-BT, à compter du 1^{er} janvier 2018, afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle et ainsi d'augmenter pour les clients en contrat unique la composante annuelle de gestion.

En pratique, dans le cadre du contrat unique, les GRD, d'une part, factureront les tarifs d'utilisation des réseaux (dont la composante annuelle de gestion) directement aux fournisseurs et, d'autre part, verseront à ces derniers une contrepartie financière pour la gestion de clientèle. En moyenne, l'augmentation des tarifs de réseau compense la contrepartie financière versée aux fournisseurs.

Enfin, la délibération prévoit la couverture des charges correspondant à des versements qui pourraient être effectués par Enedis au titre de périodes antérieures au 1^{er} janvier 2018. Elle définit en conséquence le montant maximum annuel par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP. Pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018, la CRE prévoit une couverture par le TURPE d'une rémunération des fournisseurs en offres de marché à concurrence de 10% de la rémunération fixée à partir du 1^{er} janvier 2018. Aucune couverture de rémunération rétroactive n'est prévue pour les clients aux tarifs réglementés de vente.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement est venue modifier le Code de l'énergie. Elle stipule que les prestations de gestion de clientèle réalisées par les fournisseurs d'électricité pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de contrats uniques peuvent donner lieu à une rémunération, dont les éléments et le montant sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie.

Elle acte également dans son article 13-II le principe par lequel les conventions antérieurement conclues entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution sont validées et que cette validation n'est pas susceptible de donner lieu à réparation.

Enedis en tire les conséquences c'est-à-dire l'absence de rémunération de la gestion de clients en contrat unique pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018.

2.4 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.

En application du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité, Enedis est désormais le nouveau gestionnaire du FPE en remplacement d'EDF SA et il est possible pour les entreprises locales de distribution d'opter pour un système de péréquation fondé sur l'analyse par la CRE de leurs charges.

Par ailleurs, la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT dits TURPE 5 prévoit d'intégrer dans le périmètre du mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

Compte tenu de ces évolutions réglementaires, Enedis sera amenée à verser des contributions au titre du FPE de montants bien plus significatifs que par le passé. Les sommes versées sont enregistrées en autres consommations de l'exercice.

Geredis et Electricité de Mayotte ont opté pour une péréquation établie à partir de leurs comptes conformément au décret du 9 mai 2017. Les délibérations de la CRE du 27 septembre 2017 ont ainsi fixé les montants dont bénéficient Geredis et Electricité de Mayotte au titre des exercices 2016 et 2017. La contribution d'Enedis correspondante s'élève à 55 millions d'euros.

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

Les arrêtés pour les années 2016 et 2017 pour les ELD soumises à la péréquation forfaitaire sur une base normative n'ont pas encore été publiés.

2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES

Le début de l'année 2017 a été particulièrement perturbé par 5 tempêtes d'intensité exceptionnelle (Egon, Kurt, Leiv et Marcel, Zeus), de nombreuses régions étant touchées par des rafales de vents très violentes. Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la FIRE ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais. Les surcoûts d'exploitation générés par les événements climatiques de l'ensemble de l'année 2017 s'établissent à 44 millions d'euros, les indemnités de coupure s'élèvent à 66 millions d'euros.

2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, cet accord est l'opportunité de moderniser dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Ce nouveau modèle de contrat marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. France urbaine, signataire de l'accord, représente les grandes villes, agglomérations et métropoles ayant la compétence d'autorité concédante de distribution publique d'électricité.

D'un point de vue comptable, l'obligation contractuelle de doter une provision pour renouvellement est supprimée. Une nouvelle logique de programmation des investissements sera mise en œuvre, avec des schémas directeurs de long terme et des programmes pluriannuels d'investissement sur 4 à 5 ans. Dans le contexte extrêmement évolutif de la transition énergétique, ces outils permettront aux territoires, urbains comme ruraux, de disposer d'éléments prévisionnels permettant d'élaborer leurs politiques énergétiques locales. Le déploiement de ce nouveau modèle de contrat de concession va se traduire par de nombreuses négociations locales à partir de janvier 2018.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

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

En millions d'euros	2017	2016
Ventes d'acheminement (1)	12 918	12 701
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	194	201
Autres ventes de services (3)	956	927
Autres ventes de biens	16	16
Chiffre d'affaires	14 083	13 845

(1) Le chiffre d'affaires acheminement augmente notamment du fait de l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 4 (+1,1% au 1^{er} août 2016) et de l'application du TURPE 5 à compter du 1^{er} août 2017 (cf note 2).

(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 672 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2017 (608 millions en 2016).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE

En millions d'euros	2017	2016
Matériel	1 004	842
Main d'œuvre	575	558
Production immobilisée	1 579	1 400

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 42% par la production immobilisée et à hauteur de 58% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Reprise de provision pour risques	9	42
Pensions et obligations assimilées	283	269
Renouvellement du domaine concédé	91	122
Autres provisions pour charges (1)	228	366
Reprise de provisions pour charges	601	758
Reprise d'amortissement du domaine concédé	11	14
Reprise de dotations pour dépréciation	17	25
Reprises sur amortissements et provisions	637	839

(1) Cette rubrique concerne essentiellement :

- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2016 pour un montant de 51 millions d'euros (50 millions d'euros en 2016)
- la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 106 millions d'euros (218 millions d'euros en 2016)

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

En millions d'euros	2017	2016
Achats de services (1)	(5 658)	(5 389)
Achats d'énergie (2)	(999)	(1 040)
Achats consommés de biens (3)	(1 167)	(991)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(7 824)	(7 421)

(1) Les achats de services comprennent :

- les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 510 millions d'euros versus 3 334 millions d'euros en 2016
- les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 241 millions d'euros versus 244 millions d'euros en 2016
- la contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 55 millions d'euros (cf. note 2).

(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) En 2017, cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels dans les domaines suivants : interface clientèle, appareillage, câbles, connectiques, supports et postes source. La majorité de ces achats figure en production immobilisée.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

En millions d'euros	2017	2016
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(354)	(403)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(243)	(243)
Impôts et taxes sur rémunérations	(77)	(74)
Taxes foncières	(38)	(36)
Autres impôts et taxes	(41)	(39)
Impôts, taxes et versements assimilés	(753)	(795)

(1) Dont 354 millions d'euros concernant la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (355 millions d'euros en 2016).

(2) Dont 159 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (CET) et 84 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (IFT). En 2016, la CET était de 161 millions d'euros et l'IFT était de 82 millions d'euros.

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2017	2016
Salaires et traitements	(1 748)	(1 721)
Charges sociales	(970)	(936)
Charges de personnel	(2 719)	(2 657)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 366 millions d'euros en 2017 (1 376 millions d'euros en 2016) ;
- une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 326 millions d'euros en 2017 (304 millions d'euros en 2016).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 469 millions d'euros en 2017 (447 millions d'euros en 2016) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 362 millions d'euros en 2017 (359 millions d'euros en 2016).

Effectifs au 31 décembre 2017

	2017			2016
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	5 800	161	5 961	5 844
Executions, agents de maîtrise et techniciens	30 773	2 154	32 927	32 898
Effectifs	36 573	2 315	38 888	38 742

(1) Dont 1 066 personnes en contrat d'apprentissage et 663 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

	2017			2016
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 810	2 191	38 001	38 211

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2017	2016
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(219)	(204)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 261)	(2 157)
Domaine propre	(398)	(372)
Domaine concédé (*)	(1 864)	(1 785)
Dotations aux amortissements	(2 480)	(2 361)

(*) Cette rubrique comprend, en 2017, un impact de 41 millions d'euros au titre de l'accélération de l'amortissement des compteurs de puissance inférieure à 36 kVA, dans le cadre de la mise en œuvre du déploiement des compteurs Linky.

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Provisions pour risques	(18)	(73)
Pensions et obligations assimilées (1)	(401)	(410)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(136)	(160)
Autres provisions pour charges (2)	(243)	(428)
Provisions pour charges	(780)	(997)
Provisions pour dépréciation	(19)	(19)
Dotations aux provisions	(817)	(1 090)

(1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 371 millions d'euros en 2017 versus 352 millions d'euros en 2016

(2) Figurent notamment dans cette rubrique ;

- la provision pour abondement au titre de l'intéressement 2017 pour un montant de 50 millions d'euros versus 52 millions d'euros en 2016 ;
- les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité de l'année 2017 sur la part acheminement des facturations

des fournisseurs d'énergie pour 144 millions d'euros, versus 205 millions d'euros en 2016 ;
la provision à la contribution au FPE pour un montant de 12 millions d'euros 2017 (versus 18 millions d'euros en 2016)

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2017	2016
Autres charges d'exploitation	(522)	(457)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 161 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie en 2017 (183 millions d'euros en 2016) ;
- 94 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie (104 millions d'euros en 2016) ;
- 71 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes en 2017 (21 millions d'euros en 2016).
- 66 millions d'euros au titre des indemnités de coupure versées aux clients en 2017 (34 millions d'euros en 2016)
- 54 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut en 2017 (46 millions d'euros en 2016)

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2017	2016
Charges sur passifs financiers court terme	(0)	(1)
Produits des créances financières long terme	0	1
Produits des créances financières court terme	0	0
Frais Financiers Nets	(0)	1
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(115)	(139)
Reprises de provisions (2)	5	5
Autres produits et charges financiers	(108)	(131)
Résultat financier	(108)	(130)

- (1) Cette rubrique concerne principalement les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel qui s'élèvent à 115 millions d'euros (136 millions d'euros en 2016).
- (2) Ces reprises sont liées pour la quasi-totalité aux produits financiers (rendement attendu des actifs de couverture) obtenus au titre des fonds externalisés relatifs aux indemnités de fin de carrière.

Note 13 -RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2017	2016
Produits exceptionnels sur opérations en capital	18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges	177	177
Total des produits exceptionnels	195	194
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(221)	(263)
Total des charges exceptionnelles	(223)	(265)
Résultat exceptionnel	(28)	(71)

En 2017, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 28 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (221) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

En 2016, le résultat exceptionnel représentait une charge nette de 71 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (263) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et de ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

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 2017, une contribution additionnelle et une contribution exceptionnelle ont été créées par la loi de finance rectificative de 2017 avec un taux de 15% chacune applicable sur le montant de l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2017, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 370 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 544 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 609 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 65 millions d'euros.

Le produit de Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) constaté dans les comptes s'élève à 59 millions d'euros. Les sommes perçues au cours de l'exercice au titre du CICE de l'exercice précédent ont été affectées au financement des efforts de la société en matière de recherche et de recrutement, notamment dans le contexte de la transition énergétique.

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	2017	2016	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(2 870)	(2 633)	(237)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi (impact résultat)	(2 766)	(2 537)	(228)
- Autres	(104)	(95)	(9)
- Subventions reçues	(79)	(79)	0
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(23)	(22)	-1
- Autres			-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(2 972)	(2 734)	(238)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			-
			-
Total passif d'impôt au taux normal			-
Situation fiscale différée	(2 972)	(2 734)	(238)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(851)	(839)	(12)

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition de 34,43% actuellement à 25,82% en 2022.

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

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	901	194	124	970
Autres (1)	655	84	-	739
SOUS-TOTAL	1 557	277	124	1 710
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	98	11	0	109
Constructions	1 556	144	7	1 694
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 061	374	82	7 354
Autres immobilisations corporelles	979	117	38	1 058
SOUS-TOTAL	9 695	646	127	10 214
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	0	0	7
Constructions	684	1	2	683
Installations techniques, matériels et outillages industriels	77 665	3 464	783	80 346
Autres immobilisations corporelles	23	3	0	25
SOUS-TOTAL(2)	78 379	3 467	785	81 062
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	161	322	283	200
Immobilisations corporelles	1 383	3 447	3 383	1 448
Avances et acomptes versés sur commandes	1	0	1	0
SOUS-TOTAL	1 546	3 769	3 666	1 648
TOTAL GENERAL	91 176	8 159	4 572	94 634

(1) Dont 575 millions d'euros au 31 Décembre 2017 relatifs à la cartographie informatisée (508 millions d'euros au 31 Décembre 2016).

(2) Les augmentations sont constituées de 2 746 millions d'euros d'investissements Enedis et de 721 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(285)	165	(124)	(325)
Autres	(347)	54	-	(401)
SOUS-TOTAL	(632)	219	(124)	(726)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(2)	1	(0)	(3)
Constructions	(677)	51	(5)	(723)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 198)	249	(72)	(4 375)
Autres immobilisations corporelles	(655)	97	(37)	(715)
SOUS-TOTAL	(5 533)	398	(114)	(5 817)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	0	(0)	-
Constructions	(543)	7	(1)	(549)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(33 508)	2 099	(703)	(34 904)
Autres immobilisations corporelles	(18)	2	(0)	(19)
SOUS-TOTAL	(34 069)	2 108	(705)	(35 472)
TOTAL GENERAL	(40 233)	2 725	(843)	(42 014)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros

	Informations financières 2016			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital détenu (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	(0,8)	100%	0,1
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	(2,7)	20%	0,7
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	33,4	30%	7,9
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	2,0	(1,9)	20%	(0,5)
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	(0,8)	3%	(1,0)

- (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.

Renseignements globaux sur toutes les filiales et participations au 31 décembre 2017	Filiales	Participations	
	Françaises	Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	Non significatif
- nette :	0,9	26,0	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,6	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	2,4	

Note 17 -IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CREANCES	Montant brut au 31/12/2016	Montant brut au 31/12/2017	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CREANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	-	1	1
Autres immobilisations financières					
- placement financier auprès d'EDF (2)	400	-	-	-	-
- autres immobilisations financières	4	3	-	1	2
Sous-total	436	36	-	2	33
CREANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	24	37	37	-	-
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies (3)	1 091	1 176	1 176	-	-
- Factures à établir (4)	1 394	1 514	1 514	-	-
Compte courant avec EDF SA	2 378	1 943	1 943	-	-
Autres créances d'exploitation (5)	381	468	468	-	-
Sous-total	5 244	5 101	5 101	-	-
Charges constatées d'avance	21	23	23	-	-
TOTAL	5 725	5 197	5 161	2	33

- (1) Dont 1,3 millions d'euros liés aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
(2) Du fait de la baisse des taux, Enedis ne place plus ses excédents de trésorerie auprès de la trésorerie du groupe EDF.
(3) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
(4) 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)
(5) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés, et comprennent également le solde du compte courant avec GRDF.

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 réaffirmant l'intérêt de la mise en commun d'activités logistiques et de partenariats opérationnels pour les achats ou la cartographie, mais prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages.

Le 23 octobre 2017, Enedis et GRDF ont pris la décision d'engager une réflexion afin de faire évoluer l'organisation des activités supports et logistiques.

D'autre part, 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 10,7 millions d'euros à fin décembre 2017

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	31/12/2017	31/12/2016	Variation
Disponibilités	5	2	3
Comptes banques créditeurs	-	-	-
Intérêts courus sur compte courant EDF / Enedis	-	-	-
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis	1 943	2 378	435
inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan			
"Trésorerie et équivalents de trésorerie" au TFT	1 948	2 380	432
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			432

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015	270	1 740	1 166	374	99	1 126	4 775
Distribution de dividendes			(551)				(551)
Affectation du résultat 2015			374	(374)			
Résultat 2016				786			786
Autres variations					(8)	86	78
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2016	270	1 740	989	786	91	1 212	5 088
Distribution de dividendes			(659)				(659)
Affectation du résultat 2016			786	(786)			
Résultat 2017				609			609
Autres variations					(4)	43	39
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078

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

En 2017, la diminution de 11 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (659) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 juin 2017 statuant sur les comptes de l'exercice 2016 ;
- 609 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2017 ;
- (4) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 43 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2016, l'augmentation de 313 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (551) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 26 mai 2016 statuant sur les comptes de l'exercice 2015 ;
- 786 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2016 ;
- (8) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 86 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

En millions d'euros	31/12/2016	Augmentations	Diminutions (4)	Dépréciations et amortissements (5)	Affectations (4)	31/12/2017
Contrevaleur des biens(1)	44 346	2 882	(97)	(2 108)	600	45 624
Écarts de réévaluation	1	0	(0)	(0)	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2) (3)	(21 930)	(2 148)	44	1 125	-	(22 910)
Amortissement du financement du concédant	12 133	-	(11)	739	(212)	12 650
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	24	128	(0)	-	(132)	20
Total des comptes spécifiques de concessions	34 573	862	(53)	(244)	256	35 388

(1) 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.

(2) 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.

(3) En application des principes explicités en note 1.12, 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.

(4) 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.

(5) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 125 millions d'euros) et du financement du concédant (739 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 864 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 108 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve essentiellement sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2017
		exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour risques	288	18	-	(4)	(3)	-	299

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 dossiers 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 dans un délai qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

L'arrêt par le Conseil d'Etat du 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations 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, la société n'ayant 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.

Les décisions rendues en première instance comme en Cour d'Appel sont divergentes dans les attendus et les conclusions, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

La Cour de Cassation, dans des décisions de juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'Enedis et confirme la garantie de l'assureur.

Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a posé à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'Etat et décidé de sursoir à statuer. Dans son ordonnance du 16 mars 2017, la CJUE confirme 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, que le défaut de notification préalable à la Commission Européenne rend une aide d'Etat illégale.

La décision de la CJUE pourrait permettre aux juges français, de confirmer que les tarifs d'achat photovoltaïque de 2006 et de 2010 sont des aides d'Etat illégales dans la mesure où l'Etat français n'a pas notifié ces aides à la Commission Européenne. Une telle hypothèse priverait les producteurs photovoltaïques d'une base légale permettant de faire valoir un préjudice dans le cadre des contentieux. Pour autant, l'Etat français peut, comme il l'avait fait en 2014 pour l'éolien, décider de notifier les arrêtés à la Commission afin d'obtenir une décision de conformité du dispositif, sur le fond, aux règles du Traité.

La prescription est atteinte depuis le 4 mars 2016.

PASSIFS EVENTUELS

Les passifs éventuels relèvent des éléments suivants :

Litiges commerciaux

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.

Le jugement rendu par le TGI de Paris le 2 novembre 2017 a déclaré la société Quadlogic irrecevable à agir en contrefaçon à l'encontre de la société Enedis.

Quadlogic, en tant que société américaine, dispose d'un délai de 4 mois pour interjeter appel à compter de la signification du jugement à partie par Enedis, celle-ci ayant été réalisée mi décembre 2017.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUELEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2017
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	9 139	130	-	-	(91)	(266)	8 929

(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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765
Avantages à long terme	467	30	9	(37)	-	468
Provisions pour avantages du personnel	3 003	401	115	(282)	(5)	3 232

- (1) Dont :
- coût des services rendus : 251 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 144 millions d'euros ;
 - amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.

- (2) Dont :
- contributions employeurs : 269 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	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2016	5 947	(233)	5 714	(28)	(2 683)	3 003
Charge nette de l'exercice	366	(5)	361	6	132	499
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	23	(8)	15		(15)	(0)
Cotisations versées aux fonds		(14)	(14)			(14)
Prestations versées	(275)	21	(255)			(255)
Solde au 31/12/2017	6 061	(240)	5 821	(22)	(2 566)	3 232

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

en millions d'euros	2017	2016
Coût des services rendus	251	228
Charges d'intérêts (actualisation)	115	136
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	107	109
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	25	54
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	499	527

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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 157	182	32	(142)		1 229
Charges CNIEG	211	4	4	(6)		213
Avantages en nature énergie	930	142	57	(69)		1 061
Indemnités de fin de carrière	(2)	20	5	(17)	(5)	1
Indemnité de secours immédiat	145	10	5	(3)		157
Autres avantages	95	13	2	(6)	-	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2017
Retraites	1 582			(353)	1 229
Charges CNIEG	209			5	213
Avantages en nature énergie	3 125			(2 065)	1 061
Indemnités de fin de carrière	277	(240)	(13)	(23)	1
Indemnités de secours immédiat	276		(9)	(110)	157
Autres avantages	125		(0)	(21)	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	5 593	(240)	(22)	(2 566)	2 765

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	31/12/2016	Dotations		Reprises	31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	380	28	7	(32)	383
Médailles du travail	77	1	2	(5)	76
Autres avantages	10	-	-	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	467	30	8	(37)	467

(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 1,9% au 31 décembre 2017, identique au 31 décembre 2016 ;
- Le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5% comme au 31 décembre 2016;
- L'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,7 ans ;
- Le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- L'âge moyen de départ à la retraite est de 61,9 ans ;
- Le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 1,99% (2,24% en 2016).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2017 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières
Actions	32,5%
Obligations monétaires	67,5%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2017
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	205	144	(106)	(0)	244
- personnel (1)	53	50	(41)	(11)	51
- autres charges (2)	159	49	(29)	(42)	137
Provisions pour autres charges	417	243	(176)	(53)	431

(1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 50 millions d'euros.

(2) Concerne notamment au 31 décembre 2017 les provisions :

- Responsabilité Civile Générale pour 87 millions d'euros ;
- Contribution FPE pour un montant de 24 millions d'euros.

Note 25 -DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTES	Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2017	Échéances à 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Autres dettes	23	23	16	7	1
Sous-total : Emprunts et dettes financières	23	23	16	7	1
Avances et acomptes reçus (1)	207	230	230	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 708	1 873	1 873	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 265	1 305	1 305	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	827	916	916	-	-
Autres dettes	49	72	72	-	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	3 849	4 166	4 166	0	0
Produits constatés d'avances (2)	225	220	220	-	-
TOTAL DETTES	4 305	4 640	4 633	7	1

(1) 228 millions d'euros d'acomptes reçus sur les raccordements en 2017 et 205 millions d'euros en 2016

(2) 219 millions d'euros (contre 225 millions d'euros à fin 2016) de produits constatés d'avance relatifs à la part fixe acheminement facturée fin décembre 2017 concernant l'exercice 2018.

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	-	-	-	-	(1 041)	(1 041)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(40)	(40)	-	-
EDF SA	-	1 877	1 943	-	(52)	3 769	-	-
SOFILO	-	-	-	-	(0)	(0)	-	-
EDF FMS	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-
EDF IMS	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-
G2S	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2017, 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 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 313	4 529	2 653	131
1- Engagements liés à l'exploitation	7 313	4 529	2 653	131
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	9	3	6	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	2 984	2 335	637	12
Autres engagements liés à l'exploitation	881	299	492	90
2- Engagements liés au financement	-	-	-	-
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	1 070	382	688	-
1- Engagements liés à l'exploitation	270	82	188	-
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	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	1 611	837	775	-
Marché de travaux	1 828	1 055	743	29
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29

27.1.1.1.1 Engagements sur achats de 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 2017, et répartis de façon linéaire sur la période 2018-2024.

En millions d'euros	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements Résiduels hors commandes en cours	2 014	1 236	749	29
Commandes en cours	186	181	5	-
Engagements nets sur marchés de travaux	1 828	1 055	744	29

27.1.1.2 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.

27.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples et des contrats de gestion locative

- filiales du groupe : 142 millions ;
- GRDF : 263 millions ;
- tiers : 476 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs, Engie pour un montant de 10 millions d'euros et EDF SA pour 10 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 7 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 (233 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 2017, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 1,7 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2017 comme en 2016.



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Exercice clos le 31 décembre 2017
Enedis S.A.

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

Ce rapport contient 44 pages



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



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Enedis S.A.

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

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée générale de la société Enedis,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Enedis relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 plus amplement décrites 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 2017 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.

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.

Evénements 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.

S'agissant des décisions de justice exposées en note 2.3 et de l'assignation devant le Tribunal de commerce de Paris reçue de la société Engie aux fins d'obtenir une rémunération pour prestations de gestion de clientèle réputées faites pour le compte de votre société, notre appréciation du bien-fondé de la position comptable retenue s'est notamment appuyée sur les règles de comptabilisation et de détermination des provisions exposées en note 1.13 de l'annexe, sur les délibérations de la CRE du 26 octobre 2017 et sur l'analyse de ce dossier et de son fondement légal faite par votre Direction Juridique.

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.

Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux actionnaires

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Rapport de gestion et autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels

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 adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

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 les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

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 le principe 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 et fait preuve d'esprit critique 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 des informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction du principe 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.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense, le 9 février 2018

Neuilly-sur-Seine, le 9 février 2018

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Jean-Louis Caulier
Associé



Christophe Patrier
Associé



ETATS FINANCIERS AU 31 DECEMBRE 2017

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 RECONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	13
1.7.1 Domaine propre	13
1.7.2 Domaine concédé	13
1.7.3 Modes et durées d'amortissement	13
1.8 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	14
1.9 STOCKS	14
1.10 CREANCES D'EXPLOITATION	14
1.11 PROVISIONS REGLEMENTEES	15
1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	15
1.13 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	16
1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE	16
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	16
1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi	16
1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme	17
1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel	17
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	18
2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	18
2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES	19
2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE	19
2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	22
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE	22
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	22
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	23
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	23
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	23
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	24
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	24
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	25
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	25
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	26
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	26
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	26
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	26
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	28
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	30
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	31
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	32
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	32
NOTE 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	33
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	33
PASSIFS EVENTUELS	34
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	34
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.....	36
23.3	HYPOTHESES ACTUARIELLES	36
23.4	ACTIFS DE COUVERTURE.....	36
NOTE 24 -	PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES.....	36
NOTE 25 -	DETTES.....	37
NOTE 26 -	INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	37
NOTE 27 -	ENGAGEMENTS HORS BILAN	38
27.1	ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	38
27.1.1	Engagements liés à l'exploitation	38
27.2	ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	39
27.2.1	Engagements liés à l'exploitation	39
27.2.2	Engagements liés au financement	39
NOTE 28 -	REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	39

ETATS 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

	Note	2017	2016
En millions d'euros			
Production de biens		16	16
Productions de services		14 067	13 829
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 083	13 845
Production stockée		(1)	-
Production immobilisée	4	1 579	1 400
Subventions d'exploitation		4	1
Reprises sur amortissements et provisions	5	637	839
Transferts de charges		31	36
Autres produits d'exploitation		70	142
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		16 402	16 263
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(7 824)	(7 421)
Achats d'énergie		(999)	(1040)
Autres achats consommés de biens		(1167)	(991)
Achats de services		(5 658)	(5 389)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(752)	(795)
Charges de personnel	8	(2 719)	(2 657)
Salaires et traitements		(1748)	(1721)
Charges sociales		(970)	(936)
Dotation d'exploitation		(3 297)	(3 451)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 480)	(2 361)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(19)	(19)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(798)	(1071)
Autres charges d'exploitation	11	(522)	(457)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(15 114)	(14 781)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 288	1 482
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	-
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		-	1
Reprises sur provisions et transferts de charges		5	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		8	9
Dotations financières aux amortissements et provisions		(115)	(139)
Intérêts et charges assimilées		-	(1)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(115)	(140)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(108)	(130)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 180	1 351
Produits exceptionnels sur opérations en capital		18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges		177	177
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		195	194
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(2)	(2)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(221)	(263)
Dotations aux provisions réglementées		(221)	(263)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(223)	(265)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII - VIII)	13	(28)	(71)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(544)	(494)
TOTAL DES PRODUITS (I + III + V + VII)		16 604	16 466
TOTAL DES CHARGES (II + IV + VI + VIII + IX)		(15 995)	(15 680)
BENEFICE OU PERTE		609	786

BILAN ACTIF

	Note	31/12/2017			31/12/2016
En millions d'euros		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	1 710	(726)	983	925
Terrains		109	(3)	106	96
Constructions		1 694	(723)	970	879
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 354	(4 375)	2 979	2 863
Autres immobilisations corporelles		1 058	(715)	343	324
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	10 214	(5 817)	4 398	4 162
Terrains		7	-	7	7
Constructions		683	(549)	134	141
Installations techniques,matériels et outillages industriels		80 346	(34 904)	45 443	44 157
Autres immobilisations corporelles		25	(19)	6	5
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	81 062	(35 472)	45 590	44 310
Travaux en cours		1 448	-	1 448	1 383
Avances et acomptes versés		-	-	-	1
Immobilisations corporelles en cours	15	1 448	-	1 448	1 384
Travaux informatiques	15	200	-	200	161
Immobilisations incorporelles en cours		200	-	200	161
Participations et créances rattachées		31	(4)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	5	406
Immobilisations financières	16,17	36	(4)	32	432
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		94 670	(42 018)	52 651	51 375
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		164	-	164	133
En cours de production et autres stocks		14	-	14	15
Stocks et encours		178	-	178	148
Avances et acomptes versés sur commandes	17	37	(0)	37	23
Créances clients et comptes rattachés		2 690	(11)	2 679	2 474
Autres créances d'exploitation		2 412	(15)	2 397	2 746
Créances d'exploitation	17	5 101	(26)	5 075	5 220
Disponibilités	18	5	-	5	2
Charges constatées d'avance	17	23	-	23	21
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		5 344	(26)	5 317	5 415
III. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		-	-	-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		100 013	(42 044)	57 969	56 790

BILAN PASSIF

	Note	31/12/2017	31/12/2016
En millions d'euros			
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		9	9
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		1 116	989
Résultat de l'exercice		609	786
Subventions d'investissement reçues		87	91
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		-	-
Amortissements dérogatoires		1 255	1 212
Provisions réglementées		1 255	1 212
CAPITAUX PROPRES	19	5 077	5 088
Comptes spécifiques des concessions	20	35 385	34 575
I. TOTAL FONDS PROPRES		40 463	39 664
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	273	263
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 929	9 139
Avantages du personnel	23	3 232	3 003
Autres charges	24	431	417
Provisions pour charges		12 593	12 559
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		12 866	12 822
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres dettes		23	23
Emprunts et Dettes financières	25	23	23
Avances et acomptes reçus	25	230	207
Fournisseurs et comptes rattachés		1 873	1 708
Dettes fiscales et sociales		1 305	1 265
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		916	827
Autres dettes		72	49
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	25	4 166	3 849
Produits constatés d'avance	25	220	225
III. TOTAL DETTES		4 640	4 305
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		57 969	56 790

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	1 153	1 281
Amortissements, provisions	2 803	2 829
(Plus) ou moins values de cessions	26	21
Elimination des (produits) et charges financières	(3)	(3)
Variation du besoin en fonds de roulement .	(25)	(588)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	13	11
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	<i>3 967</i>	<i>3 551</i>
Frais financiers nets dont dividendes reçus	3	6
Impôts sur le résultat payés	(604)	(500)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 365	3 056
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 678)	(3 421)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	9
Variation d'actifs financiers	400	2 998
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(3 268)	(415)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	-	-
Dividendes versés	(659)	(551)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	128	127
Augmentation de capital		
Subventions d'investissement reçues et divers	2	(2)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(529)	(426)
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(432)	2 215
	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 380	165
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	(0)	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture *	1 948	2 380

* cf. note 18

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 définis par le règlement N° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général, modifié par les règlements n°2015-05 du 2 juillet 2015 et n°2016-07 du 4 novembre 2016.

Le règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, homologué par arrêté du 28 décembre 2015 est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2017. Son application a un impact très limité sur les comptes d'Enedis au titre du reclassement en exploitation du résultat de change des dettes et créances libellées en devises.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

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 ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 31 janvier 2018 et présentés au Conseil de Surveillance du 9 février 2018.

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 mises en place par les lois SRU et UH.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

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

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

L'évaluation de la part « acheminement en compteur » est faite sur la base d'un prix moyen ou du TURPE selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée, et est destiné à couvrir les coûts d'acheminement de l'énergie. Le TURPE a ainsi vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et inclure une rémunération des investissements.

Conformément à la décision de la CRE du 17 novembre 2016, le tarif d'acheminement TURPE 5 HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017. Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'évolution de deux facteurs : l'inflation et l'apurement du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2%.

La CRE a reconduit pour TURPE 5 le CRCP, mécanisme mis en place dans le cadre de TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des postes préalablement identifiés de catégories de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ce compte, suivi de façon extra-comptable, s'apure par un 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.

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. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués 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. Ces achats et ventes sont considérés comme des transactions entrant dans le cycle normal de l'exploitation.

1.5 RECONCILIATION 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 comptabiliser 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 » - et 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 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 niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs à 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.

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 :

- pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux injections 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 la période juillet N-1/juin N ;
- 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 entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, tel que défini ci-dessus.

S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux d'énergie non affectée utilisé est égal à la moyenne des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

Il est en effet considéré, du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle, et des différents éléments qui ont un impact sur le taux d'énergie non affectée (climat, production décentralisée, effets de « cut-off » entre les périodes Recotemp) que le résultat de la dernière Recotemp clôturée ne permet pas de donner la meilleure vision physique des pertes et donc de l'énergie non affectée à la clôture d'un exercice. Une moyenne des trois dernières Recotemp est ainsi prise en compte, à savoir les deux dernières Recotemp clôturées, et le taux prévisionnel de la Recotemp non clôturée.

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 $\pm 0.1\%$ du taux de pertes de la Recotemp 13 relative à la période juillet 2016 – juin 2017, non clôturée au 31 décembre 2017, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 28 millions d'euros, dont 22 millions d'euros au titre des achats de pertes et 6 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 et des dépenses de numérisation de cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur.

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.

1.7 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

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.

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

Les immobilisations corporelles d'Enedis sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.7.1 Domaine propre

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

1.7.2 Domaine concédé

De par la loi, Enedis est le concessionnaire obligé chargé de la gestion et l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France Continentale, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes). Le reste des réseaux (environ 5% des points de livraison) est géré par les distributeurs non nationalisés (régies, SICAE ...).

Enedis est ainsi engagée au travers des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

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 sera mis en œuvre lors des renouvellements de contrats (cf note 2.6).

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.

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

La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan (cf note 1.12).

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

1.7.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable.

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

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

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).

1.8 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.

Les plus ou moins-values de cession des titres de participation sont évaluées sur la base du Premier Entré Premier Sorti.

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.

1.9 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 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 qui est entré en vigueur à compter du 1^{er} janvier 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.

1.10 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 risque 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.

1.11 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 12 mois des logiciels créés par la société.

1.12 COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

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

Les concessions de distribution publique d'électricité exploitées par Enedis sont au nombre de 509 (524 au 31 décembre 2016). La variation entre 2016 et 2017 est due essentiellement à des regroupements de concessions avec la création de la Métropole Européenne de Rouen et des fusions de concessions en Moselle. La durée des contrats est généralement comprise entre 20 et 30 ans, l'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2024.

Ces contrats relèvent, pour la majorité, d'un modèle de cahier des charges de concession de 1992, mis à jour en 2007, négocié avec la FNCCR et approuvé par les pouvoirs publics.

Ce cahier des charges comporte notamment l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Les actifs et passifs des concessions, présentés annuellement aux concédants, comprennent :

- la contre-valeur en nature des ouvrages de la concession ;
- le financement du concessionnaire non amorti, comptabilisé en valeur historique, les contrats prévoyant par ailleurs que ce financement fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession ;
- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant, s'agissant des biens pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement ;
- la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à capacité et fonctionnalités identiques à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, l'amortissement du financement du concédant et la provision pour renouvellement constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision et d'amortissement du financement du concédant 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.

Dans ces conditions, les droits du concédant croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler.

Depuis 2009, Enedis a signé des avenants, ou des nouveaux contrats pour ceux arrivant à échéance. Ces contrats prévoient, généralement, un engagement du concessionnaire sur la mise en œuvre de plans

d'investissement et, corrélativement, l'absence de dotation à la provision pour renouvellement. Ces dispositions sont conformes à l'accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession signée le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis (cf note 2.6).

1.13 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.

1.14 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCEDE

Cette provision, destinée au renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci à fonctionnalités et capacité identiques et leur valeur d'origine. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

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, 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 du régime d'invalidité et de 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 de l'Etat en particulier, et de manière 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 finance les droits spécifiques 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. 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 unitaire.

A cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie dont Enedis supporte une quote-part.
- 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 l'avis n°2000-A du comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris 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 2014-03 de

l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un 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 des 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 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Au terme de la phase d'expérimentation, en juillet 2013, la décision de déploiement de compteurs communicants a été annoncée par le Gouvernement français dans le cadre du plan « investir pour la France », avec l'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.

Le projet industriel Linky représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4,5 milliards d'euros. Ce montant a été précisé dans le dossier d'engagement de la tranche 2 du programme (2017-2021), validé en conseil de surveillance d'Enedis du 27 juin 2016.

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.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1er décembre 2015, Enedis a achevé début 2017, avec la pose de 3 millions de compteurs Linky, la première tranche du déploiement dans le respect des budgets prévus. Le déploiement s'est poursuivi au rythme prévu pour la tranche 2. A fin 2017, le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 8 millions compteurs Linky et près de 150 000 concentrateurs sont installés dans les postes. Le déploiement a démarré dans 5 000 communes et concerne d'ores et déjà toutes les régions et l'ensemble des capitales et métropoles régionales. Par ailleurs, avec près de 6,4 millions de compteurs posés et communicants (soit 16.9% du parc), Enedis est au rendez-vous du

premier jalon de la régulation incitative sur les délais fixé par la CRE. Plus globalement, et dans l'attente de la validation formelle courant 2018 par la CRE, le projet Linky respecte à date ses objectifs et Enedis n'anticipe pas de malus au titre du bilan à fin 2017 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts, les délais et la qualité de service. Enfin, le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 15 000 compteurs / jour début 2017 à environ 28 000 compteurs / jour fin 2017, permettant d'atteindre la cadence attendue et de poursuivre en 2018 la tranche 2 du Programme selon la trajectoire prévue.

Au 31 décembre 2017, 1 314 millions d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2007 (dont 592 millions d'euros sur l'exercice 2017).

2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Le nouveau Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 5), arrêté par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour une période de 4 ans, a été publié le 28 janvier 2017 au Journal officiel de la République française et est entré en vigueur le 1^{er} août 2017 avec :

- une augmentation moyenne de 2,71 % pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE Distribution);
- une augmentation moyenne de 6,76% pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE Transport).

Le TURPE 5 évoluera ensuite pour prendre en compte l'inflation et l'apurement du CRCP (voir note 1.3) au 1^{er} août de chaque année.

La structure du TURPE dans les domaines de tension HTA et BT a évolué significativement :

- pour les tarifs des clients du marché d'affaires : suppression de certains tarifs (HTA8, HTA sans différenciation temporelle, BTSUP5) et création de tarifs HTA à pointe mobile, pour inciter certains clients à déplacer leur consommation en dehors des périodes de charge les plus importantes du réseau ;
- pour le marché des clients particuliers et petits professionnels : création d'un nouveau tarif avec différenciation temporelle à 4 index pour leurs clients équipés d'un compteur Linky.

La régulation incitative est un mécanisme associé au TURPE dans le but d'encourager les GRD à maîtriser leurs coûts, améliorer leur performance et offrir un bon niveau de qualité en contrepartie de leur rémunération.

Elle repose sur des indicateurs et des objectifs de productivité fixés par la CRE qui peuvent entraîner des bonus ou des pénalités.

La régulation incitative (entrée en vigueur dès le 1^{er} janvier 2017) qui s'applique à l'entreprise est renforcée significativement par le TURPE 5 à travers :

- une dizaine de nouveaux indicateurs sont suivis ou incités (notamment incitation sur l'achat des pertes, incitation sur les coûts unitaires CAPEX, la qualité d'alimentation et de service, l'innovation...);
- l'incitation financière hors productivité a été multipliée par 3 par rapport à TURPE 4 ;
- un effort de productivité accru.

Le TURPE 5 reconduit le mécanisme du CRCP avec certaines nouveautés dont notamment l'élargissement de son périmètre à certains postes de charges, par exemple les redevances de concession, et l'introduction d'une clause de rendez-vous.

Cette clause est prévue au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation d'Enedis pour les années 2019 et 2020.

2.3 REMUNERATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTELE EFFECTUEES PAR LES FOURNISSEURS POUR LE COMPTE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION AUPRES DES CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE

Depuis 2012, Enedis a conclu des contrats de prestations de services avec des fournisseurs non historiques, dont la société Direct Energie, par lesquels elle s'engage à verser au fournisseur d'énergie, tant qu'il compte moins de 1 750 000 clients, une rémunération au titre des frais de gestion qu'il prend en charge pour les clients ayant conclu un contrat unique.

La société Engie s'est appuyée sur l'arrêt de la Cour d'appel de Paris du 2 juin 2016 et l'arrêt du Conseil d'Etat du 13 juillet 2016 pour demander à Enedis de pouvoir bénéficier d'une rémunération pour les prestations de gestion de la clientèle pour ses clients en contrat unique électricité. Engie a assigné Enedis le 23 décembre 2016 devant le Tribunal de commerce de Paris à cette fin.

La CRE a publié le 26 octobre 2017 deux délibérations :

- la délibération n° 2017-236 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT à compter du 1^{er} janvier 2018.

La délibération stipule que l'accès à un réseau public de distribution d'électricité, pour un utilisateur souhaitant conclure un contrat unique avec le fournisseur de son choix, a pour contrepartie non seulement le paiement par l'utilisateur au gestionnaire de réseau (GRD) du tarif d'utilisation prévu pour ce réseau, mais également le versement par le GRD d'une contrepartie financière au fournisseur au titre de la gestion de clientèle effectuée pour son compte. La délibération définit la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique comme une composante tarifaire d'un montant négatif, qui fixe le montant de cette contrepartie versée par le GRD au fournisseur pour la gestion de clients en contrat unique. Elle s'applique à compter du 1^{er} janvier 2018.

Pour cette composante, les montants fixés par la délibération s'appuient sur les coûts d'un fournisseur normalement efficace, sans dépasser les coûts évités par les GRD qui délèguent la réalisation d'une partie de la gestion des clients aux fournisseurs.

Les niveaux de référence retenus pour cette composante dépendent du domaine de tension et du type de contrat (TRV ou offre de marché).

- la délibération n° 2017-239 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT :

Cette délibération modifie la délibération TURPE 5 HTA-BT, à compter du 1^{er} janvier 2018, afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle et ainsi d'augmenter pour les clients en contrat unique la composante annuelle de gestion.

En pratique, dans le cadre du contrat unique, les GRD, d'une part, factureront les tarifs d'utilisation des réseaux (dont la composante annuelle de gestion) directement aux fournisseurs et, d'autre part, verseront à ces derniers une contrepartie financière pour la gestion de clientèle. En moyenne, l'augmentation des tarifs de réseau compense la contrepartie financière versée aux fournisseurs.

Enfin, la délibération prévoit la couverture des charges correspondant à des versements qui pourraient être effectués par Enedis au titre de périodes antérieures au 1^{er} janvier 2018. Elle définit en conséquence le montant maximum annuel par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP. Pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018, la CRE prévoit une couverture par le TURPE d'une rémunération des fournisseurs en offres de marché à concurrence de 10% de la rémunération fixée à partir du 1^{er} janvier 2018. Aucune couverture de rémunération rétroactive n'est prévue pour les clients aux tarifs réglementés de vente.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement est venue modifier le Code de l'énergie. Elle stipule que les prestations de gestion de clientèle réalisées par les fournisseurs d'électricité pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de contrats uniques peuvent donner lieu à une rémunération, dont les éléments et le montant sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie.

Elle acte également dans son article 13-II le principe par lequel les conventions antérieurement conclues entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution sont validées et que cette validation n'est pas susceptible de donner lieu à réparation.

Enedis en tire les conséquences c'est-à-dire l'absence de rémunération de la gestion de clients en contrat unique pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018.

2.4 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.

En application du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité, Enedis est désormais le nouveau gestionnaire du FPE en remplacement d'EDF SA et il est possible pour les entreprises locales de distribution d'opter pour un système de péréquation fondé sur l'analyse par la CRE de leurs charges.

Par ailleurs, la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT dits TURPE 5 prévoit d'intégrer dans le périmètre du mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

Compte tenu de ces évolutions réglementaires, Enedis sera amenée à verser des contributions au titre du FPE de montants bien plus significatifs que par le passé. Les sommes versées sont enregistrées en autres consommations de l'exercice.

Geredis et Electricité de Mayotte ont opté pour une péréquation établie à partir de leurs comptes conformément au décret du 9 mai 2017. Les délibérations de la CRE du 27 septembre 2017 ont ainsi fixé les montants dont bénéficient Geredis et Electricité de Mayotte au titre des exercices 2016 et 2017. La contribution d'Enedis correspondante s'élève à 55 millions d'euros.

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

Les arrêtés pour les années 2016 et 2017 pour les ELD soumises à la péréquation forfaitaire sur une base normative n'ont pas encore été publiés.

2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES

Le début de l'année 2017 a été particulièrement perturbé par 5 tempêtes d'intensité exceptionnelle (Egon, Kurt, Leiv et Marcel, Zeus), de nombreuses régions étant touchées par des rafales de vents très violentes. Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la FIRE ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais. Les surcoûts d'exploitation générés par les événements climatiques de l'ensemble de l'année 2017 s'établissent à 44 millions d'euros, les indemnités de coupure s'élèvent à 66 millions d'euros.

2.6 ACCORD AVEC LA FNCCR ET FRANCE URBAINE SUR UN NOUVEAU MODELE DE CONTRAT DE CONCESSION

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, cet accord est l'opportunité de moderniser dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Ce nouveau modèle de contrat marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. France urbaine, signataire de l'accord, représente les grandes villes, agglomérations et métropoles ayant la compétence d'autorité concédante de distribution publique d'électricité.

D'un point de vue comptable, l'obligation contractuelle de doter une provision pour renouvellement est supprimée. Une nouvelle logique de programmation des investissements sera mise en œuvre, avec des schémas directeurs de long terme et des programmes pluriannuels d'investissement sur 4 à 5 ans. Dans le contexte extrêmement évolutif de la transition énergétique, ces outils permettront aux territoires, urbains comme ruraux, de disposer d'éléments prévisionnels permettant d'élaborer leurs politiques énergétiques locales. Le déploiement de ce nouveau modèle de contrat de concession va se traduire par de nombreuses négociations locales à partir de janvier 2018.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

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

En millions d'euros	2017	2016
Ventes d'acheminement (1)	12 918	12 701
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	194	201
Autres ventes de services (3)	956	927
Autres ventes de biens	16	16
Chiffre d'affaires	14 083	13 845

(1) Le chiffre d'affaires acheminement augmente notamment du fait de l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 4 (+1,1% au 1^{er} août 2016) et de l'application du TURPE 5 à compter du 1^{er} août 2017 (cf note 2).

(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 672 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2017 (608 millions en 2016).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE

En millions d'euros	2017	2016
Matériel	1 004	842
Main d'œuvre	575	558
Production immobilisée	1 579	1 400

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 42% par la production immobilisée et à hauteur de 58% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Reprise de provision pour risques	9	42
Pensions et obligations assimilées	283	269
Renouvellement du domaine concédé	91	122
Autres provisions pour charges (1)	228	366
Reprise de provisions pour charges	601	758
Reprise d'amortissement du domaine concédé	11	14
Reprise de dotations pour dépréciation	17	25
Reprises sur amortissements et provisions	637	839

(1) Cette rubrique concerne essentiellement :

- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2016 pour un montant de 51 millions d'euros (50 millions d'euros en 2016)
- la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 106 millions d'euros (218 millions d'euros en 2016)

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

En millions d'euros	2017	2016
Achats de services (1)	(5 658)	(5 389)
Achats d'énergie (2)	(999)	(1 040)
Achats consommés de biens (3)	(1 167)	(991)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(7 824)	(7 421)

(1) Les achats de services comprennent :

- les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 510 millions d'euros versus 3 334 millions d'euros en 2016
- les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 241 millions d'euros versus 244 millions d'euros en 2016
- la contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 55 millions d'euros (cf. note 2).

(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) En 2017, cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels dans les domaines suivants : interface clientèle, appareillage, câbles, connectiques, supports et postes source. La majorité de ces achats figure en production immobilisée.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

En millions d'euros	2017	2016
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(354)	(403)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(243)	(243)
Impôts et taxes sur rémunérations	(77)	(74)
Taxes foncières	(38)	(36)
Autres impôts et taxes	(41)	(39)
Impôts, taxes et versements assimilés	(753)	(795)

(1) Dont 354 millions d'euros concernant la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (355 millions d'euros en 2016).

(2) Dont 159 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (CET) et 84 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (IFT). En 2016, la CET était de 161 millions d'euros et l'IFT était de 82 millions d'euros.

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2017	2016
Salaires et traitements	(1 748)	(1 721)
Charges sociales	(970)	(936)
Charges de personnel	(2 719)	(2 657)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 366 millions d'euros en 2017 (1 376 millions d'euros en 2016) ;
- une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 326 millions d'euros en 2017 (304 millions d'euros en 2016).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 469 millions d'euros en 2017 (447 millions d'euros en 2016) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 362 millions d'euros en 2017 (359 millions d'euros en 2016).

Effectifs au 31 décembre 2017

	2017			2016
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	5 800	161	5 961	5 844
Executions, agents de maîtrise et techniciens	30 773	2 154	32 927	32 898
Effectifs	36 573	2 315	38 888	38 742

(1) Dont 1 066 personnes en contrat d'apprentissage et 663 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

	2017			2016
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 810	2 191	38 001	38 211

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2017	2016
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(219)	(204)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 261)	(2 157)
Domaine propre	(398)	(372)
Domaine concédé (*)	(1 864)	(1 785)
Dotations aux amortissements	(2 480)	(2 361)

(*) Cette rubrique comprend, en 2017, un impact de 41 millions d'euros au titre de l'accélération de l'amortissement des compteurs de puissance inférieure à 36 kVA, dans le cadre de la mise en œuvre du déploiement des compteurs Linky.

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2017	2016
Provisions pour risques	(18)	(73)
Pensions et obligations assimilées (1)	(401)	(410)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(136)	(160)
Autres provisions pour charges (2)	(243)	(428)
Provisions pour charges	(780)	(997)
Provisions pour dépréciation	(19)	(19)
Dotations aux provisions	(817)	(1 090)

(1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 371 millions d'euros en 2017 versus 352 millions d'euros en 2016

(2) Figurent notamment dans cette rubrique ;

- la provision pour abondement au titre de l'intéressement 2017 pour un montant de 50 millions d'euros versus 52 millions d'euros en 2016 ;
- les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité de l'année 2017 sur la part acheminement des facturations

des fournisseurs d'énergie pour 144 millions d'euros, versus 205 millions d'euros en 2016 ;
la provision à la contribution au FPE pour un montant de 12 millions d'euros 2017 (versus 18 millions d'euros en 2016)

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2017	2016
Autres charges d'exploitation	(522)	(457)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 161 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie en 2017 (183 millions d'euros en 2016) ;
- 94 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie (104 millions d'euros en 2016) ;
- 71 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes en 2017 (21 millions d'euros en 2016).
- 66 millions d'euros au titre des indemnités de coupure versées aux clients en 2017 (34 millions d'euros en 2016)
- 54 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut en 2017 (46 millions d'euros en 2016)

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2017	2016
Charges sur passifs financiers court terme	(0)	(1)
Produits des créances financières long terme	0	1
Produits des créances financières court terme	0	0
Frais Financiers Nets	(0)	1
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(115)	(139)
Reprises de provisions (2)	5	5
Autres produits et charges financiers	(108)	(131)
Résultat financier	(108)	(130)

(1) Cette rubrique concerne principalement les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel qui s'élèvent à 115 millions d'euros (136 millions d'euros en 2016).

(2) Ces reprises sont liées pour la quasi-totalité aux produits financiers (rendement attendu des actifs de couverture) obtenus au titre des fonds externalisés relatifs aux indemnités de fin de carrière.

Note 13 -RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2017	2016
Produits exceptionnels sur opérations en capital	18	17
Reprises sur provisions et transferts de charges	177	177
Total des produits exceptionnels	195	194
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(2)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(221)	(263)
Total des charges exceptionnelles	(223)	(265)
Résultat exceptionnel	(28)	(71)

En 2017, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 28 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (221) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

En 2016, le résultat exceptionnel représentait une charge nette de 71 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (263) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et de ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

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 2017, une contribution additionnelle et une contribution exceptionnelle ont été créées par la loi de finance rectificative de 2017 avec un taux de 15% chacune applicable sur le montant de l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2017, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 370 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 544 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 609 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 65 millions d'euros.

Le produit de Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) constaté dans les comptes s'élève à 59 millions d'euros. Les sommes perçues au cours de l'exercice au titre du CICE de l'exercice précédent ont été affectées au financement des efforts de la société en matière de recherche et de recrutement, notamment dans le contexte de la transition énergétique.

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	2017	2016	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(2 870)	(2 633)	(237)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi (impact résultat)	(2 766)	(2 537)	(228)
- Autres	(104)	(95)	(9)
- Subventions reçues	(79)	(79)	0
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(23)	(22)	-1
- Autres			-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(2 972)	(2 734)	(238)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			-
			-
Total passif d'impôt au taux normal			-
Situation fiscale différée	(2 972)	(2 734)	(238)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(851)	(839)	(12)

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition de 34,43% actuellement à 25,82% en 2022.

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

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	901	194	124	970
Autres (1)	655	84	-	739
SOUS-TOTAL	1 557	277	124	1 710
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	98	11	0	109
Constructions	1 556	144	7	1 694
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 061	374	82	7 354
Autres immobilisations corporelles	979	117	38	1 058
SOUS-TOTAL	9 695	646	127	10 214
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	0	0	7
Constructions	684	1	2	683
Installations techniques, matériels et outillages industriels	77 665	3 464	783	80 346
Autres immobilisations corporelles	23	3	0	25
SOUS-TOTAL(2)	78 379	3 467	785	81 062
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	161	322	283	200
Immobilisations corporelles	1 383	3 447	3 383	1 448
Avances et acomptes versés sur commandes	1	0	1	0
SOUS-TOTAL	1 546	3 769	3 666	1 648
TOTAL GENERAL	91 176	8 159	4 792	94 634

(1) Dont 575 millions d'euros au 31 Décembre 2017 relatifs à la cartographie informatisée (508 millions d'euros au 31 Décembre 2016).

(2) Les augmentations sont constituées de 2 746 millions d'euros d'investissements Enedis et de 721 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(285)	165	(124)	(325)
Autres	(347)	54	-	(401)
SOUS-TOTAL	(632)	219	(124)	(726)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(2)	1	(0)	(3)
Constructions	(677)	51	(5)	(723)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 198)	249	(72)	(4 375)
Autres immobilisations corporelles	(655)	97	(37)	(715)
SOUS-TOTAL	(5 533)	398	(114)	(5 817)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	0	(0)	-
Constructions	(543)	7	(1)	(549)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(33 508)	2 099	(703)	(34 904)
Autres immobilisations corporelles	(18)	2	(0)	(19)
SOUS-TOTAL	(34 069)	2 108	(705)	(35 472)
TOTAL GENERAL	(40 233)	2 725	(843)	(42 014)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros

	Informations financières 2016			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital détenu (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	(0,8)	100%	0,1
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	(2,7)	20%	0,7
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	33,4	30%	7,9
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	2,0	(1,9)	20%	(0,5)
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	(0,8)	3%	(1,0)

- (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.

Renseignements globaux sur toutes les filiales et participations au 31 décembre 2017	Filiales	Participations	
	Françaises	Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			Non significatif
- brute :	1,8	28,9	
- nette :	0,9	26,0	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,6	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	2,4	

Note 17 -IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CREANCES	Montant brut au 31/12/2016	Montant brut au 31/12/2017	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CREANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	-	1	1
Autres immobilisations financières					
- placement financier auprès d'EDF (2)	400	-	-	-	-
- autres immobilisations financières	4	3	-	1	2
Sous-total	436	36	-	2	33
CREANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	24	37	37	-	-
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés					
- Factures établies (3)	1 091	1 176	1 176	-	-
- Factures à établir (4)	1 394	1 514	1 514	-	-
Compte courant avec EDF SA	2 378	1 943	1 943	-	-
Autres créances d'exploitation (5)	381	468	468	-	-
Sous-total	5 244	5 101	5 101	-	-
Charges constatées d'avance	21	23	23	-	-
TOTAL	5 725	5 197	5 161	2	33

- (1) Dont 1,3 millions d'euros liés aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
(2) Du fait de la baisse des taux, Enedis ne place plus ses excédents de trésorerie auprès de la trésorerie du groupe EDF.
(3) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
(4) 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)
(5) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés, et comprennent également le solde du compte courant avec GRDF.

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 réaffirmant l'intérêt de la mise en commun d'activités logistiques et de partenariats opérationnels pour les achats ou la cartographie, mais prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages.

Le 23 octobre 2017, Enedis et GRDF ont pris la décision d'engager une réflexion afin de faire évoluer l'organisation des activités supports et logistiques.

D'autre part, 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 10,7 millions d'euros à fin décembre 2017

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	31/12/2017	31/12/2016	Variation
Disponibilités	5	2	3
Comptes banques créditeurs	-	-	-
Intérêts courus sur compte courant EDF / Enedis	-	-	-
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis	1 943	2 378	435
inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan			
"Trésorerie et équivalents de trésorerie" au TFT	1 948	2 380	432
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			432

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015	270	1 740	1 166	374	99	1 126	4 775
Distribution de dividendes			(551)				(551)
Affectation du résultat 2015			374	(374)			
Résultat 2016				786			786
Autres variations					(8)	86	78
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2016	270	1 740	989	786	91	1 212	5 088
Distribution de dividendes			(659)				(659)
Affectation du résultat 2016			786	(786)			
Résultat 2017				609			609
Autres variations					(4)	43	39
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078

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

En 2017, la diminution de 11 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (659) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 juin 2017 statuant sur les comptes de l'exercice 2016 ;
- 609 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2017 ;
- (4) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 43 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2016, l'augmentation de 313 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (551) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 26 mai 2016 statuant sur les comptes de l'exercice 2015 ;
- 786 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2016 ;
- (8) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 86 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS

En millions d'euros	31/12/2016	Augmentations	Diminutions (4)	Dépréciations et amortissements (5)	Affectations (4)	31/12/2017
Contrevaieur des biens(1)	44 346	2 882	(97)	(2 108)	600	45 624
Écarts de réévaluation	1	0	(0)	(0)	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2) (3)	(21 930)	(2 148)	44	1 125	-	(22 910)
Amortissement du financement du concédant	12 133	-	(11)	739	(212)	12 650
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	24	128	(0)	-	(132)	20
Total des comptes spécifiques de concessions	34 575	862	(53)	(244)	256	35 388

(1) 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.

(2) 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.

(3) En application des principes explicités en note 1.12, 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.

(4) 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.

(5) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 125 millions d'euros) et du financement du concédant (739 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 864 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaieur des biens à hauteur de 2 108 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve essentiellement sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2017
		exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour risques	288	18	-	(4)	(3)	-	299

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 dossiers 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 dans un délai qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

L'arrêt par le Conseil d'Etat du 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations 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, la société n'ayant 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.

Les décisions rendues en première instance comme en Cour d'Appel sont divergentes dans les attendus et les conclusions, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

La Cour de Cassation, dans des décisions de juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'Enedis et confirme la garantie de l'assureur.

Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a posé à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'Etat et décidé de sursoir à statuer. Dans son ordonnance du 16 mars 2017, la CJUE confirme 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, que le défaut de notification préalable à la Commission Européenne rend une aide d'Etat illégale.

La décision de la CJUE pourrait permettre aux juges français, de confirmer que les tarifs d'achat photovoltaïque de 2006 et de 2010 sont des aides d'Etat illégales dans la mesure où l'Etat français n'a pas notifié ces aides à la Commission Européenne. Une telle hypothèse priverait les producteurs photovoltaïques d'une base légale permettant de faire valoir un préjudice dans le cadre des contentieux. Pour autant, l'Etat français peut, comme il l'avait fait en 2014 pour l'éolien, décider de notifier les arrêtés à la Commission afin d'obtenir une décision de conformité du dispositif, sur le fond, aux règles du Traité.

La prescription est atteinte depuis le 4 mars 2016.

PASSIFS EVENTUELS

Les passifs éventuels relèvent des éléments suivants :

Litiges commerciaux

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.

Le jugement rendu par le TGI de Paris le 2 novembre 2017 a déclaré la société Quadlogic irrecevable à agir en contrefaçon à l'encontre de la société Enedis.

Quadlogic, en tant que société américaine, dispose d'un délai de 4 mois pour interjeter appel à compter de la signification du jugement à partie par Enedis, celle-ci ayant été réalisée mi décembre 2017.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2017
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	9 139	130	-	-	(91)	(266)	8 929

(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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765
Avantages à long terme	467	30	9	(37)	-	468
Provisions pour avantages du personnel	3 003	401	115	(282)	(5)	3 232

- (1) Dont :
- coût des services rendus : 251 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 144 millions d'euros ;
 - amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.

- (2) Dont :
- contributions employeurs : 269 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	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2016	5 947	(233)	5 714	(28)	(2 683)	3 003
Charge nette de l'exercice	366	(5)	361	6	132	499
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	23	(8)	15		(15)	(0)
Cotisations versées aux fonds		(14)	(14)			(14)
Prestations versées	(275)	21	(255)			(255)
Solde au 31/12/2017	6 061	(240)	5 821	(22)	(2 566)	3 232

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

en millions d'euros	2017	2016
Coût des services rendus	251	228
Charges d'intérêts (actualisation)	115	136
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	107	109
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	25	54
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	499	527

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	31/12/2016	Dotations		Reprises		31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 157	182	32	(142)		1 229
Charges CNIEG	211	4	4	(6)		213
Avantages en nature énergie	930	142	57	(69)		1 061
Indemnités de fin de carrière	(2)	20	5	(17)	(5)	1
Indemnité de secours immédiat	145	10	5	(3)		157
Autres avantages	95	13	2	(6)	-	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 536	371	106	(244)	(5)	2 765

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2017
Retraites	1 582			(353)	1 229
Charges CNIEG	209			5	213
Avantages en nature énergie	3 125			(2 065)	1 061
Indemnités de fin de carrière	277	(240)	(13)	(23)	1
Indemnités de secours immédiat	276		(9)	(110)	157
Autres avantages	125		(0)	(21)	104
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	5 593	(240)	(22)	(2 566)	2 765

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	31/12/2016	Dotations		Reprises	31/12/2017
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	380	28	7	(32)	383
Médailles du travail	77	1	2	(5)	76
Autres avantages	10	-	-	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	467	30	8	(37)	467

(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 1,9% au 31 décembre 2017, identique au 31 décembre 2016 ;
- Le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5% comme au 31 décembre 2016;
- L'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,7 ans ;
- Le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- L'âge moyen de départ à la retraite est de 61,9 ans ;
- Le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 1,99% (2,24% en 2016).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2017 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières
Actions	32,5%
Obligations monétaires	67,5%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2017
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	205	144	(106)	(0)	244
- personnel (1)	53	50	(41)	(11)	51
- autres charges (2)	159	49	(29)	(42)	137
Provisions pour autres charges	417	243	(176)	(53)	431

(1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 50 millions d'euros.

(2) Concerne notamment au 31 décembre 2017 les provisions :

- Responsabilité Civile Générale pour 87 millions d'euros ;
- Contribution FPE pour un montant de 24 millions d'euros.

Note 25 -DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTES	Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2017	Échéances à 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Autres dettes	23	23	16	7	1
Sous-total : Emprunts et dettes financières	23	23	16	7	1
Avances et acomptes reçus (1)	207	230	230	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 708	1 873	1 873	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 265	1 305	1 305	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	827	916	916	-	-
Autres dettes	49	72	72	-	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	3 849	4 166	4 166	0	0
Produits constatés d'avances (2)	225	220	220	-	-
TOTAL DETTES	4 305	4 640	4 633	7	1

(1) 228 millions d'euros d'acomptes reçus sur les raccordements en 2017 et 205 millions d'euros en 2016

(2) 219 millions d'euros (contre 225 millions d'euros à fin 2016) de produits constatés d'avance relatifs à la part fixe acheminement facturée fin décembre 2017 concernant l'exercice 2018.

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	-	-	-	-	(1 041)	(1 041)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(40)	(40)	-	-
EDF SA	-	1 877	1 943	-	(52)	3 769	-	-
SOFILO	-	-	-	-	(0)	(0)	-	-
EDF FMS	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-
EDF IMS	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-
G2S	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2017, 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 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 313	4 529	2 653	131
1- Engagements liés à l'exploitation	7 313	4 529	2 653	131
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	9	3	6	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	2 984	2 335	637	12
Autres engagements liés à l'exploitation	881	299	492	90
2- Engagements liés au financement	-	-	-	-
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	1 070	382	688	-
1- Engagements liés à l'exploitation	270	82	188	-
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	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	1 611	837	775	-
Marché de travaux	1 828	1 055	743	29
Engagements sur contrats commerciaux	3 439	1 892	1 518	29

27.1.1.1.1 Engagements sur achats de 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 2017, et répartis de façon linéaire sur la période 2018-2024.

En millions d'euros	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements Résiduels hors commandes en cours	2 014	1 236	749	29
Commandes en cours	186	181	5	-
Engagements nets sur marchés de travaux	1 828	1 055	744	29

27.1.1.2 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.

27.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples et des contrats de gestion locative

- filiales du groupe : 142 millions ;
- GRDF : 263 millions ;
- tiers : 476 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs, Engie pour un montant de 10 millions d'euros et EDF SA pour 10 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 7 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 (233 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 2017, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 1,7 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2017 comme en 2016.

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 8 JUIN 2018

L'an deux mille dix-huit, le huit juin à 08h30, 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 émargée par chaque actionnaire présent personnellement ou représenté.

Madame Marianne LAIGNEAU, en tant qu'actionnaire, a pris physiquement part à l'assemblée. De même, Madame Marianne LAIGNEAU, porteuse d'un pouvoir, représente Monsieur Xavier GIRRE, actionnaire.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, porteuse de pouvoirs, représente les actionnaires suivants : la société EDF SA, Monsieur Pierre TODOROV, Madame Isabelle TRIQUERA-GONBEAU et Monsieur Bernard SALHA.

Madame Marianne LAIGNEAU préside l'Assemblée en sa qualité de Présidente du Conseil de surveillance et d'actionnaire. Madame Marie-Hélène POINSSOT, celle-ci déclarant accepter cette fonction, est nommée Scrutatrice.

La Présidente de l'Assemblée désigne Monsieur Jean-François VAQUIERI, Directeur de la Régulation et des Affaires Juridiques, en qualité de Secrétaire.

Assistent à l'Assemblée :

- Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, ainsi que Madame Corinne FAU, membre du Directoire ;
- Monsieur Toni CAVATORTA, Contrôleur général économique et financier ;
- Messieurs Etienne POIREL et Jérôme CHEMIER, représentants du Comité central d'entreprise ;
- Monsieur Jean-Louis CAULIER, commissaire aux comptes représentant KPMG SA ;
- Monsieur Christophe PATRIER, commissaire aux comptes représentant DELOITTE & ASSOCIES.

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, soient la totalité des actions composant le capital social de la Société. Le quorum étant atteint, l'Assemblée Générale régulièrement constituée peut valablement délibérer.

La Présidente 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-225-68 et R-225-63 du Code de commerce), ainsi qu'aux représentants du Comité central d'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. Le rapport de gestion relatif à l'année 2017,
5. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise,
6. Les rapports des commissaires aux comptes sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées, ainsi que l'attestation relative au montant global des rémunérations versées aux personnes les mieux rémunérées au cours de l'année 2017,
7. Les projets de résolutions soumises au vote de l'Assemblée,
8. Les statuts de la Société.

La Présidente 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.

La Présidente 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 2017,
2. Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et mise en distribution du dividende,
3. Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce,
4. Pouvoirs pour les formalités.

La Présidente 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.

La Présidente précise que le Conseil de surveillance, à l'occasion de sa réunion en date du 9 février 2018, a procédé à l'examen des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2017, 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.

La Présidente de l'Assemblée indique que le rapport de gestion fait mention de la proposition d'affectation du résultat 2017 d'Enedis.

La Présidente 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.

La Présidente de l'Assemblée donne la parole à Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, afin qu'il présente les principaux faits marquants et résultats de l'exercice 2017, ainsi que les perspectives pour 2018.

Monsieur Philippe MONLOUBOU observe que l'année 2017 a vu une progression de plus de 3,1 TWh de la production décentralisée injectée sur le réseau. Le déploiement de Linky s'est poursuivi avec la pose de 5,6 millions de compteurs, permettant d'aboutir à un chiffre, conforme aux objectifs, de 8 millions de compteurs installés fin 2017. 2017 a également été l'année d'entrée en vigueur du TURPE 5, ainsi que celle de la signature d'un contrat cadre avec la FNCCR, France Urbaine et EDF, relatif au nouveau modèle de contrat de concession. Sur le plan climatique, l'année 2017 a été très impactée par des tempêtes (Zeus, Egon, Kurt-Marcel-Leiv, Ana, notamment). Enfin, le 1^{er} janvier 2017 a été la date d'entrée en vigueur du mécanisme de capacités. Concernant certains indicateurs, on observe entre les exercices 2016 et 2017 : une baisse de 1,3% de l'EBITDA, une augmentation de 8,8% des CAPEX, une amélioration de 5,8 points de la satisfaction clients et, concernant la qualité de la fourniture, une évolution de +0,9 minutes du critère B. Enfin, en matière de prévention, le taux de fréquence (+0,38) n'ayant pas été à l'objectif, des initiatives ont été prises en vue d'améliorer la situation en 2018.

La Présidente de l'Assemblée donne ensuite la parole à Messieurs CAULIER et PATRIER, commissaires aux comptes. Monsieur PATRIER, s'exprimant 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, ce dernier rapport ne mentionnant qu'une convention avec RTE, relative à des cessions d'actifs, datant du 22 décembre 2011, déjà validées par les organes sociaux d'Enedis à l'occasion des exercices précédents et dont l'application se poursuit.

La Présidente 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 central d'entreprise.

Par contre, les représentants du Comité central d'entreprise d'Enedis ont fait part de leur souhait de s'exprimer en séance. La Présidente de l'Assemblée leur donne la parole.

Les représentants du Comité central d'entreprise d'Enedis donnent lecture de la déclaration suivante :

Nous notons que le résultat net de l'exercice 2017 s'élève à 609 millions d'euros et que le Conseil de surveillance propose de distribuer au titre de cet exercice un dividende de 513 millions d'euros. Ces chiffres correspondent à un taux de distribution du résultat de 84%.

Les représentants du CCE s'étonnent doublement de cette proposition.

- *En premier lieu, la direction de l'entreprise a constamment indiqué aux représentants du personnel que la politique appliquée en matière de dividende consistait à prélever 60% du résultat net.*
- *Deuxièmement, ce taux de distribution majoré interviendrait dans un contexte inédit.*

On nous annonce, en effet, que, pour assurer son financement à moyen terme, l'entreprise devrait consommer 1,6 milliard d'euros de trésorerie à l'horizon 2019 et lever en outre un milliard d'euros de dette financière à l'horizon 2021. Ces perspectives correspondent à une consommation de cash d'environ 2,5 milliards d'euros en 4 ans.

Nous savons, d'autre part, que ce plan de financement ne pourra être bouclé qu'au prix de pénibles conséquences pour le personnel et les usagers du réseau.

Le monde rural sera directement mis à contribution avec la fermeture de sites de proximité et la diminution des effectifs. La situation sera cocasse, au moment où la population rurale obtiendra la fibre, celle-ci n'aura plus la garantie d'être dépannée rapidement pour pouvoir l'utiliser. Comment justifier cette situation devant les concédants ? Comment expliquer que le Groupe EDF se désengage des territoires ruraux ?

Rappelons également que le réseau électrique ne peut se soustraire à la maintenance préventive et que tout budget reporté aura des conséquences sur la continuité de fourniture, la qualité du produit, ainsi que les conditions de travail du personnel.

Mais où est donc le REM élaboré par le service des Ressources Humaines pour l'année 2017 de référence et transmis au domicile des agents ?

Pour le personnel, rappelons les conséquences du 0% d'augmentation du SNB, la fiscalisation des frais professionnels au forfait, entre autres...

On ne peut pas considérer qu'Enedis dispose d'une trésorerie dormante et inemployée que l'actionnaire pourrait prélever sans incidence pour l'entreprise.

Dans ces conditions, les représentants du CCE souhaiteraient comprendre ce qui justifierait une majoration de 24% par rapport au taux de distribution qui a toujours été affiché par les dirigeants d'Enedis.

Afin d'apporter une réponse au nom de l'actionnaire, la Présidente de l'Assemblée donne la parole à Madame Marie-Hélène POINSSOT qui souligne les points suivants :

EDF s'est engagé, et continue à s'engager, afin qu'Enedis remplisse toutes ses missions avec efficacité. C'est ainsi que, schématiquement, lorsque Enedis distribue 100 M€ de dividendes, elle investit dans le même temps environ 700 M€ sur le réseau, paie 500 M€ de charges de personnel et 50 M€ de redevances, cela, sans s'endetter (en dehors du projet Linky) ; cette situation s'inscrit dans le cadre réglementaire, qui prévoit que le tarif couvre les coûts de l'opérateur, dont la rémunération des charges de capital, pour autant que ces coûts soient ceux d'un opérateur efficace. La distribution de dividendes ne se fait donc pas au détriment de l'exercice par Enedis de ses missions.

Concernant le taux de distribution du dividende, de l'ordre de 65% du résultat net courant en normes IFRS de l'année précédente (se distinguant en cela du taux en normes françaises mentionné par les représentants du Comité central d'entreprise), il convient de souligner que celui-ci est constant ces dernières années. Le taux de distribution restant le même, le niveau du dividende, lui, peut évoluer. Il a ainsi baissé entre 2016 et 2017, passant de 658 M€ à 513 M€.

Il est intéressant de faire la comparaison de ce taux avec celui appliqué par les actionnaires d'autres opérateurs européens : ainsi, le taux moyen de distribution, sur 3 ans, est de 89% en Allemagne, de 82% en Belgique, et de 80% en Italie ; en moyenne, en Europe, le taux de distribution du dividende est de 70%. On peut noter que le taux de 65% retenu pour Enedis est inférieur à ces chiffres.

Enfin, les principes de gestion des cash-flows et de la trésorerie n'interdisent aucunement le recours à l'endettement.

Plus personne ne demandant la parole, la Présidente 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 2017

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 établi par le Directoire et du rapport des commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 609 007 701,22 €, celui-ci ayant pour effet de porter les capitaux propres d'Enedis à 5 077 652 358,03 €.

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

DEUXIEME RESOLUTION – Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2017 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 du Directoire et du rapport des commissaires aux comptes :

- constate que, compte tenu du résultat de l'exercice 2017 de 609 007 701,22 € et du Report à nouveau de 1 115 987 216,66 €, le bénéfice distribuable s'élève à 1 724 994 917,88 € ;

- décide d'affecter à titre de dividende aux actionnaires 0,95 euro par action pour un montant total de 513 070 300 €.

Après affectation du dividende, le compte Report à nouveau sera créditeur de 1 211 924 617,88 €.

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)
2014	540 074 000	0,84 €	453 662 160 €	100%
2015	540 074 000	1,02 €	550 875 480 €	100%
2016	540 074 000	1,22 €	658 890 280 €	100%

(1) Réfaction de 40% mentionnée au 2° du 3 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 – Pouvoirs pour les formalités

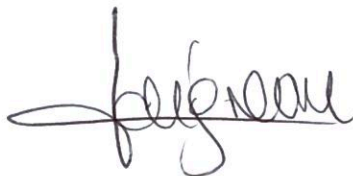
L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée à l'effet d'accomplir toutes formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publications prescrits par la législation en vigueur.

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

Plus personne n'ayant de questions et l'ordre du jour étant épuisé, la Présidente de l'Assemblée déclare la séance levée à 9 heures.

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

La Présidente



Marianne LAIGNEAU

La Scrutatrice



Marie-Hélène POINSSOT

Le Secrétaire



Jean-François VAQUIERI