



RAPPORT FINANCIER
ANNUEL



SOMMAIRE

1. ATTESTATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER 2016	4
2. CHIFFRES CLES	4
2.1. COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE SIMPLIFIE	4
2.2. BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE	5
2.3. TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES SIMPLIFIE	5
2.4. INFORMATIONS SUR L'ENDETTEMENT FINANCIER NET CONSOLIDE	6
2.5. INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNEES OPERATIONNELLES	6
2.5.1. Parc clients et volumes vendus	6
2.5.2. Investissements	7
3. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE 2016	7
3.1. CONDITIONS DE MARCHÉ	7
3.2. AUTRES FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	8
4. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR 2015 ET 2016	13
4.1. PRESENTATION GENERALE	13
4.2. CHIFFRE D'AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT)	14
4.2.1. Evolution du chiffre d'affaires du Groupe	14
4.2.2. Evolution du chiffre d'affaires par segment	14
4.3. MARGE BRUTE	16
4.3.1. Evolution de la marge brute Groupe	16
4.3.2. Marge brute par segment	16
4.4. RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	17
4.4.1. Evolution du résultat opérationnel courant Groupe	17
4.4.2. Evolution du résultat opérationnel courant par segment	18
4.5. RESULTAT OPERATIONNEL	19
4.6. RESULTAT NET ET RESULTAT PAR ACTION	20
5. ANALYSE DES RESULTATS DE DIRECT ENERGIE SA	21
5.1. RESULTAT DE L'ACTIVITE DE DIRECT ENERGIE SA	21
5.2. AFFECTATION DU RESULTAT ET MISE EN DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	22
5.3. DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES EFFECTUEES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICE	23
5.4. TABLEAU DE RESULTAT DES CINQ DERNIERS EXERCICES	23
5.5. DEPENSES NON DEDUCTIBLES FISCALEMENT	24
5.6. INFORMATION SUR LES DELAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS	24
6. EXAMEN DE LA TRESORERIE, DES CAPITAUX ET DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	24
6.1. CAPITAUX PROPRES ET ENDETTEMENT FINANCIER NET	24
6.2. FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIETE	25
6.3. FLUX DE TRESORERIE DU GROUPE	27
6.3.1. Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles	28
6.3.2. Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement	30
6.3.3. Flux de trésorerie utilisés dans les activités de financement	31
6.4. RESTRICTION A L'UTILISATION DE CAPITAUX	32
6.5. SOURCES DE FINANCEMENT POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS	32
7. PERSPECTIVES	33
7.1. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	33
7.2. PERSPECTIVES D'AVENIR	33
8. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	34
8.1. DIVIDENDES VERSES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES	34
8.2. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	34
9. AUTRES ELEMENTS REQUIS AU TITRE DU RAPPORT DE GESTION	35
9.1. NEGOCIATION PAR LA SOCIETE DE SES PROPRES ACTIONS	35
9.2. ELEMENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE	36
9.3. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET FACTEURS DE RISQUE	40
9.3.1. Risques liés au secteur d'activité	40
9.3.2. Risques réglementaires et juridiques	42

9.3.3. Risques relatifs a l'activité de la société	46
9.4. AUTRES INFORMATIONS	55
10. COMPTES ANNUELS CONSOLIDES AU 31 DECEMBRE 2016 ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES.....	59
11. COMPTES ANNUELS SOCIAUX AU 31 DECEMBRE 2016 ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES SOCIAUX.....	131

Les commentaires sur les résultats et les comptes des exercices 2016 et 2015 du Groupe sont établis sur la base des états financiers, préparés conformément aux normes IFRS adoptées par l'Union Européenne et en vigueur pour les exercices concernés en application du règlement 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales. Le lecteur est ainsi invité à lire les informations qui suivent relatives à la situation financière et aux résultats du Groupe conjointement avec les comptes consolidés audités du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015.

1. ATTESTATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER 2016

J'atteste conformément aux dispositions de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF, qu'à ma connaissance, les comptes au 31 décembre 2016 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans le périmètre de la consolidation du groupe Direct Energie et que le rapport financier annuel présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquelles elles sont confrontées.

Monsieur Xavier Caïtucoli
Président Directeur Général
Direct Energie

2. CHIFFRES CLES

2.1. COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ SIMPLIFIÉ

	Exercice clos le 31 décembre	
	2016	2015
<i>En millions d'euros</i>		
Produits des activités ordinaires	1 692,4	1 016,5
Marge brute	233,8	148,5
Résultat Opérationnel Courant	86,8	34,0
Résultat Opérationnel	105,0	15,7
Résultat financier	(11,2)	(3,7)
Résultat net des activités poursuivies	123,6	29,0
Résultat net	123,6	27,2

2.2. BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2016	2015
Immobilisations incorporelles	50,2	40,9
Immobilisations corporelles	76,2	47,7
Impôts différés actifs	66,5	40,8
Autres actifs non courants	30,3	16,1
Actifs non courants	223,2	145,5
Stocks	38,5	36,2
Clients et comptes rattachés	413,3	220,6
Autres actifs courants	185,7	176,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	368,9	35,2
Actifs courants	1 006,3	468,1
TOTAL ACTIF	1 229,5	613,6
TOTAL CAPITAUX PROPRES	217,5	(29,4)
Autres passifs financiers non courants	182,8	114,8
Autres passifs non courants	59,7	88,6
Impôts différés passifs	13,1	21,1
Passifs non courants	255,6	224,5
Fournisseurs et comptes rattachés	242,6	187,8
Autres passifs financiers courants	145,7	69,1
Autres passifs courants	368,1	161,5
Passifs courants	756,4	418,4
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	1 229,5	613,6

2.3. TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2016	2015
Flux nets de trésorerie issus des activités opérationnelles	219,0	(18,8)
Flux de trésorerie nets issus des activités d'investissement	117,7	(89,9)
Flux de trésorerie nets issus des activités de financement	(3,9)	109,4
Variation nette de la trésorerie	332,8	0,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	32,0	31,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	364,8	32,0

2.4. INFORMATIONS SUR L'ENDETTEMENT FINANCIER NET CONSOLIDÉ

<i>En millions d'euros</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2016	2015
Dettes financières	328,5	183,9
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(368,9)	(35,2)
Trésorerie active	(368,9)	(35,2)
Appels de marge versés	(3,2)	(60,6)
Endettement financier net	(43,6)	88,1

Dans le cadre de la présentation de ses comptes 2016, le Groupe a modifié la définition de son endettement financier net, agrégat non défini par les normes comptables, et qui n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes du Groupe.

Cette évolution vise à assurer un équilibre entre les appels de marge en trésorerie reçus et versés dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie que le Groupe conclut avec ses contreparties et leur traduction dans la situation de trésorerie du Groupe.

L'endettement financier net correspond désormais à la différence entre les dettes financières (incluant les appels de marge reçus) et la trésorerie active, augmentée des appels de marge versés.

2.5. INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNÉES OPERATIONNELLES

2.5.1. PARC CLIENTS ET VOLUMES VENDUS

S'agissant des activités réalisées en France, les principales données opérationnelles sont les suivantes :

<i>Données opérationnelles</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2016	2015
Informations sur le nombre de clients		
Nombre de clients fin de période (en milliers)	2 063	1 591
Nombre de clients moyen sur la période (en milliers)	1 839	1 424
Informations sur les volumes commercialisés		
Volumes d'électricité commercialisés (en Twh)	13,9	7,6
Volumes de gaz commercialisés (en Twh)	5,4	3,8

Le Groupe comptait par ailleurs plus de 50 000 clients en Belgique à fin décembre 2016, pour des volumes commercialisés de respectivement 112 GWh en électricité et 368 GWh en gaz.

2.5.2. INVESTISSEMENTS

Le volume total des investissements réalisés par le Groupe s'est élevé en 2016 à 64,5 M€, contre 71,4M€ en 2015.

Les principaux investissements (immobilisations corporelles, incorporelles et financières) réalisés au cours de la période sont les suivants :

Investissements (consolidés) Normes IFRS (en M€)	Exercice 2016	Exercice 2015
Immobilisations incorporelles	32,9	24,7
Immobilisations corporelles	31,6	46,7
Immobilisations financières	0	0
TOTAL	64,5	71,4

Ces investissements concernent principalement :

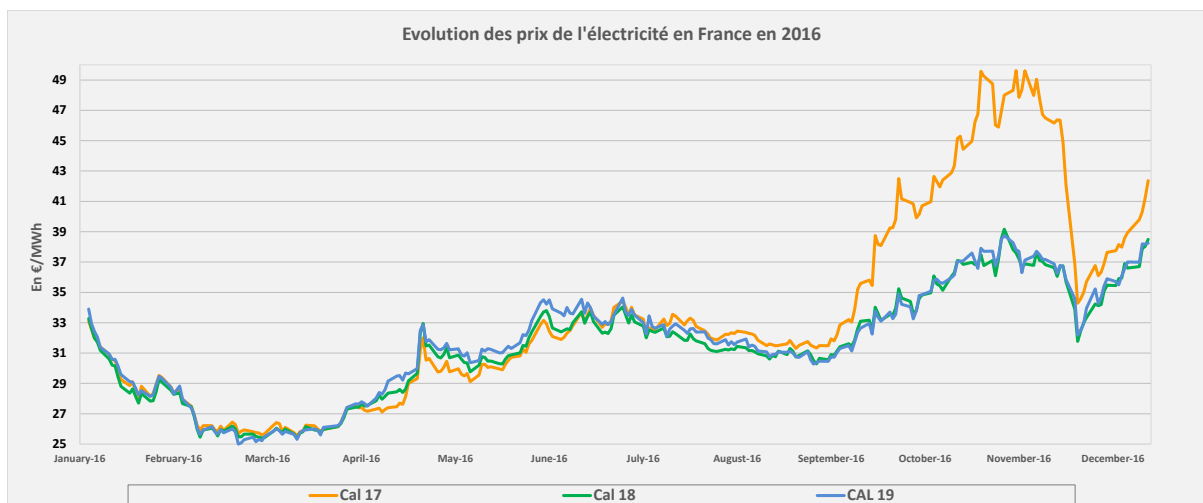
- Des coûts d'acquisition clients pour respectivement, 25,7 M€ en 2016 et 19,6 M€ en 2015. Le Groupe procède en effet à l'activation de ses coûts d'acquisitions clients externes, qui sont amortis sur une durée de 4 ans, compte tenu des taux d'attrition des clients observés par la Société.
- D'autres immobilisations incorporelles pour respectivement 7,2 M€ en 2016 et 5,1 M€ en 2015 correspondant notamment à des outils informatiques développés par la Société pour ses activités commerciales et de gestion.
- Des immobilisations corporelles pour respectivement, 31,6 M€ en 2016 et 46,7 M€ en 2015, correspondant principalement en 2016 à l'acquisition de la centrale de Marcinelle (pour un montant de 30,6 M€ d'immobilisations corporelles) et en 2015 à l'acquisition de la centrale de Bayet (pour un montant de 45,5 M€ d'immobilisations corporelles).

3. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE 2016

3.1. CONDITIONS DE MARCHÉ

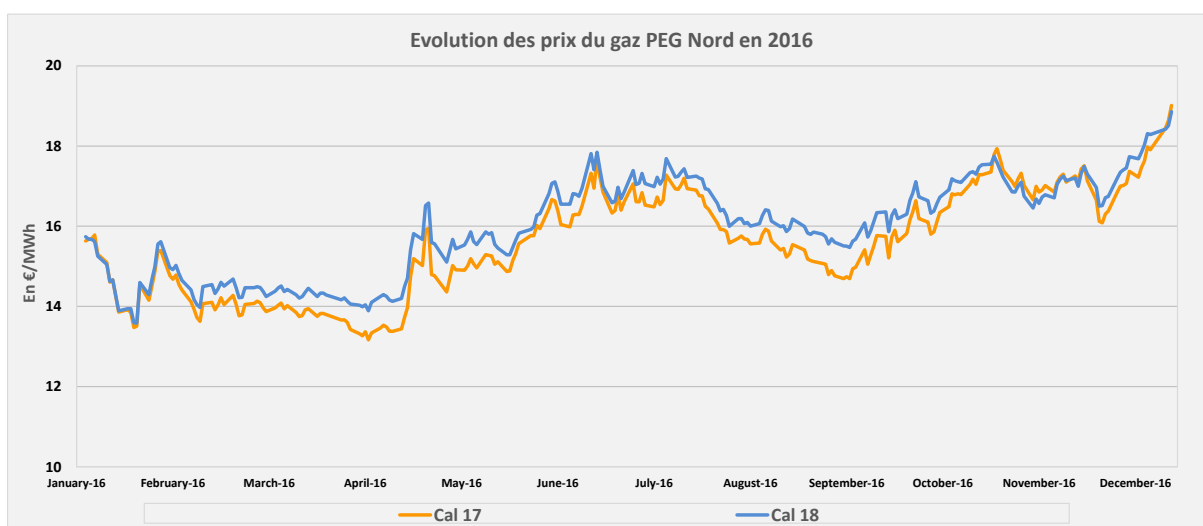
Les prix du gaz et de l'électricité ont connu une forte volatilité au cours de l'année 2016, touchant des points bas au cours du premier trimestre 2016, en raison d'un équilibre offre demande fortement détendu en Europe, avant de s'apprécier à nouveau, notamment au cours du deuxième semestre.

Les prix à terme de l'électricité en France se sont ainsi établis en fin d'année 2016 à respectivement plus de 42€/MWh pour livraison 2017 et près de 38,5€/MWh pour livraison 2018, soit des niveaux nettement supérieurs aux prix observés en fin d'année 2015 (environ 33,5€/MWh). Après avoir approché les 25€/MWh au cours du premier trimestre 2016, les prix ont fortement rebondi, tout particulièrement à partir du mois de septembre 2016, sous l'effet de la mise à l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires en France dans le cadre d'investigations menées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Les prix ont même temporairement atteint les 50€/MWh pour livraison 2017 au cours du mois de novembre 2016 avant de retomber au cours du mois de décembre, sous l'effet d'une amélioration des perspectives de remise en service des réacteurs ayant fait l'objet d'un arrêt temporaire.



Source : EEX

Les prix à terme du gaz sur le marché PEG Nord se sont quant à eux établis à des niveaux proches de 19€/ MWh en fin d'année 2016, contre un niveau proche de 16€/ MWh en fin d'année 2015.



Source : Powernext

Cette remontée des prix est notamment associée à un fort rebond des prix du pétrole, lié à un resserrement de l'équilibre offre-demande au niveau mondial, qui a, de manière corrélative, tiré les prix du gaz à la hausse.

3.2. AUTRES FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

Poursuite dynamique de la conquête commerciale en France et en Belgique

Le Groupe a maintenu sur l'année 2016 une forte croissance de son parc client.

Au 31 décembre 2016 le parc client en France s'établit ainsi à près de 1 607 000 sites clients en électricité et 456 000 sites clients en gaz, ce qui représente des progressions de près de 29% et 33% par rapport aux parcs clients au 31 décembre 2015, et une hausse moyenne de près de 30%.

Cette poursuite dynamique de l'accélération de la croissance, après une année 2015 marquée par des niveaux d'acquisition très élevés, repose sur un portefeuille d'offres compétitives et innovantes en électricité et en gaz, l'excellence opérationnelle de la relation client de la Société qui a remporté en 2017 pour la 10^{ème} fois

consécutives le trophée « ELU Service Client de l'année », la mise en œuvre de plusieurs campagnes de communications nationales, et l'entrée en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 du contrat de sponsoring avec la SA Vendée Cyclisme, l'équipe cycliste de Jean-René Bernaudeau, qui porte depuis cette date le nom de « Team Direct Energie ».

Par ailleurs, la disparition des TRV proposés aux clients professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en électricité (tarifs jaunes et verts) et une consommation supérieure à 30 MWh/an en gaz naturel au 31 décembre 2015, a permis au Groupe de renforcer de manière significative son portefeuille clients sur les segments des entreprises et des collectivités locales, grâce à des offres ciblées et sur mesure et à un fort dynamisme commercial.

Au 31 décembre 2016, le Groupe fournissait ainsi près de 359 000 sites professionnels, entreprises et collectivités contre 254 000 au 31 décembre 2015.

La dynamique commerciale s'est par ailleurs poursuivie en Belgique, où le Groupe comptait plus de 50 000 sites clients au 31 décembre 2016 contre plus de 25 000 au 31 décembre 2015.

Extension du contrat de prestations de services ERDF

Au cours du deuxième trimestre 2016, le Groupe et ErDF (désormais dénommé ENEDIS) ont signé une prolongation d'un an du contrat de prestations de services qui avait pris fin le 30 septembre 2015. Cette extension, débutant rétroactivement au 1^{er} octobre 2015, s'est traduite sur l'année 2016 par un produit de 29,3 M€.

Décision du Conseil d'Etat sur les TRV Electricité

Le Conseil d'Etat a annulé le 15 juin 2016 deux arrêtés tarifaires. L'arrêté du 28 juillet 2014, qui avait annulé l'augmentation des TRV bleus de 5% normalement prévue à compter du 1^{er} août 2014, a été annulé au motif que le principe de sécurité juridique n'avait pas été respecté. Celui du 30 octobre 2014 a pour sa part été annulé au motif qu'il n'avait pas pris en compte les rattrapages tarifaires qui s'imposaient s'agissant des tarifs bleus résidentiels et verts, pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015.

Les arrêtés tarifaires rétroactifs ayant été publiés le 1^{er} octobre 2016, un produit à recevoir a été reconnu à hauteur de 14,2 M€ dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2016. Celui-ci correspond à l'impact attendu des conséquences de la décision du conseil d'Etat sur le chiffre d'affaires du Groupe. L'émission des factures rétroactives correspondantes débutera au cours du premier semestre 2017.

Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF

En exécution de la décision du CoRDiS du 19 septembre 2014, qui a posé le principe selon lequel le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GRDF) tant pour l'avenir que pour le passé, et suite à une injonction par le CoRDiS en date du 20 janvier 2016 sommant GRDF d'exécuter sa décision de 2014, un accord contractuel a été formalisé entre les parties au cours du premier semestre 2016, au titre duquel GRDF a remboursé fin mai 2016 à Direct Energie des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015, pour un montant de près de 10 M€. Par une décision du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris a pleinement confirmé cette décision du CoRDiS en matière d'impayés de part acheminement.

La cour d'appel a également jugé que le fournisseur devait être rémunéré pour les prestations réalisées pour le compte de GRDF permettant l'accès du client final aux réseaux de distribution. Suite à cette décision, outre le fait que GRDF devait verser à Direct Energie une rémunération à un prix fixé entre les Parties pour le passé (depuis la date de signature du contrat d'acheminement (2005)) – ce qui n'a pas été suivi d'effet –, GRDF a proposé à Direct Energie un avenant au CAD (Contrat d'Acheminement sur le réseau de Distribution) fixant une rémunération qui, selon Direct Energie, n'était pas « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF.

Aucun accord n'a été trouvé entre les Parties, et le Groupe n'a à ce titre encore reconnu aucun produit à recevoir dans ses comptes.

Le sujet a ainsi été renvoyé vers le CoRDiS, qui a demandé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) une mesure d'instruction visant à déterminer quelle serait une rémunération « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF. La CRE a mandaté un consultant pour mener à bien cette étude auprès des fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution. L'instruction est toujours en cours et devrait donner lieu à une consultation sous l'égide du régulateur au cours du premier semestre 2017, et à une décision du CoRDiS au cours de l'année 2017.

Décision du Conseil d'Etat relative au contentieux Engie / CRE

Le 13 juillet 2016 le Conseil d'Etat a rendu une décision suite à la demande d'Engie d'annuler pour excès de pouvoir la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 26 juillet 2012 portant communication du contrat de prestations de services conclu entre Direct Energie et ERDF (devenue ENEDIS), relatif à la gestion de clients en contrat unique, ainsi que la délibération du 10 décembre 2014 rejetant le recours gracieux qu'elle avait présenté contre cette délibération.

Tout en estimant que le recours d'Engie était trop tardif pour prospérer, le Conseil d'Etat reconnaît que la délibération du 26 juillet 2012 était illicite au motif que celle-ci prévoyait que l'accord entre Direct Energie et ERDF était conclu de manière transitoire et prévoyait une rémunération limitée aux fournisseurs ayant un nombre de clients ayant souscrit un contrat unique en électricité ou en gaz inférieur à 1 750 000. Le Conseil d'Etat confirme ainsi *in fine* que ces deux limites du contrat entre ERDF et Direct Energie étaient contraires au principe imposant que les GRD ne doivent pas faire supporter aux fournisseurs les coûts générés par les prestations qu'ils rendent pour le compte du gestionnaire de réseau.

Cette décision confirme expressément le principe du versement par le gestionnaire de réseau de distribution à un fournisseur d'une rémunération au titre des frais de gestion des clients ayant conclu un contrat unique.

Décision de la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) sur les TRV gaz

Suite à une question préjudicielle posée par le Conseil d'Etat le 15 décembre 2014, relative à la compatibilité des TRV Gaz avec le droit communautaire, la CJUE a considéré que ceux-ci constituent par nature une entrave à la concurrence, et que la coexistence d'un segment de marché où les prix sont libres avec un segment où les prix sont établis en dehors du jeu de la concurrence est incompatible avec la création d'un marché intérieur du gaz naturel ouvert et concurrentiel.

Une décision du Conseil d'Etat tirant les conséquences de cette décision sur la légalité de la réglementation française en matière de TRV Gaz est attendue dans le courant de l'année 2017.

Mise en œuvre du mécanisme de capacité français

Suite à la décision de la Commission Européenne, rendue début novembre 2016 et ayant jugé compatible avec la réglementation européenne le marché de capacité proposé par la France, le mécanisme de capacité français est entré formellement en vigueur.

Celui-ci se traduit à compter du 1^{er} janvier 2017 pour les fournisseurs d'électricité, par l'obligation de disposer de certificats de capacités à hauteur des besoins de leur parc client à la pointe de consommation, et pour les producteurs d'électricité, par l'obtention de certificats, cessibles sur le marché, à mesure de leur disponibilité effective.

La première enchère de capacité, qui s'est déroulée le 15 décembre 2016 a débouché sur un prix d'environ 10 000€/ MW. De nouvelles enchères interviendront en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

Le prix de la capacité fera l'objet d'une répercussion, conformément aux dispositions contractuelles, auprès des clients du Groupe, dès 2017.

Provision pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières

Dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement en gaz, le Groupe a conclu, en 2009, auprès des gestionnaires de réseaux de transport de gaz français (GRTgaz), belge (Fluxys) et hollandais (GTS) plusieurs contrats portant sur la réservation, à compter de fin 2011, de capacités d'importation de gaz via la Belgique, pour des durées s'étendant au maximum jusqu'en 2027. La finalité de ces contrats était de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz des activités du Groupe sur le long terme, conformément aux principes conditionnant l'obtention d'une autorisation de fourniture de gaz en France.

A partir de 2013, et alors que le contexte de marché avait démontré l'incapacité du système en vigueur à assurer la sécurité d'approvisionnement, se traduisant notamment par des souscriptions de capacité de stockage insuffisantes, les pouvoirs publics ont engagé des consultations visant à clarifier les obligations pesant sur les fournisseurs en la matière, et les instruments mobilisables, avec pour but notamment de réformer les obligations de souscription de stockage.

A l'occasion de ces consultations, le Groupe a fait valoir sa position constante, selon laquelle devaient bien être pris en compte, dans la définition des obligations des fournisseurs en matière de sécurité d'approvisionnement, l'ensemble des instruments de modulation dont ils disposaient, et notamment les capacités d'importation de gaz en France. Cependant, dans l'attente de la finalisation de cette réforme et sans préjuger de son contenu final, les pouvoirs publics ont demandé au Groupe de souscrire des capacités de stockage annuelles indépendamment de ses capacités propres d'interconnexions gazières.

Le projet de réforme tel qu'arbitré par les pouvoirs publics suite à ces consultations, et qui a fait l'objet d'un examen par le Conseil d'Etat au cours du deuxième trimestre 2016, n'a pas retenu les propositions formulées par le Groupe qui visaient à une prise en compte explicite, et propre à chaque fournisseur, des capacités d'importation de Gaz dont il dispose, parmi les instruments mobilisables en matière de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, le Conseil d'Etat, appelé à statuer dans le contentieux initié en 2014 par Eni et Uprigaz a confirmé en avril 2016, que les pouvoirs publics étaient fondés, à imposer aux fournisseurs de gaz, de souscrire des capacités de stockage pour garantir la sécurité d'approvisionnement, sans considérer les capacités d'interconnexion propres à chaque fournisseur comme un instrument permettant de s'y soustraire, puisqu'il n'a renvoyé sur ce sujet, à la Cour de justice de l'Union européenne, qu'une question portant sur la localisation géographique des stockages pris en compte dans la satisfaction de cette obligation.

Dans ces conditions, et sans préjuger du délai de mise en œuvre du projet de réforme, qui n'a toujours pas abouti à la date de publication des comptes, les contrats ne peuvent plus être considérés comme pouvant participer directement aux obligations inhérentes aux activités gazières du Groupe en matière de sécurité d'approvisionnement, et ceci sans perspective d'évolution favorable à court terme de la réglementation.

En conséquence, ces contrats d'accès aux interconnexions gazières ont été traités comme des contrats déficitaires au sens d'IAS 37, en date de clôture, puisque :

- Il n'est manifestement plus possible de considérer ces derniers comme pouvant répondre aux obligations propres du Groupe en matière de sécurité d'approvisionnement,
- et que les coûts associés à ces contrats, sur leur durée résiduelle, sans perspective de sortie avant terme, sont nettement supérieurs à leur valeur sur le marché.

Une provision pour contrat déficitaire d'un montant de 31,6 M€ a ainsi été comptabilisée dans les comptes 2016.

Acquisition d'une centrale à cycle combiné gaz en Belgique

Le Groupe a annoncé l'acquisition le 30 décembre 2016 auprès du groupe italien Enel de 100% du capital de sa filiale Marcinelle Energie. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Charleroi en Belgique et compte une quarantaine d'employés. Livrée en 2012 avec une technologie Siemens-Ansaldo, très similaire à celle détenue par le Groupe à Bayet (Allier), cette centrale dispose d'une capacité installée d'environ 400 MW.

Le montant de la transaction, intégralement versé en numéraire, s'élève, en valeur d'entreprise, à 36,5 M€ et n'a eu aucun impact sur l'EBITDA et le résultat opérationnel courant 2016 du Groupe.

Après l'acquisition de la centrale de Bayet fin 2015, cette nouvelle opération porte la capacité installée du Groupe à près de 800 MW. Réalisée à des conditions compétitives, elle confirme également la mise en œuvre de la stratégie d'intégration verticale annoncée avec une présence renforcée du Groupe à l'amont et l'aval pour une meilleure couverture des approvisionnements du parc client.

Renforcement de la structure financière du Groupe

Au cours du premier trimestre 2016, les dépôts effectués en trésorerie auprès des contreparties du Groupe sur les marchés de l'énergie pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie jusqu'à leur livraison physique, ont connu une forte croissance, directement liée à la baisse des prix de gros de l'électricité observée sur la période.

Le Groupe a dès lors sécurisé de nouveaux financements pour absorber cette augmentation :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ ;
- Une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ ;
- Une augmentation de 60 M€ de sa facilité de crédit bancaire portant le montant utilisable à 120 M€.

Les prix de marché ayant rebondi sur le reste de l'année 2016, et notamment au cours du deuxième semestre, le Groupe a procédé au début du quatrième trimestre au remboursement des avances actionnaires. Par ailleurs au 31 décembre 2016, ni la ligne de crédit auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, ni la facilité de crédit bancaire ne faisaient l'objet de tirages.

Enfin, dans le cadre de la poursuite de sa stratégie de croissance, le Groupe a procédé à l'émission d'une nouvelle émission obligataire, sous la forme d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Cette émission, d'un montant de 68 M€ à échéance octobre 2023, est assortie d'un coupon annuel de 3.25%, et vient renforcer la flexibilité financière du Groupe.

Celui-ci disposait ainsi au 31 décembre 2016 de près de 206 M€ de sources de financement court terme mobilisables en complément de sa trésorerie disponible.

Evolution de l'actionnariat de Direct Energie

Au cours de l'exercice 2016, Direct Energie a reçu des déclarations de franchissement de seuils légal au titre de l'article L.233-7 du Code de commerce, qui sont décrites à la Section 6.2.1.2. *Modifications dans la répartition du capital au cours des trois derniers exercices* du Document de Référence.

Par ailleurs, la Société a été informée de la cession, par la société Ecofin Ltd, de la totalité de sa participation dans le capital de la Société, soit 1 684 656 titres représentant 4,11% du capital de Direct Energie, sous la forme d'une procédure de constitution de livre d'ordres accélérée (*accelerated bookbuilt offering*) exécutée le 15 juin 2016 par Société Générale Corporate & Investment Banking et Gilbert Dupont.

Dans le cadre de cette opération de placement, les sociétés Impala SAS, AMS Industries et Luxempart SA ont respectivement acquis 60 000, 90 000 et 100 000 titres de la Société, le solde (1 434 656 titres de la Société) ayant été reclassé sur le marché.

Direct Energie a été informée de ce que ce placement n'a pas remis en cause les équilibres qui existaient au sein du concert initial.

A la date de clôture de l'exercice, l'actionariat de la Société reste structuré autour d'un concert majoritaire formé par les sociétés Impala SAS, AMS Industries, Lov Group Invest et EBM Trirhena AG représentant environ 70% du capital de Direct Energie et réparti de la manière suivante :

Cap Table Direct Energie - 31 décembre 2016				
Actionnaires	Nombre de titres détenus	% de capital	Nombre de droits de vote**	% de droits de vote
IMPALA SAS	14 427 751	34,77%	25 846 185	46,95%
AMS INDUSTRIES	6 105 806	14,71%	6 405 315	11,64%
LOV GROUP INVEST	4 474 544	10,78%	4 474 544	8,13%
EBM TRIRHENA AG	4 167 870	10,04%	4 167 870	7,57%
CONCERT MAJORITAIRE	29 175 971	70,31%	40 893 914	74,29%
LUXEMPART	4 191 741	10,10%	4 191 741	7,62%
Management et autres	2 675 553	6,45%	4 020 253	7,30%
Flottant*	5 455 595	13,15%	5 939 163	10,79%
TOTAL	41 498 860	100%	55 045 071	100%

* Calculé selon la définition des indices Euronext (i.e exclusion faite : des participations supérieures à 5% sauf mutual fund et fonds de retraite et des participations détenues par les dirigeants, administrateurs, employés, actionnaires liés par un pacte, état et auto-détention.)

** Nombre de droits de vote théoriques déterminé sur la base de l'état de l'actionariat dans les livres de CACEIS arrêté à la date du 31 décembre 2016

4. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR 2015 ET 2016

L'analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé est effectuée à deux niveaux pour le chiffre d'affaires, la marge brute et le résultat opérationnel courant. Au niveau du Groupe d'une part, puis au niveau des segments opérationnels et des différentes zones géographiques les composant d'autre part. Le résultat opérationnel et le résultat net ne sont quant à eux analysés qu'au niveau du Groupe.

4.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

L'exercice 2016 a connu une hausse du produit des activités ordinaires, incluant la marge sur activité d'Energy Management, de 66,5 % par rapport à l'exercice 2015, pour atteindre 1 692,4 M€, en raison notamment d'une progression significative des volumes commercialisés en électricité et en gaz, et de la contribution en année pleine de la centrale électrique de Bayet, acquise en décembre 2015, enregistrée en marge d'Energy Management.

Le résultat opérationnel courant a par ailleurs progressé de plus de 155% sur la période pour s'établir à 86,8 M€ au titre de l'exercice 2016 (+52,8 M€ par rapport à 2015). Cette croissance s'explique principalement par la poursuite de l'augmentation dynamique du portefeuille client (+30% en moyenne) et des volumes vendus en France, l'optimisation de ses coûts d'approvisionnement réalisée par le Groupe dans un contexte de marché très volatil au cours de l'hiver 2015-2016, et une maîtrise continue des coûts de structure.

Le résultat net 2016 s'établit quant à lui à 123,6 M€, soit une progression de 96,3 M€ par rapport à 2015. Cette croissance, supérieure à la croissance du résultat opérationnel courant, est notamment imputable à une variation positive de la juste valeurs des instruments financiers dérivés à caractère opérationnel, conséquence directe du rebond des prix de marché observé notamment au deuxième semestre 2016, et à l'enregistrement d'un produit d'impôts de près de 30 M€, associé à l'activations d'impôts différés complémentaires sur des différences temporelles et des déficits fiscaux reportables du Groupe, sur un horizon de trois années.

4.2. CHIFFRE D'AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT)

4.2.1. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Produits des activités ordinaires	1 692,4	1 016,5	675,9	66,5%

Le chiffre d'affaires du Groupe, y compris la marge sur l'activité d'Energy Management, s'est établi en 2016 à 1 692,4 M€ en croissance de 675,9 M€ soit 66,5%.

Cette croissance est directement associée aux performances du segment Commerce, sous l'effet notamment de la progression très dynamique de l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en France auprès des clients entreprises et collectivités locales, conséquence directe de la suppression des TRV électricité et gaz pour cette catégorie de clients au 31 décembre 2015.

L'ensemble des activités du Groupe ont néanmoins contribué à cette progression, le segment Production intégrant en 2016, en marge sur Energy Management, la contribution en année pleine de la centrale électrique de Bayet.

4.2.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce	1 680,6	1 016,0	664,6	65,4%
<i>Dont France</i>	<i>1 648,0</i>	<i>1 008,3</i>	<i>639,7</i>	<i>63,4%</i>
<i>Dont Belgique</i>	<i>32,6</i>	<i>7,7</i>	<i>24,9</i>	<i>322,5%</i>
Production	11,8	0,5	11,3	n.a.
Produits des activités ordinaires	1 692,4	1 016,5	675,9	66,5%

Segment Commerce

La contribution du segment commerce au chiffre d'affaires s'élève à 1 680,6 M€ en progression de 664,6 M€ par rapport à 2015.

Cette progression est très majoritairement imputable à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité en France, dont le chiffre d'affaires progresse significativement à 1 648,0 M€ contre 1 008,3 M€ en 2015.

La dynamique commerciale du Groupe a en effet permis une poursuite de l'expansion du parc client grâce à un rythme soutenu d'acquisitions, s'élevant à près de 600 000 sites en électricité et près de 180 000 sites en gaz, et représentant une progression moyenne de +32% par rapport à 2015. Fort de ces acquisitions, le parc client au 31 décembre 2016 s'établit à un peu plus de 1 600 000 sites pour l'électricité, en hausse de 29% par rapport au 31 décembre 2015, et à plus de 450 000 sites pour le gaz, en hausse de 33% par rapport au 31 décembre 2015. Concernant le parc client électricité, le Groupe a notamment su tirer profit de la fin des Tarifs Réglementés de Vente « jaune » et « vert » depuis le 31 décembre 2015, qui s'est traduite par des entrées en périmètre importantes de clients « Grands Comptes » (clients multisites industriels et commerciaux ainsi que collectivités publiques) en début d'année. Le parc client moyen sur l'année est ainsi en progression de plus de 30%.

Cette croissance du parc client a directement contribué à la progression significative des volumes d'électricité et de gaz commercialisés, qui se sont établis respectivement à 13,9 TWh, en hausse de 85% par rapport à 2015 et à 5,4 TWh, en hausse de 42% par rapport à 2015. Comme en 2015, les températures 2016 ont été en moyenne relativement proches des normales de saison, l'impact étant en conséquence limité sur les consommations unitaires clients. La croissance nettement plus rapide des volumes livrés par rapport à celle du parc client pour l'électricité s'explique ainsi avant tout par la forte progression du nombre de clients du segment « Grands Comptes », et tout particulièrement des clients « jaunes » et « verts », dont les consommations unitaires sont nettement supérieures à celles des clients particuliers.

Outre la progression très significative des volumes vendus, le chiffre d'affaires de l'activité de fourniture d'électricité en 2016 a également bénéficié au cours du premier semestre de l'impact de la hausse des TRV (Tarifs Réglementés de Vente) appliquée à partir du 1^{er} août 2015 sur le seul segment des clients bleus résidentiels (revalorisation de +2,5%). Au cours du deuxième semestre, cette activité a dû faire face à l'évolution défavorable des TRV appliquée à partir du 1^{er} août 2016, qui s'est traduit par une baisse de 0,5% sur le segment des clients bleus résidentiels et de 1,5% sur le segment des clients bleus non résidentiels.

A l'inverse, les TRV Gaz ont poursuivi leur diminution sur la période, et ce en lien direct avec l'évolution des prix de marchés du gaz et du pétrole, composant principaux de la formule déterminant l'évolution des tarifs réglementés. En moyenne, entre l'année 2015 et l'année 2016 cette diminution est de l'ordre de 15% sur le parc clients du Groupe en France.

Par ailleurs, le groupe a procédé à des rééquilibrages de son portefeuille d'approvisionnement au cours de l'année 2016, pour tenir compte de la forte volatilité observée sur les marchés à terme de l'électricité, notamment au cours du quatrième trimestre, opérations se traduisant par une contribution nette de 3,9 M€, enregistrée en marge d'energy management.

Enfin, suite à l'annulation en juin 2016 de deux arrêtés tarifaires (arrêté du 28 juillet 2014 et arrêté du 30 octobre 2014) et à la publication d'arrêtés tarifaires rétroactifs le 1^{er} octobre 2016, un produit à recevoir a été reconnu au cours du second semestre 2016 dans les comptes à hauteur de 14,2 M€. Celui-ci correspond à l'impact attendu des conséquences de la décision du conseil d'Etat sur le chiffre d'affaires du Groupe.

Le chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique s'est établi en 2016 à 32,6 M€, en croissance de 24,9 M€ par rapport à 2015, sous l'effet de la progression très significative du parc client. Celle-ci est directement associée à l'impact en année pleine de la commercialisation d'offres de fourniture d'électricité et de gaz sur l'ensemble du territoire belge à compter du début du deuxième trimestre 2015, contre la seule la Wallonie au cours du premier trimestre 2015. La capacité à adresser l'ensemble du marché Belge a dès lors permis une accélération des acquisitions clients, représentant plus de 40 000 sites en 2016. Le parc clients s'élevait ainsi à plus de 50 000 sites, en quasi doublement par rapport au 31 décembre 2015.

Les volumes vendus ont corrélativement augmenté avec respectivement 112 GWh commercialisés en électricité et 368 GWh commercialisés en gaz sur l'année 2016.

Segment Production

Suite à l'acquisition le 30 décembre 2015 de la société 3CB SAS, qui exploite une centrale à gaz de type CCGT d'une puissance installée de 408 MW, le chiffre d'affaire du segment production intègre, en 2016, pour la première fois en année pleine sa contribution nette, enregistrée en marge sur Energy Management. Celle-ci s'établit à 11,8 M€ sur l'exercice. La production annuelle s'est quant à elle élevée à près de 1,4 TWh.

Comme en 2015, les autres projets en cours de développement d'actifs de production n'ont pas eu d'impacts notables sur le chiffre d'affaires 2016 du segment.

4.3. MARGE BRUTE

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Produits des activités ordinaires	1 692,4	1 016,5	675,9	66,5%
Coûts des ventes	(1 458,7)	(868,1)	(590,6)	68,0%
Marge brute	233,8	148,5	85,3	57,5%

4.3.1. EVOLUTION DE LA MARGE BRUTE GROUPE

La marge brute du Groupe s'élève à 233,8 M€ en 2016, en croissance de 85,3 M€ soit 57,5%. Comme pour le chiffre d'affaires, cette progression est principalement portée par la croissance du segment Commerce, et notamment de l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité en France.

4.3.2. MARGE BRUTE PAR SEGMENT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce	224,6	147,9	76,7	51,8%
<i>Dont France</i>	220,2	147,5	72,7	49,3%
<i>Dont Belgique</i>	4,4	0,4	4,0	899,8%
Production	9,2	0,5	8,6	1652,7%
Marge brute	233,8	148,5	85,3	57,5%

Segment Commerce

La contribution du segment commerce à la marge brute s'élève à 224,6 M€ en progression de 76,7 M€ par rapport à 2015.

Cette progression est très majoritairement imputable à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité en France, dont la marge brute progresse significativement, passant de 147,5 M€ en 2015 à 220,2 M€ en 2016 (+49,3%), sous les effets combinés de la croissance du parc client et des volumes vendus, notamment grands comptes, dans un contexte de températures proches des normales saisonnières.

Dans un contexte de volatilité importante des prix de marché de l'électricité en 2016, la forte baisse enregistrée au cours de l'hiver 2015-2016 ayant été suivie par un rebond important, qui s'est prolongé au cours du second semestre, le Groupe a su optimiser ses conditions d'approvisionnement, ses achats d'électricité progressant sur l'ensemble de l'année moins vite que les volumes vendus (+73% contre +85%).

En 2016, l'activité de commercialisation d'électricité a par ailleurs bénéficié de l'augmentation nette des TRV résidentiels entre 2015 et 2016 (+2,5% au 1^{er} août 2015 et -0,5% au 1^{er} août 2016 sur le segment des particuliers) ainsi que de la prolongation d'un an du contrat de prestation de service avec Enedis, avec effet rétroactif au 1^{er} octobre 2015, qui, associée à la croissance du parc client, s'est traduite par une contribution additionnelle à la marge brute de près de 10 M€ en 2016 par rapport à 2015.

La marge brute du segment a aussi été directement impactée par l'enregistrement d'un produit à recevoir de 14,2 M€ au titre des régularisations tarifaires générées par la publication d'arrêtés tarifaires rétroactifs le 1^{er} octobre 2016.

S'agissant de l'activité de commercialisation de gaz, le Groupe a su maîtriser ses coûts d'approvisionnement dans un contexte de diminution des prix de marché et des tarifs réglementés de vente. La contribution de cette activité à la marge brute a cependant été pénalisée par la constitution d'une provision pour contrat déficitaire à hauteur de 31,6 M€ relative aux capacités d'interconnexion gazière réservées par le Groupe entre la Belgique, les Pays-Bas et la France, et ce compte tenu de la situation réglementaire actuelle et de l'absence de perspective favorables d'évolution à court terme.

La marge brute de l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique s'établit en 2016 à 4,4 M€ contre une marge brute de 0,4 M€ en 2015. Le fort développement du parc client et des volumes vendus a permis au Groupe d'optimiser sa stratégie d'approvisionnement en électricité et en gaz, en profitant notamment de l'effet de la baisse des prix de marché au premier trimestre 2016, pour assurer une croissance rentable de l'activité.

Segment Production

La marge brute du segment production s'élève à 9,2 M€ en 2016, en progression de 8,6 M€ par rapport à 2015, sous l'effet de l'acquisition de la société 3CB SAS en fin d'année 2015 et de la production d'électricité réalisée au cours de l'exercice, dans un contexte de marché relativement favorable aux actifs thermique gaz.

4.4. RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Marge brute	233,8	148,5	85,3	57,5%
Charges de personnel	(34,6)	(26,4)	(8,2)	31,0%
Autres produits et charges opérationnels	(83,2)	(65,6)	(17,7)	26,9%
Amortissements	(29,2)	(22,5)	(6,7)	29,7%
Résultat Opérationnel Courant	86,8	34,0	52,8	155,4%

4.4.1. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT GROUPE

Le résultat opérationnel courant du Groupe s'élève à 86,8 M€ en 2016, en croissance de 155,4 % sur la période. Le principal contributeur au résultat opérationnel courant du Groupe demeure le segment commerce, et notamment l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en France.

4.4.2. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT PAR SEGMENT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce	92,5	34,7	57,7	166,2%
<i>Dont France</i>	97,3	39,1	58,2	148,9%
<i>Dont Belgique</i>	(4,8)	(4,4)	(0,5)	10,5%
Production	(5,7)	(0,8)	(4,9)	645,2%
Résultat Opérationnel Courant	86,8	34,0	52,8	155,4%

Segment Commerce

La contribution du segment commerce au résultat opérationnel courant s'élève à 92,5 M€, en progression de 57,7 M€ par rapport à 2015. Ceci traduit la poursuite, principalement en France, de la dynamique commerciale sur l'ensemble des segments adressés par le Groupe, et plus particulièrement sur celui des clients grands comptes, depuis la disparition le 31 décembre 2015 des tarifs réglementés de vente sur les segments électricité jaunes et verts, dans un contexte d'optimisation des coûts d'approvisionnement et de maîtrise des charges opérationnelles.

Le résultat opérationnel courant du segment commerce en France s'élève ainsi à 97,3 M€ en progression de 58,2 M€ par rapport à l'année 2015.

Les charges de personnel sur ce segment affichent une progression de 6,0 M€. Cette augmentation est principalement imputable à la croissance des effectifs liée, d'une part, à l'impact en année pleine du renforcement des équipes commerciales courant 2015, afin de répondre efficacement à la fin programmée des TRV pour certains clients professionnels (fixée au 31 décembre 2015), et d'autre part, au renforcement du service client, afin de maintenir une qualité de service constante au regard de l'augmentation du parc clients du Groupe. Compte tenu de ces évolutions, les effectifs s'établissaient à 333 collaborateurs au 31 décembre 2016 contre 317 collaborateurs au 31 décembre 2015. Les charges de personnel comprennent aussi les impacts associés aux plans de stocks options, qui restent globalement stables entre 2015 et 2016, et la participation aux bénéficiaires qui augmente de 1,9 M€ entre 2015 et 2016 en lien avec la forte amélioration des résultats. Hors impact associés à ces éléments, la masse salariale présente une augmentation de 3,7 M€ pour s'établir à (28,3) M€ au 31 décembre 2016 contre (24,5) M€ au 31 décembre 2015.

Les autres produits et charges opérationnels s'élèvent à (66,8) M€ pour l'exercice 2016 contre (59,9) M€ en 2015, soit une progression de (6,9) M€. Suite à la signature au cours du deuxième trimestre 2016 d'un avenant à son contrat d'acheminement avec GRDF, mettant notamment en œuvre le principe, posé par la décision du CoRDiS du 19 septembre 2014, selon lequel le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GDRF), tant pour l'avenir que pour le passé, GRDF a remboursé au Groupe près de 10 M€ au titre des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015.

Retraité de cet impact non récurrent, les autres produits et charges opérationnels s'établissent à (76,8) M€ au 31 décembre 2016 contre (59,9) M€ au 31 décembre 2015, soit une progression de (16,9) M€. Celle-ci s'explique principalement par :

- Une augmentation des dépenses marketing de (10,0) M€, associée notamment à l'intensification des campagnes publicitaires et au renforcement de la présence digitale du Groupe au cours de l'exercice

ainsi qu'au lancement, à partir du 1^{er} janvier 2016, du sponsoring de l'équipe SA Vendée Cyclisme, dénommée désormais Team Direct Energie ;

- Une progression de (8,7) M€ des dépenses de prestataires externes liée à la fois à l'augmentation du nombre d'acquisitions réalisé en 2016 par rapport à 2015 mais également à la croissance du parc client actif sur la période ;
- Un impact des créances irrécouvrables net des mouvements de provisions de (13,1) M€ sur l'exercice contre (19,9) M€ sur l'exercice 2015. Cette variation traduit les efforts continus déployés par le Groupe dans la gestion de son parc client, et de ses modalités de facturation et de recouvrement ;
- Une augmentation de certaines taxes pour (3,6) M€, corrélative notamment à l'amélioration marquée des principaux agrégats financiers du Groupe.

L'impact négatif des amortissements sur le résultat opérationnel courant du segment augmente de près de (1,6) M€ sur l'année 2016 par rapport à l'année 2015, en lien avec l'accélération continue de la dynamique commerciale, qui se traduit mécaniquement par une augmentation des coûts d'acquisition clients activés, et les investissements réalisés par le Groupe, notamment dans les systèmes d'information.

Le résultat opérationnel courant du segment commerce en Belgique s'élève à (4,8) M€ contre (4,4) M€ en 2015. Cette légère dégradation du résultat opérationnel courant, malgré une marge brute en forte progression, résulte de la poursuite de la conquête de parts de marché sur l'ensemble du territoire Belge, amorcée courant 2015, qui a nécessité, en dépit d'une mutualisation importante des fonctions supports, des investissements directs importants, notamment dans les domaines marketing et commerciaux, afin d'atteindre à terme la taille critique pour cette activité.

Segment Production

Le résultat opérationnel courant du segment production s'élève à (5,7) M€ pour l'exercice 2016 alors qu'il était de (0,8) M€ en 2015. Outre les dépenses récurrentes liées aux différents projets de développement conduits par le Groupe, le résultat opérationnel courant est directement impacté par la société 3CB SAS acquise fin 2015, qui exploite la centrale de Bayet face au marché depuis début 2016. Cette contribution inclut notamment l'impact associé à la décision prise par le Groupe d'avancer à mi-2017 une opération de maintenance récurrente importante, initialement prévue au cours du deuxième semestre 2018, compte tenu des perspectives de production à venir de la centrale. Celle-ci s'est traduite par l'enregistrement de charges d'amortissement importantes en 2016, portant sur des composants ayant vocation à être remplacés lors de cette opération.

4.5. RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Résultat Opérationnel Courant	86,8	34,0	52,8	155,4%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés à caractère opérationnel	21,4	(11,6)	33,0	-283,9%
Cessions d'actifs non courants	(2,5)	(5,9)	3,5	-58,6%
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,1)	(0,5)	0,4	-79,7%
Produits et charges liés aux variations de périmètre	(0,6)	(0,1)	(0,5)	422,4%
Résultat Opérationnel	105,0	15,7	89,2	567,2%

Les variations de juste valeur des dérivés énergie à caractère opérationnel se traduisent par un produit de 21,4 M€ en 2016 contre une charge de (11,6) M€ en 2015. Cette variation entre 2016 et 2015, sans impact trésorerie, s'explique principalement par l'évolution des prix de l'énergie constatée au cours de l'année. En 2016, l'impact net positif de ces instruments se décompose en un impact négatif lié à la diminution de la juste valeur

des instruments financiers dérivés gaz, associée au débouclage sur la période de swaps de couverture gaz-pétrole dont la juste valeur était fortement positive au 31 décembre 2015, et un fort impact positif de variation de juste valeur des instruments financiers dérivés électricité, directement associé à la remontée des prix de marché au cours de l'année 2016, au-delà des cours de clôture observés en 2015, après que des points bas aient été touchés au premier trimestre. En 2015, l'impact négatif était directement imputable à la forte diminution des prix de l'électricité observée au 4^{ème} trimestre 2015.

Les cessions d'actifs non courants correspondent principalement en 2016 à la mise au rebut d'immobilisations relatives à un projet de développement d'un cycle combiné gaz devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans ce projet. En 2015, les cessions d'actif non courants correspondaient aussi principalement à la mise au rebut d'immobilisations relatives à un autre des projets de développement de cycle combiné gaz historique du Groupe.

Les pertes de valeurs sur actifs non courants, qui s'élèvent à (0,1) M€ en 2016 et (0,5) M€ en 2015 concernent exclusivement des titres de participations dans des sociétés non consolidées, comptabilisés en actifs disponibles à la vente, pour lesquels des indices de pertes de valeurs se sont matérialisés.

Les produits et charges liés aux variations de périmètre, qui s'élèvent à (0,6) M€ en 2016, correspondent aux frais d'acquisition de la centrale de Marcinelle. En 2015, ils correspondaient au badwill dégagé à l'occasion de l'acquisition de la centrale de Bayet, net des frais d'acquisition.

Compte tenu de ces éléments non récurrents, le résultat opérationnel en 2016 s'élève à 105,0 M€ contre 15,7 M€ en 2015.

4.6. RESULTAT NET ET RESULTAT PAR ACTION

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Résultat Opérationnel	105,0	15,7	89,2	567,2%
Coût de l'endettement financier net	(10,8)	(3,7)	(7,1)	189,0%
Autres produits et charges financiers	(0,4)	0,1	(0,5)	n.a.
Résultat financier	(11,2)	(3,7)	(7,5)	204,7%
Impôt sur les sociétés	29,5	17,0	12,4	n.a.
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	0,4	(0,1)	0,4	n.a.
Résultat net des activités poursuivies	123,6	29,0	94,6	326,0%
Résultat net des activités abandonnées	-	(1,8)	1,8	n.a.
Résultat net	123,6	27,2	96,3	353,5%
dont Résultat net part du Groupe	123,6	27,2	96,3	353%
dont Résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.

La dégradation du résultat financier, qui passe d'une charge nette de (3,7) M€ en 2015 à une charge nette de (11,2) M€ en 2016, s'explique principalement par la réalisation d'un deuxième placement privé obligataire en novembre 2015 pour un montant total de 60 M€ en deux tranches, une première de 15 M€ à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,40% et une seconde de 45 M€ à échéance décembre 2022 assortie d'un coupon de 4,80%, qui a entraîné une augmentation sensible de la charge d'intérêt sur l'année 2016 par rapport à l'année 2015. Par ailleurs, dans un contexte d'augmentation significative des volumes d'appels de marge lié à la baisse des prix de gros de l'électricité observé sur le premier semestre 2016, le Groupe a mobilisé ponctuellement, sur l'exercice 2016, des lignes de financements court terme, dont des avances actionnaires pour 55 M€, remboursées au cours du quatrième trimestre 2016, et une ligne de crédit auprès de son clearer des opérations de marché pour 55 M€, qui ont eu un impact sensible sur la charge d'intérêt. Enfin, le Groupe a procédé à l'émission d'un troisième emprunt obligataire en une tranche de 68 M€, portant intérêt au taux de 3,25% au cours du quatrième trimestre 2016.

Le Groupe a constaté une charge d'impôt exigible de (11,5) M€ en lien avec l'amélioration du résultat avant impôt du Groupe d'intégration fiscale dont Direct Energie est la société mère, et compte tenu de l'utilisation de déficits reportables. L'impact des impôts différés sur l'exercice est un produit de 40,9 M€, comprenant d'une part l'effet de l'activation complémentaire de déficits reportables en lien avec l'amélioration des perspectives de résultats futurs, ayant amené le Groupe à procéder à ces activations sur une période de trois ans contre deux ans à fin 2015, pour 13,3 M€, et d'autre part la variation nette des impôts différés sur différences temporaires, reconnues sur le même horizon temporel, pour 27,6 M€. En 2015, le Groupe avait constaté une charge d'impôt exigible de (0,05) M€ et des produits d'impôts différés à hauteur de 17,1 M€

Au 31 décembre 2016, la quote-part de résultats nets des sociétés mises en équivalence reste non significative et s'élève à 0,4 M€ contre une charge de (0,1) M€ au 31 décembre 2015.

Le résultat net des activités abandonnées constaté en 2015 pour (1,8) M€ correspondait principalement à l'impact de la cession de la société Direct Energie Distribution, réalisée au cours du deuxième semestre 2015, incluant le recyclage en résultat pour (0,5) M€ à l'occasion de cette cession, d'éléments recyclables enregistrés historiquement en autres éléments du résultat global.

Le résultat net consolidé pour l'exercice 2016 est donc un profit de 123,6 M€ contre un profit de 27,2 M€ en 2015.

	2016	2015	Variations en valeur	Variations en %
Résultat net (en millions d'euros)	123,6	27,2	96,3	353,5%
Nombre moyen d'actions en circulation (en millions d'actions)	41,1	40,8	0,3	0,7%
Nombre moyen d'actions en circulation diluée (en millions d'actions)	43,4	42,7	0,7	1,6%
Résultat par action (en euros)	3,01	0,67	2,3	350,1%
Résultat dilué par action (en euros)	2,85	0,64	2,2	346,5%

5. ANALYSE DES RESULTATS DE DIRECT ENERGIE SA

5.1. RESULTAT DE L'ACTIVITE DE DIRECT ENERGIE SA

Les principes et méthodes comptables appliqués pour les comptes sociaux au 31 décembre 2016 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes sociaux au 31 décembre 2015 et sont conformes aux principes et méthodes comptables définis par le règlement ANC 2014-03 du 5 juin 2014

Le chiffre d'affaires s'établit à 2 749,7 M€ pour l'exercice 2016 contre 1 828,9 M€ au titre de l'exercice précédent.

Cette augmentation de 920,8 M€, soit 50,3 %, s'explique principalement par :

- Une croissance du chiffre d'affaires global relatif à l'activité de fourniture d'électricité et de gaz, y compris la facturation de l'acheminement et les autres produits liés à l'activité (hors taxes sur la consommation d'énergie), de 613,8 M€. Celle-ci résulte principalement de la progression dynamique du nombre de clients en gaz et en électricité, notamment sur le segment grands comptes, dont les consommations unitaires sont supérieures à la consommation moyenne des clients résidentiels, et de la hausse des TRV électricité enregistrée au 1er août 2015, dont l'effet en année pleine s'est matérialisé en 2016,
- Une progression du montant des taxes sur la consommation d'énergie faisant l'objet d'une refacturation au client final de 131,3 M€, associée notamment, dans un contexte de progression significative des

- volumes vendus, à la mise en place de la TICFE à compter du 1^{er} janvier 2016, pour un montant unitaire de 22,5€/MWh, qui s'est substituée à la CSPE (dont le montant unitaire s'élevait à 19,5€/MWh en 2015)
- une croissance de 175,7 M€ du chiffre d'affaires sur les activités de gros, conséquence directe de la progression de la courbe de charge de la société, l'ayant amené à réaliser des ventes sur des marchés en croissance, dans le cadre de l'équilibrage de son bilan physique tout au long de l'année 2016.

Le résultat d'exploitation 2016 est positif de 189,6 M€ contre 9,3 M€ en 2015. Cette progression s'explique principalement par une amélioration de la marge brute (y compris taxes sur chiffre d'affaires) de 235,3 M€, directement liée à la progression de l'activité de la société, dans un contexte de prix de marché favorable, compensée partiellement par une augmentation des autres achats et charges externes de (23,8) M€, associée à la forte progression du parc clients de la société et notamment aux efforts en matière commerciale et marketing initiés pour dynamiser cette progression. A cela s'ajoutent les effets d'une augmentation des charges de personnel de (3,4) M€, d'une augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions de (37,1) M€, conséquence directe de la dotation d'une provision pour contrats déficitaires sur les capacités de transit réservées par le Groupe entre la Belgique, les Pays-Bas et la France, et d'une diminution des autres charges de 9,3 M€, associée principalement au remboursement par GrDF des impayés de part acheminement gaz historiques, conformément à la décision de la cour d'Appel de Paris.

Le résultat financier est négatif de (9,8) M€ en 2016 contre un résultat négatif de (12,9) M€ en 2015. Cette amélioration s'explique essentiellement par la diminution des dotations financières nettes aux provisions à hauteur de 8,8 M€, associée au fait qu'une importante dotation relative aux titres de l'une des filiales de la société et associée aux perspectives de développement d'un des projets de construction d'actifs de production avait été enregistrée dans les comptes 2015. La charge d'intérêt nette progresse en revanche de (5,6) M€, conséquence directe de l'émission d'un nouvel emprunt obligataire en 2015, et de la mise en place de financements additionnels au cours de l'année 2016, incluant des comptes courants d'actionnaires. Ceux-ci visaient à couvrir l'augmentation des appels de marge associée, sur le premier trimestre, à la forte diminution des prix de marché de l'électricité et du gaz. Ils ont fait l'objet d'un remboursement au cours du deuxième semestre 2016.

Le résultat exceptionnel est une perte de (0,2) M€ en 2016 contre une perte de (3,2) M€ en 2015. En 2015, ce résultat était principalement la conséquence de la cession de la société Direct Energie Distribution.

La participation aux bénéfices est une charge de (2,0) M€ en 2016 contre une charge de (0,1) M€ en 2015. Cette progression est directement liée à l'amélioration significative des résultats de Direct Energie.

L'impôt sur les bénéfices représente une charge de (11,4) M€ en 2016, consécutive à la forte progression de la profitabilité de la société. Le produit d'impôt constaté au titre de l'exercice 2015 était constitué, d'une part du crédit impôt recherche attribuable à la Société pour un montant de 0,1 M€ et d'autre part du redressement attendu suite au contrôle fiscal conclu en 2015 pour un montant de (0,05) M€

Ainsi, le résultat net en 2016 est un gain de 166,2 M€ contre une perte de (6,7) M€ en 2015.

5.2. AFFECTATION DU RESULTAT ET MISE EN DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

Le Conseil d'administration proposera à l'Assemblée Générale des actionnaires du 30 mai 2017 une affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et une mise en distribution du dividende selon les modalités suivantes :

- Résultat net de l'exercice d'un montant de 166 191 455,74 €,
- Report à nouveau bénéficiaire d'un montant de 14 043 193,44 €,
- Formant un bénéfice distribuable de 180 234 649,18€ à affecter de la manière suivante :
 - o à la dotation à la réserve légale, à hauteur de 7 058,95€,

- au versement d'un dividende d'un montant nominal de 0,25€ par action,
- le solde du bénéfice distribuable étant affecté au poste « Report à nouveau ».

Le nombre maximum d'actions ayant droit au dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'élève à 42 654 444, correspondant à la somme des 41 498 860 actions composant le capital social au 31 décembre 2016, et des 1 684 464 actions susceptibles d'être émises, entre le 1er janvier 2017 et la date de détachement du dividende, dans le cadre de l'exercice d'options de souscription d'actions attribuées par le Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration proposera à l'Assemblée Générale des actionnaires de mettre en distribution une somme de 0,25 euro par action ouvrant droit au dividende. Il sera détaché de l'action le 2 juin 2017 et mis en paiement à compter du 6 juin 2017 sur les positions arrêtées le 4 juin 2017 au soir.

Il est précisé que le montant global des dividendes distribués devra tenir compte de toutes les actions existantes à la date de détachement du dividende et qu'au cas où, à cette date, (i) la Société détiendrait certaines de ses propres actions, ou que (ii) la totalité des actions susceptibles d'être émises, à la suite de l'exercice des options de souscriptions d'actions attribuées par le Conseil d'administration n'était pas effectivement émise, alors la somme correspondant aux dividendes non versés au titre des actions mentionnées au (i) et (ii) sera affectée au compte « Report à nouveau ».

5.3. DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES EFFECTUEES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICE

Au cours de l'année 2016, la Société a versé aux actionnaires au titre de son exercice 2015, un dividende de 0,20€ par action, pour un montant total de (8,2) M€.

Au cours de l'année 2015, la Société a versé aux actionnaires au titre de son exercice 2014, un dividende de 0,15€ par action, pour un montant total de (6,1) M€.

La Société n'a pas versé de dividendes sur les exercices antérieurs.

5.4. TABLEAU DE RESULTAT DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Nature et indications (€)	2012	2013	2014	2015	2016
Capital en fin d'exercice					
Capital social	4 657 385	4 008 197	4 079 297	4 079 297	4 149 886
Nombre d'actions émises	46 573 850	40 081 965	40 792 965	40 792 965	41 498 860
Nombre d'obligations convertibles en actions	-	-	-	-	-
Opérations et résultats de l'exercice					
Chiffre d'affaires hors taxes	1 187 705 251	1 054 109 509	1 413 217 099	1 828 883 972	2 749 689 826
Résultat avant impôts, amortissements et provisions	6 536 446	14 876 401	65 331 179	26 252 431	230 974 637
Impôts sur les bénéfices	(300 062)	1 026 287	(359 932)	(59 245)	11 374 164
Résultat après impôts, amortissements et provisions	(3 222 613)	14 656 616	24 299 839	(6 705 110)	166 191 456
Résultat distribué	-	-	6 117 759	8 242 358	10 374 715
Résultat par action					
Résultat après impôts mais avant amortissements et provisions	0,15	0,35	1,61	0,65	5,29
Résultat après impôts, amortissements et provisions	(0,07)	0,37	0,60	(0,16)	4,00
Dividende attribué à chaque action	-	-	0,15	0,20	0,25
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	335	280	283	297	325
Montant de la masse salariale de l'exercice	20 692 941	15 448 592	14 814 574	16 404 934	18 464 439
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (sécurité sociale, œuvres sociales, etc...)	9 913 669	6 809 254	6 901 281	8 143 077	9 473 012

5.5. DÉPENSES NON DÉDUCTIBLES FISCALEMENT

Le montant des dépenses visées à l'article 39-4 du Code Général des Impôts réintégrées pour la détermination du résultat fiscal s'élève à 78 459 euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. L'impôt théorique relatif à ces dépenses s'élève à 26 153 euros.

5.6. INFORMATION SUR LES DELAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS

A la clôture des exercices clos les 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015, le solde des dettes à l'égard des fournisseurs se décompose, par date d'échéance, comme suit :

- Au 31 décembre 2016 :

<i>En milliers d'euros</i>	Dettes échues	Échéances à J+30	Échéances entre J+31 et J+60	Échéances au- delà de J+60	Hors échéances	Total des dettes fournisseurs
Dettes fournisseurs	9 672	71 409	3 451	-		84 532
Factures fournisseurs non parvenues					152 584	152 584
TOTAL	9 672	71 409	3 451	-	152 584	237 117

- Au 31 décembre 2015 :

<i>En milliers d'euros</i>	Dettes échues	Échéances à J+30	Échéances entre J+31 et J+60	Échéances au- delà de J+60	Hors échéances	Total des dettes fournisseurs
Dettes fournisseurs	12 563	52 457	754	-		65 774
Factures fournisseurs non parvenues					117 778	117 778
TOTAL	12 563	52 457	754	-	117 778	183 552

6. EXAMEN DE LA TRESORERIE, DES CAPITAUX ET DE L'ENDETTEMENT FINANCIER

6.1. CAPITAUX PROPRES ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les capitaux propres du Groupe s'élevaient au 31 décembre 2016 à 217,5 millions d'euros, en augmentation de 246,9 M€ par rapport au 31 décembre 2015, sous l'effet principalement de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture associés à la courbe de charge des clients électricité du groupe (123,6 M€), enregistrée directement en autres éléments du résultat global, conformément aux normes IFRS, et associée d'une part au rebond des prix de l'électricité observée au cours de l'année 2016, et d'autre part à l'extinction au cours de l'année 2016 d'instruments financiers dérivés portant une juste valeur négative au 31 décembre 2015. Ces variations de juste valeur, à caractère temporaire, ont vocation à se retourner au fur et à mesure de la livraison des volumes d'électricité associés à ces instruments de couverture. Retraités de cet impact temporaire, les capitaux propres du Groupe s'élevaient à 203,9 M€ au 31 décembre 2016 contre 80,6 M€ à fin 2015

Dans le cadre de la présentation de ses comptes 2016, le Groupe a modifié la définition de son endettement financier net, agrégat non défini par les normes comptables, et qui n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Cette évolution vise à assurer un équilibre entre les appels de marge en trésorerie reçus et versés dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie que le Groupe conclut avec ses contreparties et leur traduction dans la situation de trésorerie du Groupe. L'endettement financier net correspond désormais à la différence entre les dettes financières (incluant les appels de marge reçus) et la trésorerie active, augmentée des appels de marge versés.

Celui-ci s'élevait à (43,6) M€ à fin d'année 2016 contre un montant de 88,1 M€ à fin d'année 2015.

La variation de l'endettement financier net s'explique principalement, outre la génération nette de trésorerie associée à la progression des résultats du Groupe, par l'acquisition de 100% du capital de la société Marcinelle Energie, et l'acquisition de nouveaux clients.

6.2. FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIÉTÉ

En termes de financement externes, le Groupe a recours à plusieurs instruments :

1. Des crédits bancaires bilatéraux sous forme de découverts autorisés et de lignes confirmées sur 364 jours pour un montant total de 9,4 millions d'euros au 31 décembre 2016 et 17 millions d'euros au 31 décembre 2015. Destinés à financer les besoins d'exploitation généraux, ces crédits bancaires sont indexés sur l'EURIBOR, qui ne fait pas l'objet d'une couverture de taux, augmenté d'une marge. Aucun tirage ou utilisation n'était constaté au 31 décembre 2015 ainsi qu'au 31 décembre 2016.
 2. Un contrat d'affacturage ouvrant droit à un financement maximum de 65 millions d'euros TTC au titre d'un programme de cession de ses créances professionnelles. La position des comptes liés à l'affacturage s'établissait comme suit :
 - Au 31 décembre 2016 :
 - Fonds de garantie : néant
 - Compte courant débiteur avec le factor : 35 milliers d'euros
 - Au 31 décembre 2015 :
 - Fonds de garantie : néant
 - Compte courant débiteur avec le factor : 205 milliers d'euros
- Des emprunts obligataires.
- a. La Société a procédé en juillet 2014 au placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%.
 - b. Un second emprunt obligataire a été émis au cours du quatrième trimestre 2015 pour un montant de 60 millions d'euros, en deux tranches. La première de 15 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,40%, et la seconde de 45 millions d'euros à échéance décembre 2022 assortie d'un coupon de 4,80%.
 - c. Un troisième emprunt obligataire a été émis au cours du quatrième trimestre 2016, en une tranche d'un montant total de 68 millions d'euros, à échéance octobre 2023, assortie d'un coupon total de 3,25%.

Ces emprunts obligataires sont encadrés par des covenants, calculés au 31 décembre de chaque année, et qui ont fait l'objet d'une adaptation au cours du deuxième trimestre 2016, à l'occasion de l'augmentation du credit revolving à hauteur de 120 M€. Ceux-ci s'établissent comme suit en date de clôture :

- Un ratio d'endettement L1, qui mesure le rapport entre :
 1. la Dette Nette Totale, diminuée du montant de toutes sûretés, accordées par le Groupe Direct Energie au moyen de garanties en espèces pour des appels de marges relatifs à des achats d'énergie,
 2. et l'EBITDA consolidé,et doit être inférieur ou égal à 2,75
- Un ratio d'endettement L2, qui mesure le rapport entre :
 1. La Dette Nette Totale en ce exclus les avances en comptes courants ou prêts des actionnaires de la Société,
 2. et l'EBITDA consolidé,et doit être inférieur ou égal à 3,50
- Un ratio de couverture d'intérêts, qui mesure le rapport entre l'EBITDA Consolidé et les Frais Financiers Nets Consolidés, et doit être supérieur ou égal à 5.

Les différents agrégats financiers utilisés dans le cadre du calcul des covenants sont définis comme suit, aux termes de la documentation relative aux emprunts obligataires émis, telle qu'amendée :

- Dette Nette Totale signifie, sur la base des derniers états financiers consolidés, le montant total, en principal, nominal ou capital restant à rembourser (et toute prime de remboursement ou de rachat fixe ou minimum) de l'Endettement Financier de tous les membres du Groupe (autre que tout cautionnement bancaire) diminué de la trésorerie et des investissements convertibles en trésorerie nécessitant un préavis maximum de trente-deux jours et dont l'échéance est inférieure ou égale à un an (sous réserve que ces investissements convertibles en trésorerie consistent exclusivement en des dépôts sur des comptes à terme ou d'autres instruments similaires sans risque en capital), tels qu'indiqués dans les derniers états financiers consolidés
- Endettement Financier signifie, sur la base des états financiers consolidés, (sans que cette définition ne puisse donner lieu à un double comptage) tout endettement sous forme ou au titre :
 1. de sommes empruntées ;
 2. de tout montant souscrit dans le cadre d'une facilité de crédit ou d'un équivalent dématérialisé ;
 3. de tout montant levé en vertu d'un programme d'émission de titres de créances, ou par l'émission d'obligations, titres de créances, ou tout autre instrument similaire ;
 4. du montant des engagements liés à tout bail ou contrat de location-vente qui serait, en application des normes IFRS, traité en tant que contrat de location financement ou de location simple ;
 5. de créances cédées ou escomptées (autres que les créances cédées sans recours et/ou toute créance cédée par l'Emetteur au titre de sommes empruntées) ;
 6. de tout montant provenant d'une quelconque autre opération (y compris dans le cadre de contrat d'achat ou de vente à terme) ayant la nature d'un emprunt ;
 7. de toute obligation de remboursement en qualité de donneur d'ordre à raison d'un cautionnement, d'une garantie, d'une lettre de crédit standby ou documentaire ou de tout autre engagement par signature émis par une banque ou une institution financière (à l'exclusion des garanties de bonne exécution accordées dans le cadre normal des activités commerciales par la société ou l'une de ses Filiales à l'égard des

obligations d'une autre Filiale et des contre garanties ordinaires usuelles dans le cadre d'appels de marge au titre d'achat d'énergie); et

8. d'engagements liés à toute garantie ou indemnisation pour chacun des éléments auxquels il est fait référence aux paragraphes (1) à (7) ci-dessus, échus et payés au cours de la Période de Test et concernant l'Endettement Financier.

- EBITDA Consolidé signifie, pour toute Période de Test, sur la base des derniers états financiers consolidés, le résultat opérationnel courant (ou EBIT), excluant la variation de juste valeur des instruments dérivés, avant dépréciation, amortissement et provisions sur une base consolidée, établis à partir des derniers états financiers consolidés annuels audités.
- Frais Financiers Nets Consolidés signifie, sur une base consolidée, la charge d'intérêts diminuée des produits d'intérêts et tout autre revenu financier à hauteur des montants effectivement perçus.

Au 31 décembre 2016, au sens des covenants, le ratio d'endettement L1 s'élevait à (0,39), le ratio d'endettement L2 à (1,54) et le ratio de couverture d'intérêts à 10,36, dans les limites autorisées.

Au 31 décembre 2015, au sens des covenants, le ratio d'endettement (qui mesurait le rapport entre la Dette Nette Totale et l'EBITDA Consolidé) s'élevait à 2,49 et le ratio de couverture d'intérêts à 16,12, dans les limites autorisées. Les ratios d'endettement L1 et L2 n'étaient pas en vigueur à cette date.

- Un crédit revolving, confirmé sur une durée de 3 ans, pour un montant maximal porté à 120 millions d'euros (contre 60 M€ au 31 décembre 2015) et sécurisé auprès d'un pool de 8 banques. Mis en place courant mai 2015, et ayant fait l'objet d'un doublement au cours du mois d'avril 2016, son objet est de financer les besoins d'exploitation du Groupe. Ce crédit, utilisable par tirage, est assorti d'une commission d'engagement annuelle comprise entre 0,35% et 0,90%, fonction du niveau de l'encours de crédit, et d'une commission de non utilisation calculée pro rata temporis à un taux annuel de 35% de la marge applicable. Le coût des tirages est calculé sur la base d'un EURIBOR usance selon la durée du tirage auquel est ajoutée une marge comprise entre 1% et 2%, fonction du niveau de ratio d'endettement L1. Il est encadré par des covenants identiques à ceux applicables aux emprunts obligataires. Au 31 décembre 2016, aucun tirage n'était en cours sur cette facilité de crédit.
- Une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ en date de clôture. Cette ligne, mobilisable en couverture des appels de marge relatifs aux opérations d'achats et de ventes d'énergie au taux de 2,17%, ne faisait l'objet d'aucun tirage en date de clôture annuelle.

6.3. FLUX DE TRESORERIE DU GROUPE

Au cours des exercices 2015 et 2016, l'évolution de la trésorerie du Groupe a été la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	105,3	13,9
Eléments sans effet de trésorerie	39,5	47,0
Variation du besoin en fonds de roulement	74,2	(79,8)
Flux nets de trésorerie issus des activités opérationnelles	219,0	(18,8)
Actifs immobilisés corporels et incorporels	(33,8)	(25,7)
Actifs immobilisés financiers	187,0	(23,9)
Variations de périmètre	(35,5)	(40,3)
Flux nets de trésorerie issus des activités d'investissement	117,7	(89,9)
Variation des emprunts	8,4	120,0
Intérêts financiers nets	(10,3)	(4,6)
Actions propres	(0,1)	0,0
Autres flux	(1,9)	(6,1)
Flux nets de trésorerie issus des activités de financement	(3,9)	109,4
Variation nette de la trésorerie	332,8	0,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	32,0	31,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	364,8	32,0

6.3.1. FLUX DE TRESORERIE PROVENANT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015
Résultat Net Consolidé	123,6	27,2
Charges / Produits d'impôts	(29,5)	(17,0)
Résultat financier	11,2	3,7
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	105,3	13,9
Amortissements	29,2	22,5
Pertes de valeurs	0,1	0,6
Provisions	31,9	6,2
Effets de périmètre et autres résultats de cession	0,0	0,2
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1,7	1,4
Variation de juste valeur des instruments financiers	(25,3)	8,7
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	2,1	7,5
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(0,4)	0,1
Eléments sans effets sur la trésorerie	39,5	47,0
Impôts sur le résultat payés	(10,6)	-
Variation du besoin en fonds de roulement	84,9	(79,8)
Flux nets de trésorerie issus des activités opérationnelles	219,0	(18,8)

Entre l'exercice 2015 et l'exercice 2016, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles se sont appréciés de 237,8 M€ pour s'établir à 219,0 M€ au 31 décembre 2016.

Cette évolution est due à la conjonction :

- de l'amélioration du résultat avant impôt et intérêts financiers, qui s'élève à 105,3 M€ en 2016 (+91,4 M€) contre 13,9 M€ en 2015, traduisant une très forte progression de l'activité, notamment sur le segment de la commercialisation d'électricité et de gaz en France auprès des particuliers et des clients « Grands Comptes » (clients multi sites industriels et commerciaux ainsi que collectivités publiques),
- et d'une variation positive du besoin en fond de roulement.

Les éléments sans effets sur la trésorerie comprennent principalement en 2016, outre les amortissements, la dotation d'une provision pour contrat déficitaire à hauteur de 31,6 M€, relative aux capacités de transit réservées par le Groupe entre la Belgique, les Pays-Bas et la France, et la variation positive de juste valeur des instruments financiers dérivés pour 25,3 M€. Celle-ci est imputable à l'amélioration de la juste valeur des instruments financiers dérivés électricité liée à la remontée des prix de marché au cours de l'année 2016, et à la diminution de la juste valeur des instruments financiers dérivés Gaz associée notamment au débouclage sur la période de swaps de couverture gaz-pétrole, dont la juste valeur était fortement positive au 31 décembre 2015. En 2015, les éléments sans effets sur la trésorerie comprenaient principalement, outre les amortissements, l'impact négatif associé à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés pour (8,7) M€.

La variation positive du besoin en fonds de roulement est directement liée :

- aux débouclages de fin d'année des achats à terme réalisés sous forme de produits calendaires auxquels sont substitués des produits trimestriels et mensuels. Ce mécanisme de marché (« cascading »), sans impact sur le résultat de l'exercice dans les comptes consolidés du Groupe, a eu pour conséquence un effet positif d'un montant de 93,3 M€ sur l'exercice 2016, directement lié à la hausse des prix de marché observée en fin d'année 2016, alors qu'il avait eu un impact de (38,2) M€ en 2015 suite à la très forte baisse des prix de marché en fin d'année 2015.
- A une évolution réglementaire qui a substitué la Taxe Intérieure sur la Consommation finale d'Electricité (TICFE), décaissée par le Groupe sur une base trimestrielle le 25 du mois suivant la fin de chaque trimestre, à la contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), qui était jusque-là décaissée mensuellement.
- à la progression significative de l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité, notamment auprès des clients grands comptes depuis le début de l'exercice, qui a contribué à la progression notable des créances clients, nettes des dettes fournisseurs relatives à ces créances, sur l'année 2016

En 2015, la variation négative du besoin en fonds de roulement ((79,8) M€) s'expliquait, outre l'impact associé au cascading pour (38,2) M€, par :

- Le remboursement à hauteur de (10,0) M€ du solde d'une dette d'exploitation consécutive à la fusion entre Poweo et Direct Energie, dont le règlement avait été étalé, en accord avec la contrepartie, sur plusieurs années,
- l'augmentation des quantités de gaz en stock sur l'année 2015 à hauteur de 9,3 M€, conséquence des obligations de stockage imposées par les pouvoirs publics compte tenu de son portefeuille client
- la progression de l'activité sur le segment grands comptes, notamment au cours du deuxième semestre 2015, qui avait contribué à la progression des créances clients, nettes des dettes fournisseurs relatives à ces créances

6.3.2. FLUX DE TRESORERIE PROVENANT DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015
Acquisitions d'immobilisations	(33,8)	(25,7)
Cessions d'immobilisations	-	0,0
Actifs immobilisés corporels et incorporels	(33,8)	(25,7)
Variation des dépôts et cautionnements	184,8	(55,5)
Acquisition de titres disponibles à la vente	0,0	(0,0)
Variation d'actifs financiers	-	27,9
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	2,2	3,8
Actifs immobilisés financiers	187,0	(23,9)
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	(0,0)	-
Acquisition de filiale, sous déduction de la trésorerie acquise	(35,5)	(43,9)
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie cédée	-	3,7
Variations de périmètre	(35,5)	(40,3)
Flux nets de trésorerie issus des activités d'investissement	117,7	(89,9)

Les flux de trésorerie nets issus des activités d'investissement ont évolué de manière significative entre l'exercice 2015 et l'exercice 2016, principalement sous l'effet de l'inversion de la position du Groupe en matière de dépôts de garantie en trésorerie effectués notamment auprès des contreparties du Groupe dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie, conséquence directe la remontée des prix de marché observée sur la période.

En 2016, ces flux de trésorerie se sont élevés à 117,7 M€, en raison essentiellement :

- d'acquisitions d'immobilisations pour (33,8) M€, correspondant essentiellement à des coûts d'acquisitions clients en progression, reflétant l'accélération de la dynamique d'acquisition commerciale ;
- de la variation à hauteur de 184,8 M€ des dépôts et cautionnements versés principalement au clearer ABN, dans le cadre des opérations réalisées sur la Bourse, et aux autres contreparties auprès desquelles le Groupe procède à des opérations d'achats et de vente d'énergie, dans le cadre du sourcing de la courbe de charge associée à son parc client. Cette variation est directement liée à la forte hausse des prix de marché de l'électricité observée en fin d'année 2016 et à la livraison au cours de l'exercice de volumes couverts par des dépôts effectués à fin 2015. Au 31 décembre 2016, le Groupe se retrouve dès lors dans une position de receveur net de dépôts de garantie et appels de marge pour un montant total de 129,1 M€ ;
- de l'acquisition pour un montant net de (35,5) M€ de la société Marcinelle Energie, exploitant une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Charleroi en Belgique.

En 2015, ces flux de trésorerie s'étaient élevés à (89,9) M€, en raison principalement :

- d'acquisitions d'immobilisations pour (25,7) M€, correspondant essentiellement à des coûts d'acquisitions clients en hausse reflétant l'accélération de l'acquisition commerciale ;
- de l'augmentation pour (55,5) M€ des dépôts et cautionnements versés au clearer ABN, dans le cadre des opérations réalisées sur la Bourse, et aux autres contreparties auprès desquelles le Groupe procède à des opérations d'achats et de vente d'énergie, dans le cadre du sourcing de la courbe de charge associée à son parc client. Cette augmentation était directement liée à la forte baisse des prix de marché du gaz et de l'électricité observée en fin d'année 2015, qui s'était traduite par un accroissement des

appels de marge auprès de ces contreparties, le Groupe étant très largement en position nette acheteuse d'énergie ;

- de l'acquisition pour un montant net de (43,9) M€ de la société 3CB, exploitant la centrale de Bayet ;
- de la libération en 2015 du dépôt à terme de 27,9 M€ souscrit en 2014 par le Groupe dans le cadre de l'optimisation de ses liquidités.

6.3.3. FLUX DE TRESORERIE UTILISES DANS LES ACTIVITES DE FINANCEMENT

<i>En millions d'euros</i>	2016	2015
Produits de l'émission d'emprunts	185,5	120,9
Remboursement d'emprunts	(177,1)	(0,8)
Variation des emprunts	8,4	120,0
Intérêts financiers versés	(11,2)	(5,2)
Intérêts financiers reçus	0,9	0,6
Intérêts financiers nets	(10,3)	(4,6)
Actions propres	(0,1)	0,0
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	6,3	-
Dividendes versés	(8,2)	(6,1)
Autres flux	(1,9)	(6,1)
Flux nets de trésorerie issus des activités de financement	(3,9)	109,4

Les flux nets de trésorerie issus des activités de financement s'établissent à (3,9) M€ pour 2016 contre 109,4 M€ en 2015.

En 2016, ces flux négatifs sont principalement associés :

- A la variation nette des emprunts enregistrée sur la période pour 8,4 M€. Celle-ci correspond principalement au produit de l'émission d'un nouvel emprunt obligataire de 68 M€, et à l'impact du remboursement du tirage qui avait été effectué sur la facilité de crédit du Groupe fin 2015 à hauteur de 60 M€, pour financer les appels de marge associés à la baisse des prix de marché du gaz et de l'électricité à fin 2015. Ce remboursement a été effectué compte tenu du rebond des prix de marché intervenu à partir du deuxième trimestre 2016. Par ailleurs, les comptes courants d'actionnaires qui avaient été mis en place au cours du premier semestre 2016 pour 55 M€, et le tirage de 60 M€ qui avait été effectué dans le cadre de la ligne de crédit court terme mise à disposition par ABN, clearer des opérations de marché du Groupe, ont été intégralement remboursés au cours du deuxième semestre 2016.
- Au paiement d'intérêts financiers nets pour (10,3) M€. La forte croissance observée par rapport à l'exercice 2016 est la conséquence directe de l'impact en année pleine de l'emprunt obligataire mis en place au 4^{ème} trimestre 2015 pour 60 M€, et des différents tirages effectués sur les financements courts termes du Groupe (facilité de crédit, comptes courants d'actionnaires, ligne de crédit ABN) principalement au cours des trois premiers trimestres de l'année 2016.

Le Groupe a par ailleurs à nouveau procédé au paiement d'un dividende en 2016, en hausse de 2,1 M€ par rapport à 2015, et a encaissé 6,3 M€ suite à l'exercice de stock-options au cours de l'année 2016.

En 2015, les flux positifs de 109,4 M€ étaient principalement liés à l'émission d'un deuxième emprunt obligataire au cours du deuxième semestre pour 60 M€, et au tirage effectué en fin d'année 2015 à hauteur de 60 M€ sur la

facilité de crédit mise en place au cours du premier semestre 2015, pour financer les appels de marge associés à la baisse des prix de marché du gaz et de l'électricité.

6.4. RESTRICTION A L'UTILISATION DE CAPITAUX

A l'exclusion :

- des dépôts de garantie versés, comptabilisés en actifs financiers, qui concernent notamment des dépôts effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties du Groupe pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à termes d'énergie, associées aux évolutions des prix des marchés des commodités, et tout particulièrement de l'électricité, du gaz, et du pétrole, qui s'élevaient respectivement à 12,4 M€ au 31 décembre 2016, et 65,6 M€ au 31 décembre 2015, et sont susceptibles d'évoluer à la hausse comme à la baisse en fonction des évolutions sous-jacentes des prix des commodités ; et
- des *covenants* relatifs à ses emprunts obligataires et à sa facilité de crédit, présentés en Section 6.2 (*Financements externes de la Société*),

le Groupe n'est confronté à aucune restriction quant à la disponibilité de ses capitaux.

6.5. SOURCES DE FINANCEMENT POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

La Société prévoit de financer l'acquisition de clients supplémentaires pour partie par les flux de trésorerie générés par l'activité, et par les emprunts obligataires émis en 2014, 2015 et 2016. Les investissements informatiques, nécessaires à l'accompagnement de la croissance du parc, seront quant à eux autofinancés ou couverts par des contrats de location et de crédit-bail.

Concernant le projet de développement du Cycle Combiné Gaz de Landivisiau, qui bénéficie d'une prime de capacité accordée par les pouvoirs publics, le Groupe et son partenaire Siemens Project Ventures souhaitent mettre en place un financement de projet au plus tôt au second semestre 2017 à condition que l'ensemble des autorisations nécessaires soient purgées de tout recours et que l'enquête approfondie lancée par la Commission européenne pour évaluer la conformité de l'appel d'offres aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat n'ait pas d'impact sur le calendrier du projet. La dette envisagée serait comprise dans une fourchette cible de 60% à 80% du coût global d'investissement estimé à environ 450 millions d'euros, l'apport en fonds propres venant compléter le plan de financement. Afin de financer sa quote-part d'apport en fonds propres dans la société de projet, le Groupe sera appelé à augmenter son capital ou à lever des financements complémentaires au moment du lancement des travaux de construction de la centrale.

Enfin, en cas d'opportunités de croissance externe complémentaires, le Groupe pourrait être amené à lever des capitaux additionnels et à mobiliser des sources de financement complémentaires à celles dont il dispose actuellement.

7. PERSPECTIVES

7.1. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Aucun évènement postérieur à la clôture significatif n'est à signaler en date de publication des comptes 2016.

7.2. PERSPECTIVES D'AVENIR

Le Groupe considère que les marchés sur lesquels il intervient offrent des perspectives de croissance importantes et ambitieuses, par la mise en œuvre de la stratégie présentée à la Section 1.1.3 (Contexte et stratégie) de son Document de Référence, de consolider sa place de troisième acteur français sur le marché de la commercialisation d'électricité et de gaz en France, de devenir un opérateur pleinement intégré, et de poursuivre son développement à l'international. Le Groupe a ainsi pour objectif la conquête de parts de marché en France et en Belgique.

Compte tenu des niveaux de parc clients atteints en France et en Belgique en 2016, et des dynamiques respectives observées sur ces deux marchés, le Groupe a décidé de remplacer son objectif de sites clients par pays à horizon 2018 par un objectif de sites clients global sur l'ensemble de ses marchés à horizon 2020. L'objectif de portefeuille agrégé du Groupe est ainsi fixé à 4 millions de sites clients sur tous les segments de marché, tant en gaz qu'en électricité, à horizon 2020.

De surcroît, en agrégé pour l'année 2017, le Groupe ambitionne d'atteindre un parc clients de 2,5 millions de sites.

Le Groupe vise par ailleurs un chiffre d'affaires de 2 milliards d'euros en 2017, sous réserve de températures conformes aux normales saisonnières.

Enfin, concernant son résultat opérationnel courant, le Groupe ambitionne d'atteindre 100 M€ en 2017, sous réserve de températures conformes aux normales saisonnières, et s'attachera notamment à maîtriser les dépenses de développement en tenant compte du contexte réglementaire et de marché en évolution. Le résultat opérationnel courant du Groupe s'est élevé à 86,8 M€ sur l'année 2016.

Le Groupe entend poursuivre la mise en œuvre de sa stratégie d'intégration verticale par des investissements dans la production avec un double objectif :

- (i) renforcer sa position de producteur d'électricité flexible pour proposer un mix énergétique diversifié avec des technologies et modes de production (CCGN, hydrauliques et renouvelables notamment) efficaces pour favoriser la compétitivité de l'industrie et protéger le pouvoir d'achat des ménages. Le Groupe se positionne ainsi comme candidat à la reprise des grandes concessions hydrauliques ;
- (ii) être pleinement impliqué dans la sécurisation de l'approvisionnement électrique comme en témoigne le développement du projet de CCGN à Landivisiau en Bretagne qui s'inscrit dans le cadre du Pacte Electrique Breton.

Il a enfin pour objectif d'être un opérateur à la pointe de l'innovation dans les services énergétiques pour accompagner et concrétiser la transformation des usages, notamment numériques, en anticipant les besoins futurs de ses clients.

Le Groupe a pour objectif de présenter un ratio d'endettement et un ratio de couverture d'intérêts inférieurs aux contraintes associées à ses différents instruments de financement.

Le Groupe consacrera les flux de trésorerie générés par ses activités opérationnelles de manière prioritaire à la croissance de son parc client, sur l'ensemble des segments qu'il adresse (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités), tant en France qu'à l'international. Il étudiera cependant annuellement l'opportunité de verser un dividende, comme il l'a fait en juin 2016 et 2015, sur la base de ses résultats 2015 et 2014, et proposera à la prochaine assemblée générale de le faire en 2017 au titre de l'année 2016, en considérant notamment, les conditions générales de l'environnement économique, les conditions spécifiques à son secteur d'activité, les résultats du Groupe, sa situation financière, les intérêts de ses actionnaires, et ceci dans la mesure où cette distribution est compatible avec ses objectifs de développement commercial et le respect de ses contraintes de ratio financiers, mentionnés ci-dessus.

Ces perspectives d'avenir et objectifs ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices issues d'un processus budgétaire, mais de simples perspectives et objectifs fondés sur des données, hypothèses et estimations considérés comme raisonnables par la direction de la Société et supposant la mise en œuvre avec succès de la stratégie du Groupe présentée à la Section 1.1.3 de son Document de Référence (*Contexte et stratégie*).

Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées notamment en raison des incertitudes liées à l'environnement réglementaire, concurrentiel, économique, financier, comptable ou fiscal ou d'autres facteurs dont la Société n'aurait pas connaissance.

En particulier, la Société est exposée à un certain nombre de facteurs de risques (détaillés ci-dessous) qui pourraient avoir des incidences sur l'activité, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et affecter sa capacité à réaliser ses objectifs. En conséquence, la Société ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie quant à leur réalisation.

8. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

8.1. DIVIDENDES VERSES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

La Société a décidé, à l'occasion de son Conseil d'administration d'arrêté des comptes 2016, de proposer à l'Assemblée Générale des actionnaires du 30 mai 2017 le versement d'un dividende d'un montant nominal de 0,25 € par action.

La Société avait décidé, à l'occasion de son Conseil d'administration d'arrêté des comptes annuels 2015, le versement d'un dividende d'un montant nominal de 0,20€ par action, mis en paiement le 15 juin 2016 sur la base du nombre d'actions composant le capital à la clôture du 12 juin 2016. La part du bénéfice distribuable correspondant aux actions auto détenues a été affectée au report à nouveau, si bien que le montant net de la distribution s'est élevé à 8 242 358€.

8.2. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

Au titre des trois derniers exercices, la Société n'a distribué des dividendes qu'à l'issue de la clôture des comptes 2014 et 2015.

Compte tenu de la stratégie de développement envisagée par le Groupe, il n'est pas prévu d'arrêter dans les 12 prochains mois une politique de versement de dividendes.

Cependant, le Conseil d'administration de la Société étudiera annuellement l'opportunité de verser un dividende en considérant les conditions générales de l'environnement économique, les conditions spécifiques à son secteur d'activité, les résultats du Groupe, sa situation financière, les intérêts de ses actionnaires ainsi que tout autre facteur qu'il jugera pertinent.

9. AUTRES ELEMENTS REQUIS AU TITRE DU RAPPORT DE GESTION

9.1. NEGOCIATION PAR LA SOCIETE DE SES PROPRES ACTIONS

Achat d'actions en vue d'assurer la liquidité du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité

Il est rappelé que la Société a mis en place depuis le 27 juin 2012 un contrat de liquidité conforme à la charte de l'AFEI approuvée par l'Autorité des marchés financiers avec la société CM-CIC.

Au 31 décembre 2016, les actifs figurant au compte de liquidité correspondent à 5 326 actions propres de 0,10 € de valeur nominales chacune, valorisées à 197 871 €. Sur la période comprise entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2016, le nombre d'actions acquises et cédées dans le cadre de ce contrat s'est établi respectivement à 285 296 et 284 570 et les opérations réalisées dans le cadre de ce contrat ont généré une moins-value de 109 269,70 euros pour Direct Energie.

Ces achats ont été effectués en vertu des autorisations relatives à la mise en œuvre d'un programme de rachat des actions de la Société dans le cadre des dispositions des articles L.225-209 et suivants du Code de commerce et des pratiques de marché admise par l'Autorité des Marchés Financiers adoptée par l'assemblée générale ordinaire des actionnaires de la Société, dont la dernière en date est celle du 9 juin 2016.

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui sera appelée à statuer sur les comptes 2016 sera amenée à approuver la mise en place d'un nouveau programme d'achat d'actions.

Cette autorisation se substituera à celle donnée par l'Assemblée générale mixte du 9 juin 2016 dont les principaux termes sont rappelés ci-dessous :

- Les achats d'actions de la Société qui seront réalisés par le Conseil d'administration ne pourront en aucun cas amener la Société à détenir plus de 10% des actions composant le capital social à quelque moment que ce soit, ce pourcentage s'appliquant à un capital ajusté en fonction des opérations l'affectant postérieurement à la date de l'assemblée, étant précisé que le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation lorsque les actions sont achetées pour favoriser la liquidité dans les conditions définies par la réglementation applicable.
- Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital social.
- L'acquisition des actions ne pourra être effectuée à un prix unitaire supérieur à 50 euros, soit un montant théorique maximum consacré au programme de rachat sur la base du pourcentage maximum de 10% de 203 964 825 euros, hors frais de négociation. Ce prix d'achat maximum global sera, le cas échéant, ajusté par le Conseil d'administration conformément au nombre d'actions de la Société existantes après d'éventuelles opérations financières de la Société ou de décisions touchant le capital social postérieurement à la date de l'assemblée.

- L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourront être réalisés par tous moyens et de toutes manières, y compris de gré à gré, par mécanismes optionnels ou par blocs de titres, en une ou plusieurs fois, dans les proportions et aux époques qu'il plaira au Conseil administration (notamment en période d'offre publique sur le capital de la Société), dans le respect de la réglementation en vigueur applicable.

Les objectifs des rachats d'actions autorisés par l'assemblée sont les suivants :

- attribuer ou céder des actions aux salariés (ou à certains d'entre eux) et/ou aux mandataires sociaux de la Société (ou certains d'entre eux) et/ou des sociétés qui lui sont liées dans les conditions et selon les modalités prévues par la réglementation applicable, notamment dans le cadre d'un régime d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions ou d'un plan d'épargne d'entreprise,
- remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière,
- annulation des actions dans les conditions prévues à l'article L. 225-209 du Code de commerce dans le cadre d'une réduction de capital décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale,
- favoriser la liquidité des titres de la Société dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers,
- conservation et remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe, et/ou
- mettre en œuvre toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

Achat d'actions de la Société

En 2016, la Société n'a pas acheté de ses propres actions, hors contrat de liquidité.

9.2. ELEMENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE

En application de l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique sur les actions de la Société sont, à la connaissance de la Société, les suivants :

Structure du capital de la Société et participation directe ou indirecte dans le capital de la Société dont celle-ci aurait eu connaissance en vertu des articles L.233-7 et L.233-12 du Code de commerce

Le capital social s'établit à 4 180 524,20 euros, divisé en 41 805 242 actions entièrement libérées de 0,10 euro de nominal chacune.

Au 31 décembre 2016, la répartition du capital et des droits de vote de la Société était la suivante :

Cap Table Direct Energie - 31 décembre 2016				
Actionnaires	Nombre de titres détenus	% de capital	Nombre de droits de vote**	% de droits de vote
IMPALA SAS	14 427 751	34,77%	25 846 185	46,95%
AMS INDUSTRIES	6 105 806	14,71%	6 405 315	11,64%
LOV GROUP INVEST	4 474 544	10,78%	4 474 544	8,13%
EBM TRIRHENA AG	4 167 870	10,04%	4 167 870	7,57%
CONCERT MAJORITAIRE	29 175 971	70,31%	40 893 914	74,29%
LUXEMPART	4 191 741	10,10%	4 191 741	7,62%
Management et autres	2 675 553	6,45%	4 020 253	7,30%
Flottant*	5 455 595	13,15%	5 939 163	10,79%
TOTAL	41 498 860	100%	55 045 071	100%

* Calculé selon la définition des indices Euronext (i.e exclusion faite : des participations supérieures à 5% sauf mutual fund et fonds de retraite et des participations détenues par les dirigeants, administrateurs, employés, actionnaires liés par un pacte, état et auto-détention.)

** Nombre de droits de vote théoriques déterminé sur la base de l'état de l'actionariat dans les livres de CACEIS arrêté à la date du 31 décembre 2016

Au 7 avril 2017, la répartition du capital et des droits de vote de la Société était la suivante :

Cap Table Direct Energie - 07 avril 2017				
Actionnaires	Nombre de titres détenus	% de capital	Nombre de droits de vote**	% de droits de vote
IMPALA SAS	14 427 751	34,51%	25 846 185	40,76%
AMS INDUSTRIES	8 105 806	19,39%	14 113 651	22,26%
LOV GROUP INVEST	2 474 544	5,92%	4 949 088	7,80%
EBM TRIRHENA AG	4 167 870	9,97%	4 167 870	6,57%
CONCERT MAJORITAIRE	29 175 971	69,79%	49 076 794	77,39%
LUXEMPART	4 191 741	10,03%	4 191 741	6,61%
Management et autres	2 386 054	5,71%	3 709 805	5,85%
Auto-détention	213 293	0,51%	213 293	0,34%
Flottant*	5 838 183	13,97%	6 221 600	9,81%
TOTAL	41 805 242	100%	63 413 233	100%

* Calculé selon la définition des indices Euronext (i.e exclusion faite : des participations supérieures à 5% sauf mutual fund et fonds de retraite et des participations détenues par les dirigeants, administrateurs, épargne salariale via FCPE, actionnaires liés par un pacte, état et auto-détention.)

** Nombre de droits de vote théoriques déterminé sur la base de l'état de l'actionariat dans les livres de CACEIS arrêté à la date du 31 mars 2017

A la connaissance de la Société, aucun actionnaire autre que les sociétés Impala SAS, AMS Industries, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et LUXEMPART ne possèdent directement ou indirectement plus de 5% du capital ou des droits de vote à la date de ce document.

Restrictions statutaires et accords entre actionnaires dont la Société a connaissance et qui peuvent entraîner des restrictions au transfert d'actions et à l'exercice des droits de vote

La Société n'a émis que des actions ordinaires. Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, dans les conditions légales et statutaires.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'assemblée générale.

Les principaux actionnaires ne disposent pas de droits de vote différents des autres actionnaires de la Société. Cependant, la loi n°2014-384 du 29 mars 2014 visant à reconquérir l'économie réelle (dite loi Florange) prévoit l'attribution de droits de vote double à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire.

Il n'existe aucune restriction statutaire à l'exercice des droits de vote ni aux transferts d'actions.

Les sociétés IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES ont conclu un pacte d'actionnaires le 8 janvier 2015, remplaçant le pacte conclu le 1^{er} juin 2012, constitutif d'une action de concert qui a été porté à la connaissance de la Société et de l'AMF (Voir avis AMF 215C0125 du 26 janvier 2015 ainsi que le Document de Référence de la Société).

Liste des détenteurs de tout titre comportant des droits de contrôle spéciaux

Néant.

Mécanismes de contrôle prévus dans un éventuel système d'actionariat du personnel, quand les droits de contrôle ne sont pas exercés par ce dernier

Néant.

Règles applicables à la nomination et au remplacement des membres du Conseil d'administration ainsi qu'à la modification des statuts de la Société

Conformément aux statuts de la Société, celle-ci est administrée par un Conseil d'administration composé de trois (3) membres au moins et de dix-huit (18) au plus.

Une personne morale peut être nommée administrateur. Elle est dans ce cas tenue de désigner un représentant permanent soumis aux mêmes conditions et obligations et qui encourt les mêmes responsabilités civile et pénale que s'il était administrateur en son nom propre, sans préjudice de la responsabilité de la personne morale qu'il représente. Le mandat du représentant permanent doit être confirmé lors de chaque renouvellement du mandat de la personne morale administrateur.

Toute personne majeure qui n'est pas sous tutelle ou curatelle peut être nommée administrateur indépendamment de sa nationalité.

Conformément aux statuts de la Société, chaque administrateur doit être propriétaire d'au moins une (1) action dans le capital de la Société. A défaut, il est réputé démissionnaire d'office s'il n'a pas régularisé sa situation dans un délai de trois (3) mois.

La durée des fonctions des administrateurs est de quatre (4) années¹ expirant à l'issue de la réunion de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat. Ils sont rééligibles.

La part des administrateurs personnes physiques, ou des représentants permanents d'administrateurs personnes morales, pouvant être âgés de plus de 76 ans doit correspondre au plus au tiers des administrateurs en fonction à la date de clôture de l'exercice. Lorsque ce nombre est dépassé, le membre du Conseil le plus âgé est réputé démissionnaire d'office. La limite d'âge pour l'exercice des fonctions de Président du Conseil d'administration est fixée à soixante-dix (70) ans. Lorsque le Président dépasse cette limite d'âge, il est réputé démissionnaire d'office.

¹ Durée votée par l'Assemblée Générale du 9 juin 2016, contre 6 ans auparavant.

Les administrateurs sont nommés ou renouvelés dans leurs fonctions par l'assemblée générale des actionnaires dans les conditions fixées par la loi. Cependant, selon les termes du règlement intérieur, les fonctionnaires, avocats, Commissaires aux comptes qui seraient nommés par la Société, comptables agréés ou notaires ne peuvent être nommés administrateur.

En cas de vacance par décès ou par démission d'un ou plusieurs sièges d'administrateur, le Conseil d'Administration peut, entre deux assemblées générales, procéder à des nominations à titre provisoire. Ces nominations sont soumises à ratification de la plus proche assemblée générale ordinaire.

Conformément aux statuts de la Société, il peut être créé des postes de censeurs, personnes physiques ou morales, auprès de la Société. Ils sont nommés pour trois (3) ans. Le Conseil d'administration du 13 mars 2017 a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 30 mai 2017, de raccourcir la durée du mandat des censeurs de 3 2 ans (voir la section 7.2 *Rapport du Conseil d'administration sur les résolutions soumises à l'Assemblée Générale Mixte du 30 mai 2017* du Document de Référence de la Société). Les nominations peuvent être faites à titre provisoire par le Conseil d'administration sous réserve de ratification par la plus prochaine des assemblées générales.

Les statuts de la Société, ne peuvent, conformément à la loi et aux statuts, être modifiés que par l'assemblée générale des actionnaires statuant dans les conditions de quorum et de majorité des assemblées extraordinaires.

Toutefois, l'assemblée générale peut, au cas par cas, déléguer cette compétence au conseil d'administration.

Pouvoirs du Conseil d'administration, en particulier en matière d'émission ou de rachat d'actions

L'article 17.1 des statuts prévoit que « *Le Conseil d'Administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent* ».

S'agissant des émissions et des rachats d'actions, le Conseil d'administration ne peut émettre des actions nouvelles ou procéder à des rachats d'actions, que pour autant que l'assemblée générale lui ait consenti une délégation à ce titre.

Il est précisé en tant que de besoin, que les délégations consenties au Conseil d'administration par l'assemblée générale à l'effet d'augmenter le capital social font l'objet d'un rapport complémentaire.

Par ailleurs, les opérations de rachat d'actions sont décrites dans la section 9.2 *Négociation par la Société de ses propres actions* ci-dessus.

Accords conclus par la Société qui seraient modifiés ou prendraient fin en cas de changement de contrôle de la Société

Néant.

Accords prévoyant des indemnités pour les membres du Conseil d'administration ou les salariés, s'ils démissionnent, ou sont licenciés sans cause réelle et sérieuse ou si leur emploi prend fin en raison d'une offre publique

Il n'existe pas d'accord prévoyant des indemnités pour les mandataires sociaux s'ils démissionnent ou sont licenciés sans cause réelle et sérieuse ou si leur emploi prend fin en raison d'une offre publique.

La section 1.4.11.2. de la note 1 des comptes annuels consolidés précise par ailleurs les provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

9.3. FACTEURS DE RISQUE

Conformément à l'article L.225-37 du Code de commerce, les informations concernant les procédures de contrôle et de gestion des risques de la Société figurent dans le rapport du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne et l'organisation des travaux du Conseil d'administration.

La Société a procédé à une revue des risques qui pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs et considère qu'il n'y a pas d'autres risques significatifs hormis ceux présentés ci-dessous.

L'attention des investisseurs est toutefois attirée sur le fait que d'autres risques, inconnus ou dont la réalisation n'est pas considérée, comme susceptible d'avoir un effet significatif sur le Groupe, son activité, sa situation financière, ses résultats, ses perspectives peuvent ou pourraient exister.

9.3.1. RISQUES LIÉS AU SECTEUR D'ACTIVITÉ

Risques associés à la poursuite d'une stratégie de développement de la Société face aux fournisseurs historiques d'électricité et de gaz

Présente depuis 2002 sur le marché de la commercialisation de l'électricité et du gaz, la Société est un acteur alternatif récent, concurrent des fournisseurs historiques d'électricité et de gaz. Elle ne bénéficie pas encore des mêmes économies d'échelle et d'envergure que les ex-monopoles historiques, notamment en matière de gestion de clientèle.

A ce titre, en 2014, la Société avait saisi l'Autorité de la concurrence pour que le fichier clients d'Engie soit accessible aux autres fournisseurs afin qu'ils puissent présenter des offres compétitives aux consommateurs. L'Autorité de la concurrence, dans sa décision de mesures conservatoires, a validé cette position et ordonné en septembre 2014 à Engie d'accorder à ses concurrents un accès aux données « nécessaires à l'exercice d'une concurrence effective par les fournisseurs concurrents: coordonnées du client et caractéristiques techniques de sa consommation ». Cette position a été confirmée par la Cour d'appel de Paris en octobre 2014. Par une décision au fond du 22 mars 2017, l'Autorité de la concurrence a condamné Engie au versement d'une amende de 100 millions d'euros sanctionnant les pratiques dénoncées dans la saisine en mesures conservatoires.

A la fin de l'année 2015, la Société a introduit une nouvelle demande de mesures conservatoires auprès de l'Autorité de la concurrence afin de voir neutralisés les effets de pratiques commerciales, principalement tarifaires, mises en œuvre par Engie. L'Autorité a, dans sa décision du 2 mai 2016, enjoint à Engie de fixer les prix de ses offres de marché individualisées à destination des professionnels en tenant compte de tous les coûts qu'elle doit supporter à court terme pour la commercialisation de ces offres, y compris les coûts commerciaux et les coûts liés aux certificats d'énergie. Cette position a été confirmée par la Cour d'appel de Paris en juillet 2016 et fait actuellement l'objet d'un pourvoi en cassation introduit par la Société. Dans le cadre de l'instruction du dossier au fond, Engie a sollicité le recours à une procédure d'engagements et a fait part à l'Autorité de propositions d'engagements visant à répondre aux problèmes de concurrence identifiés. L'Autorité de la concurrence a, en date du 22 mars 2017, soumis ces propositions d'engagements à un test de marché à l'issue duquel l'Autorité pourra demander à ce qu'ils soient modifiés ou complétés. Ils pourront alors être rendus obligatoires et la procédure sera close, où bien toujours considérés comme non satisfaisants et le cours de la procédure contentieuse classique reprendrait alors.

L'activité de fourniture d'énergie suppose par ailleurs, pour l'accès aux réseaux de distribution des clients de la Société, la signature de contrats régulés avec des gestionnaires de réseaux de distribution (ENEDIS et GRDF), filiales des fournisseurs historiques, qui demeurent en situation de monopole sur leur zone de desserte (environ 95% du territoire).

Pour ce qui concerne l'électricité, le Contrat GRD-F a été complété en 2012, par un contrat de prestations de services d'une durée de 4 ans environ. Ce contrat au titre duquel ENEDIS a rémunéré les prestations d'accès aux réseaux pour le client final fournies par la Société pour le compte d'ENEDIS, a été reconduit pour une durée d'un an à compter du 1^{er} octobre 2016. Le principe de cette rémunération du fournisseur par le GRD a été confirmée par une

décision du 13 juillet 2016 du Conseil d'Etat qui a considéré, à l'instar du Cordis (décision du 22 octobre 2010) et de la cour d'appel de Paris (arrêt du 29 septembre 2011) que « *les stipulations des contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs d'électricité ne doivent pas laisser à la charge de ces derniers les coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau* ». Cette décision confirme expressément le principe du versement par le gestionnaire de réseau de distribution à un fournisseur d'une rémunération au titre des frais de gestion des clients ayant conclu un contrat unique.

Pour ce qui concerne le gaz, la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014 obtenue par le Groupe confirme comme en électricité que le gestionnaire de réseaux ne peut procéder, pour la gestion de l'accès aux réseaux de distribution des clients en contrat unique, à un quelconque transfert de charge et de risque sur le fournisseur, notamment en matière d'impayés de part acheminement distribution (cette décision ne concerne pas les impayés de part acheminement transport) et a imposé à GRDF de proposer à la Société un avenant au contrat d'acheminement respectant ces principes tant pour le passé que pour le futur. Cette procédure, renforcée par une nouvelle décision du CoRDIS du 20 janvier 2016, constatant l'absence de conformité de l'avenant proposé par GRDF aux principes édictés par sa première décision a été confirmée par une décision du 2 juin 2016 par laquelle la cour d'appel de Paris a confirmé la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014. En exécution de cette décision du CoRDIS, un accord contractuel a été formalisé entre les Parties au cours du premier semestre 2016 au titre duquel GRDF a remboursé fin mai 2016 à Direct Energie des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015. La cour d'appel a également jugé que le fournisseur devait être rémunéré pour les prestations réalisées pour le compte de GRDF permettant l'accès du client final aux réseaux de distribution. En exécution de cette décision, GRDF devait d'une part proposer à Direct Energie, dans un délai de 2 mois, un avenant au CAD (Contrat d'Acheminement sur le réseau de Distribution) proposant une rémunération « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF, et d'autre part verser à Direct Energie une rémunération pour le passé (depuis la date de signature du contrat d'acheminement (2005)). Aucun accord n'a été trouvé à l'issue du délai de deux mois entre les Parties, et le Groupe n'a à ce titre encore reconnu aucun produit à recevoir dans ses comptes. Ce contentieux fait l'objet d'un pourvoi en cassation initié par GRDF.

En parallèle de ces contentieux, la CRE a mandaté un consultant pour mener une étude auprès des fournisseurs et GRD destinée à déterminer le niveau de rémunération des fournisseurs par les GRD, tant en gaz qu'en électricité, tenant compte des décisions susvisées de la Cour d'appel et du Conseil d'Etat. L'instruction est toujours en cours et devrait donner lieu à une consultation sous l'égide du Régulateur au cours du premier semestre 2017 devant aboutir à une délibération de la CRE en électricité et une décision du CoRDIS en gaz au cours de l'année 2017.

La prolongation du contrat de prestation de services avec ENEDIS et la signature du contrat relatif aux impayés avec GRDF ont généré un impact positif de 31,5M€ sur l'exercice 2016.

Plus généralement, la marge réalisée par la Société sur la commercialisation d'électricité et de gaz dépend de nombreux facteurs dont, notamment, le nombre et le type de clients, l'évolution des tarifs réglementés et l'évolution des prix de l'électricité et du gaz qu'elle achète. Dans ce contexte de marché, si ces facteurs évoluent d'une façon différente de celle envisagée par la Société, ils pourraient avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives.

Risque d'intensification de la concurrence

Les premiers concurrents de la Société sont les opérateurs historiques qui bénéficient, par héritage, d'un accès préexistant aux clients et de bases de données précises et complètes les concernant, ainsi que de capacités de production intégrées et de conditions d'approvisionnement en gaz auxquelles la Société n'a pas à ce jour accès. Par ailleurs, d'autres concurrents nationaux (parfois présents sur d'autres secteurs du marché de l'énergie) et d'autres concurrents étrangers, pour l'essentiel des fournisseurs historiques bénéficiant déjà, dans leur pays d'origine, des économies d'échelle et d'envergure ainsi que de capacités de production intégrées et de conditions non comparables d'approvisionnement en gaz, s'intéressent au marché français et certains commercialisent déjà leurs offres sur les marchés de détail. Les avantages concurrentiels de certains de ces concurrents leur permettent de

mener une politique agressive en termes de prix, en vue de conquérir des parts de marché ou de répondre à de telles démarches. Par ailleurs, au-delà des pressions concurrentielles exercées par ces nouveaux entrants sur le secteur de la fourniture d'énergie, l'arrivée de nouveaux métiers (par exemple autour des compteurs intelligents, des *smart grids* et de l'effacement) peuvent inciter et favoriser l'arrivée de sociétés d'autres secteurs (telecom, internet, etc.), voire des gestionnaires de réseaux de distribution sur le secteur de la fourniture et les métiers connexes (conseils de maîtrise de la consommation, rénovation...). Enfin, la disparition actée (et en cours) des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les clients professionnels, ainsi que celle possible des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les clients résidentiels (procédure en cours devant le Conseil d'Etat suite à la décision de la Cour de Justice de l'Union européenne en date du 7 septembre 2016 qui a considéré que les TRV Gaz constituent par nature une entrave à la concurrence, et la coexistence d'un segment de marché où les prix sont libres avec un segment où les prix sont établis en dehors du jeu de la concurrence est incompatible avec la création d'un marché intérieur du gaz naturel ouvert et concurrentiel ; réflexions de la commission européenne dans le cadre du « Winter Package » concluant à la fin des TRV y compris en électricité), sont également des facteurs de nature à exacerber la concurrence.

Tout renforcement significatif de la concurrence sur les marchés de la Société pourrait avoir un impact défavorable sur sa trésorerie, son résultat d'exploitation et sa situation financière.

9.3.2. RISQUES RÉGLEMENTAIRES ET JURIDIQUES

La Société est exposée aux risques d'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) à l'aval et à l'amont (ARENH, TURPE, ATRD, ATRT,...)

Pour ce qui concerne l'électricité :

A l'amont, la loi de Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) du 7 décembre 2010 a notamment établi deux principes fondamentaux pour rendre le marché de la fourniture plus concurrentiel : d'une part, l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH), dont le principe est toujours fondamental même dans un contexte de baisse importante du niveau des prix de marché, pour tous les acteurs disposant d'un portefeuille de consommateurs finaux et, d'autre part, le principe de convergence progressive des TRV vers la méthode d'empilement des coûts intégrant le prix de l'ARENH et ce, afin d'améliorer l'espace économique des fournisseurs d'électricité alternatifs. Depuis le 1^{er} janvier 2012, le coût de l'ARENH est resté stable (42€/MWh) et devrait être maintenu à ce niveau mais rien ne permet d'exclure une évolution future défavorable.

De plus, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, promulguée le 17 août 2015, a supprimé le principe de couverture des coûts de l'opérateur historique électricité par les TRV. Anticipant cette suppression, le décret du 28 octobre 2014 a modifié le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. Cette réforme réglementaire, confirmée par l'évolution législative précitée, a instauré une méthode de construction par empilement des coûts, en fonction de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale associée à l'activité de fourniture d'électricité. A la suite d'un recours introduit par l'ANODE, le Conseil d'Etat a considéré dans une décision du 15 juin 2016 que cette méthode excluait que les TRV soient fixés à un niveau artificiellement bas, inférieur aux coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité à ces tarifs, incluant les frais financiers, sans pour autant garantir un niveau de rémunération des capitaux propres engagés par l'opérateur historique. Ce faisant cette position du Conseil d'Etat pourrait avoir des conséquences négatives sur l'espace économique de la Société en matière de fourniture d'électricité sur les marchés de détail.

La Société est également assujettie aux risques d'évolutions tarifaires (décidées par la CRE) du Tarif d'Utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE), à la mise en place du mécanisme de capacité ou à une augmentation des prix de marché répercutée avec retard dans les TRV qui pourraient réduire son espace économique.

Toutefois, la nouvelle méthode de fixation des tarifs réglementés d'électricité prévoit explicitement dorénavant, si elle est respectée, une augmentation automatique des tarifs réglementés en cas d'augmentation de l'ARENH ou du TURPE.

Depuis le 7 décembre 2015, la CRE est compétente pour proposer les TRV, les ministres continuant cependant de disposer d'un pouvoir d'opposition dans un délai de trois mois après la proposition de la CRE. A l'aval, et malgré le principe décrit supra, la Société est assujettie au risque de voir les autorités publiques « geler », totalement ou partiellement l'évolution à la hausse des TRV au dépens de la réglementation applicable malgré une augmentation du TURPE et/ou de l'ARENH et/ou de la mise en œuvre depuis le 1^{er} janvier 2017 du mécanisme de capacité ce qui pourrait avoir un effet défavorable pour la Société dans la mesure où certains de ses tarifs sont indexés aux TRV. Sans préjudice des voies de recours dont disposerait la Société, une telle décision politique (non théorique au regard de la non prise en compte par la CRE de l'impact du mécanisme de capacité sur les TRV depuis le 1^{er} janvier 2017) pourrait remettre en cause la capacité des fournisseurs alternatifs de concurrencer les TRV et donc de se développer. Cette situation pourrait constituer un obstacle au développement commercial de la Société et affecter sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

Pour ce qui concerne le gaz :

A l'amont, la Société est assujettie à la « formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel », modifiée chaque année par arrêté ministériel, et sur laquelle la Société se base pour conclure ses contrats d'approvisionnement en gaz. La Société est également assujettie aux risques d'évolution des tarifs d'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz (ATRD) et d'Accès au Réseau de Transport de gaz naturel (ATRT) qui peuvent réduire son espace économique. Il ne peut être garanti qu'une augmentation des niveaux de l'ATRD et de l'ATRT entraîne une augmentation correspondante du niveau des TRV gaz (sur lesquels les tarifs de la Société sont indexés). Dans le cas contraire, cette situation pourrait affecter significativement l'espace économique de la Société sur les marchés de la fourniture, ses objectifs commerciaux, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

A ces problématiques tarifaires s'ajoutent celles relatives aux obligations de stockage de gaz naturel. En France, le dispositif réglementaire encadrant l'accès aux capacités de stockage souterrain de gaz naturel, dit « accès des tiers aux stockages », impose aux fournisseurs de gaz naturel de disposer de stocks suffisants de gaz naturel afin de garantir la sécurité d'approvisionnement tout en considérant que les capacités d'interconnexion souscrites par la Société ne participent pas de la sécurité d'approvisionnement. L'augmentation réglementaire des niveaux d'obligation de stockage s'imposant à la Société ainsi que le caractère non régulé des tarifs fixés unilatéralement par les fournisseurs de capacités de stockage, en monopole sur leur zone de desserte, pourraient, outre le surcoût généré par les capacités d'interconnexion souscrites, avoir un effet défavorable sur sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives si cette obligation n'était pas répercutée pleinement dans les TRV, à plus forte raison car l'ordonnance prévue initialement pour réformer le cadre réglementaire du stockage n'a pas été adoptée .

En outre, s'agissant de son activité de fourniture de gaz naturel, la capacité de transit entre les zones d'équilibrage Nord et Sud, nécessaire à l'approvisionnement de ses clients situés en zone Sud, est parfois fortement congestionnée. Les règles d'allocation de cette capacité, choisies par la CRE, peuvent induire des surcoûts significatifs, notamment du fait d'un prix d'attribution de cette capacité supérieur aux projections, ou à une quantité allouée inférieure à celle espérée.

A l'aval, comme en matière d'électricité, la Société est assujettie au risque de voir les autorités publiques « geler », totalement ou partiellement, l'évolution à la hausse des TRV. De plus, la promotion assurée de facto par l'Etat autour des évolutions mensuelles, notamment à la baisse, des TRV est de nature, par l'image de confiance qu'une telle promotion procure à l'opérateur historique, à « figer » les consommateurs chez ce dernier. Par voie de conséquence, ces mécanismes sont susceptibles d'entraver le développement commercial de la Société et pourraient la contraindre à accroître significativement ses coûts de communication, marketing et commerciaux

pour se développer mais également pour éviter une augmentation grave du taux d'attrition du portefeuille de ses propres clients qui pourraient être tentés de retourner auprès du fournisseur historique de gaz naturel (y compris d'ailleurs pour la fourniture d'électricité).

Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'électricité et du gaz pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe sont soumises à de nombreuses dispositions législatives et réglementaires et à l'évolution de la réglementation au niveau européen.

Ce cadre législatif et réglementaire, qui régit tant la commercialisation que la production et le transport de l'énergie et le stockage du gaz n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture du marché à la concurrence. Les évolutions de ces normes législatives et réglementaires, notamment celles portées par la loi susvisée relative à la transition énergétique pour la croissance verte et ses textes d'application ou celles qui seront issues à l'avenir des réflexions en cours de la Commission européenne pourraient être de nature, pour certaines d'entre elles, à altérer toute concurrence effective spécialement sur les marchés de la fourniture d'énergie mais également de la production d'électricité. Ces évolutions pourraient entraîner des besoins d'investissements (liés par exemple à l'adaptation des futurs sites de production) ou des coûts supplémentaires pour la Société, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer, ou encore ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe.

Toute évolution défavorable du cadre réglementaire et juridique pourrait avoir un effet négatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

Les risques relatifs aux autorisations ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités

L'exercice par la Société de ses activités est soumis à l'obtention de nombreuses autorisations administratives.

En application des articles L. 333-1 et suivants du Code de l'énergie et du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié relatif à l'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité, tout opérateur qui souhaite s'installer sur le territoire national pour exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles doit obtenir une autorisation d'exercer son activité du ministre chargé de l'énergie.

Conformément aux articles L. 443-1 et suivants du Code de l'énergie et au décret n° 2004-250 du 19 mars 2004 modifié relatif à l'autorisation de fourniture de gaz (modifié par le décret n° 2007-1057 du 29 juin 2007 et n° 2011-1457 du 7 novembre 2011), tout fournisseur de gaz naturel doit obtenir une autorisation du ministre chargé de l'énergie.

Tant s'agissant de l'électricité que du gaz naturel, le ministre de l'énergie peut, conformément aux articles L. 142-1 et suivants du Code de l'énergie, en cas de manquement du fournisseur à ses obligations appliquer une sanction pécuniaire, ou retirer ou suspendre, pour une durée n'excédant pas un an, les autorisations de fourniture accordées au fournisseur.

L'ensemble des autorisations dont dispose et pourra disposer la Société pourrait cependant être, en cas de manquements de la Société à ses obligations de fournisseur, suspendu ou révoqué, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

La Société est exposée aux risques liés aux obligations d'efficacité énergétique

L'Union Européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique, afin d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20% d'économies d'énergie. En anticipant ces objectifs en matière d'efficacité énergétique, la France a mis en place un mécanisme de certificats d'économies d'énergie dès 2005. La troisième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) prévu par le Code de l'énergie, qui fait suite à une

première période (1^{er} juillet 2006 - 30 juin 2009) et à une seconde période (1^{er} janvier 2010 – 31 décembre 2014) imposant des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'électricité et de gaz, a été adoptée à la fin de l'année 2014. Elle prévoit en particulier un doublement des obligations incombant aux fournisseurs d'électricité et de gaz et fixe un objectif triennal d'économies d'énergie réparti entre les personnes assujetties en fonction de leurs volumes de ventes.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue préciser que la troisième période du dispositif prendra fin le 31 décembre 2017, la quatrième période se déroulant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Par ailleurs, cette loi est venue apporter des ajustements au mécanisme actuel (article 30) :

- en renforçant le pouvoir de sanctions de l'administration qui, outre une pénalité administrative, pourra également prononcer vis-à-vis des obligés une interdiction d'obtenir des CEE dès lors qu'une fraude serait constatée ; et
- en augmentant les objectifs d'économie d'énergie, au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en parallèle de l'obligation qui existe déjà. Les textes d'application, qui adoptés les 29 et 30 décembre 2015, ont défini les modalités pratiques de cette nouvelle obligation (objectif de 150 TWh cumac pour fin 2017, niveau de l'obligation fixée pour 2016 et 2017, définition de la notion de ménages précaires...).

Ces évolutions pourraient affecter les activités du Groupe et exposer la Société à des pénalités conséquentes si elle n'atteint pas ses objectifs en la matière ou si ses sous-traitants n'atteignent pas le niveau de qualité requis en matière de collecte de CEE. L'acquisition des CEE génère en effet des surcoûts importants pour la Société, ce qui aurait pour effet d'altérer sa capacité financière, son activité, ses résultats et ses perspectives.

Risques liés aux procédures judiciaires, administratives, arbitrales et communautaires

Les projets de centrale électrique développés par les filiales dédiées du groupe Direct Energie font l'objet de contentieux administratifs pendant portant sur la validité de certaines des autorisations administratives qu'elles ont obtenues. C'est notamment le cas du projet porté par la Compagnie Electrique de Bretagne, société dédiée au développement d'une centrale à cycle combiné gaz (CCGN) à Landivisiau (Finistère), résultat d'un appel d'offres de l'Etat, dont l'autorisation ministérielle d'exploiter et le permis de construire délivrés font actuellement l'objet de recours en annulation. Ce dernier projet est par ailleurs dans l'attente des résultats de la procédure déclenchée par la Commission européenne le 13 novembre 2015. Cette procédure a pour objet de déterminer si l'appel d'offres portant sur la centrale est conforme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat.

Le Groupe ne peut exclure des décisions en sa défaveur ou des recours contre des décisions en sa faveur susceptibles d'entraîner des retards dans la construction des centrales ou des coûts supplémentaires importants ou encore remettre en cause ces projets.

Les actifs de production d'énergie détenus ou gérés par le Groupe font également l'objet d'autorisations administratives. Des défauts au titre des prescriptions imposées par ces autorisations ou des changements réglementaires impératifs, notamment environnementaux, auxquels les actifs ne seraient pas conformes, pourraient être de nature à remettre en cause ou à limiter l'exploitation actuelle de ces actifs et imposer la mise en œuvre de mesures ayant pour effet de suspendre l'exploitation de ces actifs.

Plus largement, le contexte réglementaire et économique impose à la Société d'intégrer à sa stratégie de développement, une stratégie contentieuse réglementaire et concurrence particulièrement intense pour optimiser son espace économique. Si les contentieux au fond menés par le passé ont été, d'une manière générale, couronnés de succès, rien ne garantit qu'il en sera toujours de même à l'avenir pour les contentieux actuellement menés ou à initier en la matière (contentieux devant le Conseil d'Etat, l'Autorité de la Concurrence, la juridiction commerciale, le CoRDIS, la Commission européenne, la Cour de Justice de l'Union, etc.) compte tenu du caractère mouvant de la

réglementation applicable. Des décisions défavorables à la Société pourraient remettre en cause sa stratégie de développement et donc affecter sa rentabilité et ses perspectives.

Enfin, comme tout opérateur intervenant sur un marché de détail, et notamment sur un marché de masse, la Société supporte un risque permanent de contentieux clients, dans le cours normal de ses activités, (risque sériel sur le marché de masse), résidentiels ou professionnels dont certains peuvent avoir des conséquences financières significatives, ainsi que de contentieux menés par des associations de consommateurs (en matière de clauses abusives, de *class actions*,...) ou par les autorités en charge de la protection des populations (DDPP, DGCCRF,...) ainsi que par des prestataires ou éditeurs logiciels.

Pour une présentation des contentieux dans lesquels le Groupe est impliqué, vous pouvez vous reporter à la Section 2.4.2 (*Litiges*).

9.3.3. RISQUES RELATIFS A L'ACTIVITE DE LA SOCIETE

1 Risques clients

La Société est exposée aux risques de défaillance de ses clients

La Société est exposée au risque d'impayés, accentué d'une part par un contexte économique déprimé qui affecte les capacités de paiement des clients, y compris professionnels, d'autre part par la caractéristique même du marché de masse auquel s'adresse la Société, qui génère une multitude de petites créances, difficiles à recouvrer à l'unité. Par ailleurs, sur le segment de marché des consommateurs particuliers et petits professionnels, les règles de recouvrement sont très encadrées par la réglementation et sont peu coercitives, donc peu favorables à un recouvrement rapide et efficace. L'existence de la trêve hivernale accroît ce risque d'impayés. Enfin, la Société ne dispose, contrairement aux fournisseurs historiques, que d'un historique limité sur sa clientèle récemment acquise et ne connaît pas par avance son risque de crédit. Même si la Société prend des mesures pour en atténuer la portée, notamment par la souscription d'une couverture plafonnée d'assurance-crédit sur sa clientèle professionnelle, ce risque n'est pas intégralement couvert.

Au cours de l'année 2016, la charge d'impayés (sur l'électricité et le gaz) enregistrée dans ses comptes consolidés par la Société, s'est élevée à 4,8M€, après prise en compte de l'impact associé au remboursement par GRDF des impayés de part acheminement gaz antérieurs au 31 décembre 2015. Retraité de cet effet, la charge d'impayés s'est élevée à 14,6 M€ représentant un taux d'impayés de 0,9% du chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management. Pour les années 2015, 2014 et 2013 la charge d'impayés s'était élevée à respectivement 20M€, 15,6M€ et 16,6 M€ représentant des taux d'impayés de respectivement de 2%, 2%, et 2,2% du chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management. Une augmentation significative des impayés pourrait par conséquent, directement et indirectement, avoir un impact significatif défavorable sur l'activité de la Société, le résultat d'exploitation, la situation financière et la trésorerie de la Société.

2 Risques de marché

La Société est exposée à un risque de prévision inexacte des volumes d'énergie consommés par ses clients

L'essentiel de son parc client étant constitué à date de consommateurs équipés de compteurs à index, la Société estime la consommation de ses clients sur la base de profils statistiques conformément aux règles de marché en vigueur. Ces profils étant par construction inexacts, la Société est amenée à prévoir le calage national nécessaire afin de correspondre à la consommation effective de l'ensemble des clients profilés en France. Toute erreur significative dans la prévision de ce coefficient de calage se traduirait par un déséquilibre entre les injections et les soutirages d'énergie au sein du périmètre d'équilibre de la Société, ce qui exposerait la Société à des surcoûts d'écarts vis-à-vis des gestionnaires de réseaux de transport.

Par ailleurs, des périodes de tension sur l'équilibre offre/demande d'énergie peuvent occasionner des pics de prix sur les marchés de gros. Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation de ses clients, la Société est exposée, dans de telles situations et malgré les stratégies de gestion de risques mises en place, au risque de devoir acheter sur les marchés des quantités significatives à des prix très supérieurs à ceux prévalant en temps normal (et supérieurs aux prix de revente).

A ce titre, la Société est sensible à la qualité des prévisions de températures de ses fournisseurs de données météorologiques.

L'impossibilité d'estimer avec exactitude les volumes d'énergie consommés pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives.

La Société est exposée aux risques de fluctuation des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros, ainsi qu'à leur volatilité

Les positions ouvertes de la Société (définies comme l'écart entre les positions générées par son activité de fourniture ou de gestionnaire d'actifs (centrales de production, stockage de gaz, etc.) et les couvertures contractualisées) génèrent un risque en cas d'évolutions défavorables des prix de marché de gros, malgré le respect de la stratégie d'approvisionnement et de gestion des risques mise en place, notamment dans la mesure où ces évolutions ne sont pas reflétées dans les formules de calcul des tarifs réglementés. Ces risques peuvent par exemple se concrétiser si les évolutions de son portefeuille client sont différentes de celles envisagées.

Par ailleurs, compte tenu des instruments de flexibilité contractualisés par la Société, toute évolution défavorable du niveau de volatilité des prix de marché peut avoir un impact financier significatif sur les résultats de la Société.

En effet, la marge réalisée par la Société sur la commercialisation d'énergie est également liée au niveau de ses coûts d'approvisionnement, y compris sur les marchés d'énergie de gros. Les conditions d'approvisionnement sont en effet susceptibles d'affecter les modalités de commercialisation (marge) des offres, spécialement pour ce qui concerne les offres à prix fixe. Dans ce dernier cas de figure l'offre de la Société pourrait ne plus être compétitive en comparaison avec les offres concurrentes.

La Société est exposée au risque de contrepartie

La Société est exposée au risque de contrepartie en termes d'approvisionnements et de ventes sur les marchés de gros, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait la Société sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Conformément à la pratique sur les marchés énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place afin de réduire au minimum le risque de contrepartie. Au 31 décembre 2016, le montant des dépôts de garantie et appels de marge versés par la Société s'élevait à 12,4 M€. Ce montant s'élevait à 65,6 M€ au 31 décembre 2015.

Les dépôts de garantie et appels de marges reçus par la société s'élevaient quant à eux à 132,5 M€ au 31 décembre 2016 contre 0,9 M€ au 31 décembre 2015.

D'une manière générale, la Société a défini un cadre de gestion visant à limiter les conséquences des fluctuations des prix de marché. Ce cadre de gestion définit, pour chaque activité (électricité/gaz, asset/retail management/arbitrage):

- les stratégies de couverture associées,
- les méthodes de calcul des positions ouvertes,
- les limites volumétriques de positions ouvertes associées, notamment en fonction des maturités, et
- les produits de couverture autorisés.

La Société reste néanmoins exposée aux risques liés notamment aux incertitudes pesant sur les positions ouvertes, aux impacts des variations sur les positions ouvertes résiduelles, au manque de liquidité ou de profondeur de marché.

Risque de volatilité des cours de l'action de la Société

Il est probable que le cours des actions de la Société soit affecté de manière significative par des événements tels qu'une évolution des conditions de marché propres au secteur d'activité de la Société, les annonces de nouveaux contrats, des opérations de croissance externe, d'innovations technologiques et de collaborations par la Société ou ses principaux concurrents, les brevets, l'obtention d'agrément et homologations réglementaires requis ainsi que le développement, le lancement et la vente de nouveaux produits par la Société ou ses principaux concurrents, des variations des résultats financiers.

Par ailleurs, les marchés boursiers ont connu des variations de cours significatives au cours des dernières années qui souvent ne reflétaient pas les performances opérationnelles et financières des entreprises cotées. Les fluctuations des marchés boursiers ainsi que la conjoncture économique peuvent affecter de manière significative le cours des actions de la Société.

3 Risques financiers

La Société est exposée aux risques liés à l'émission des garanties bancaires nécessaires à son activité et à l'immobilisation de la trésorerie associée aux versements des appels de marge éventuels

Dans le cadre des contrats à terme d'approvisionnement d'électricité et de gaz, la Société doit émettre au profit de ses contreparties des garanties de paiements couvrant notamment le paiement de l'énergie livrée non payée ainsi que l'exposition financière induite par ses positions à terme qui se traduit par des appels de marge. La Société doit également émettre des garanties (de paiement) au titre des contrats régulés conclus avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Du fait de la croissance forte de son activité et de l'évolution des prix de marché, la Société pourrait se retrouver dans l'incapacité de fournir les dépôts de garantie ou les garanties bancaires demandées par les fournisseurs, GRD ou GRT ou imposées par la réglementation (cas des garanties bancaires à première demande imposées par la loi pour l'ARENH). En outre, ces garanties ont un coût et peuvent nécessiter l'immobilisation d'une partie des sommes à garantir, ce qui pourrait contraindre la Société à nantir une partie significative de sa trésorerie au profit d'établissements financiers émetteurs des cautions. Au 31 décembre 2016, le montant des garanties données (garanties bancaires, dépôts de garantie et appels de marge) s'élevait à 179,5 millions d'euros. Celui-ci s'élevait à 171 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La Société pourrait être exposée à un risque de taux dans le cadre des emprunts souscrits ou à souscrire

La Société a souscrit des emprunts bancaires bilatéraux² sous forme de lignes de crédit court et moyen terme, pour un montant total de 9,4 millions d'euros au 31 décembre 2016 destinés à financer ses besoins généraux de trésorerie. Ces lignes de crédit d'une échéance d'1 an sont rémunérées à un taux d'intérêt variable (Euribor ou EONIA) et n'étaient pas utilisées au 31 décembre 2016. Ces lignes de crédit court terme ne font pas l'objet d'une couverture de taux.

La Société a mis en place en mai 2015 un crédit revolving confirmé sur une durée de 3 ans, pour un montant maximal de 60 millions d'euros, relevé à 120 millions d'euros courant 2016, et sécurisé auprès d'un pool de 8 banques. Ce crédit, utilisable par tirage, est rémunéré sur la base d'un EURIBOR usance selon la durée du tirage auquel est ajoutée une marge comprise entre 1 et 2% (fonction du niveau de ratio d'endettement de la société). Au 31

² Les modalités de ce crédit sont détaillées à la Section 6.1 (Financements externes de la Société) du Document de Référence.

décembre 2016, il n'y avait aucun tirage en cours sur cette facilité de crédit. Ce crédit revolving ne fait pas l'objet d'une couverture de taux.

La Société n'exclut pas qu'une partie de sa dette future résultant notamment du financement des projets industriels futurs puisse également être exposée à l'évolution des taux d'intérêt. Les projets de construction futurs non encore financés pourraient ainsi voir leur rentabilité affectée ou être remis en cause en cas d'augmentation significative des taux d'intérêts et / ou du spread de crédit.

Risque de liquidité

Le Groupe a procédé à une revue spécifique de son risque de liquidité et il considère être en mesure de faire face à ses échéances à venir.

Le Groupe assure sa liquidité par des lignes de crédit confirmées et des lignes de découvert. La Société a conclu, le 6 mai 2015, pour ses besoins d'exploitation courants, un crédit renouvelable d'un montant maximum en principal de 60 millions d'euros relevé à 120 millions d'euros courant 2016. Ce crédit est disponible pendant une période de trois années. Ce crédit est détaillé à la Section 3.5.1 (*Financements externes de la Société*).

Le Groupe a par ailleurs mis en place au cours de l'année 2016 une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ en date de clôture. Cette ligne, mobilisable en couverture des appels de marge relatifs aux opérations d'achats et de ventes d'énergie au taux de 2,17%, ne faisait l'objet d'aucun tirage en date de clôture annuelle.

Par ailleurs, le Groupe a procédé à plusieurs émissions d'emprunt obligataire. En juillet 2014, le Groupe a procédé au placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%. En novembre 2015, le Groupe a réalisé le placement privé de deux nouvelles souches obligataires d'un montant total de 60 millions d'euros. La première souche de 15 millions d'euros est assortie d'un coupon de 4,40% et vient à échéance en novembre 2020. La seconde souche de 45 millions d'euros est assortie d'un coupon de 4,80% l'an, venant à échéance en novembre 2022. En novembre 2016, le Groupe a réalisé le placement privé d'une nouvelle souche obligataire d'un montant total de 68 M€ à un taux de 3,25% l'an et venant à échéance le 6 octobre 2023. Ce crédit est détaillé à la Section 3.5.1 (*Financements externes de la Société*).

Les engagements financiers pris par la Société au titre du crédit renouvelable et du placement privé sont identiques. La Société n'anticipe pas de risque de défaut au titre de ces financements.

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

La Société, en tant qu'opérateur actif sur les marchés de l'énergie, utilise un certain nombre d'instruments dérivés afin d'optimiser sa stratégie d'approvisionnement, ce qui se traduit par la conclusion d'accords avec des contreparties de gré à gré ainsi que des opérations directement sur les places de marché organisées. Ce type d'instruments implique la mise en place de mécanismes d'appels de marge avec le marché et les contreparties. Le Groupe privilégie la fourniture de garanties bancaires mais peut être amené à couvrir les appels de marge sous forme de liquidités pour des montants conséquents et dans des délais très courts, dans un contexte de forte volatilité des prix de marché. La couverture de ces appels de marge explique les besoins du Groupe en liquidités rapidement disponibles.

Au cours du premier trimestre 2016, les dépôts effectués en trésorerie auprès des contreparties du Groupe sur les marchés de l'énergie pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie jusqu'à

leur livraison physique, ont connu une forte croissance, directement liée à la baisse des prix de gros de l'électricité observée sur la période.

Le Groupe a dès lors sécurisé de nouveaux financements pour absorber cette augmentation :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ ;
- Une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ ;
- Une augmentation de 60 M€ de sa facilité de crédit bancaire portant le montant utilisable à 120 M€.

Les prix de marché ayant rebondi sur le reste de l'année 2016, et notamment au cours du deuxième semestre, le Groupe a procédé au début du quatrième trimestre au remboursement des avances actionnaires. Par ailleurs au 31 décembre 2016, ni la ligne de crédit auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, ni la facilité de crédit bancaire ne faisaient l'objet de tirages.

4 Risques industriels

Après avoir acquis une installation de production d'électricité à cycle combiné gaz à Bayet (Allier) le 30 décembre 2015, le Groupe a poursuivi sa stratégie d'intégration amont-aval en procédant à l'acquisition d'une nouvelle installation du même type à Marchienne-au-Pont (Belgique) le 30 décembre 2016. Le Groupe détient et exploite ainsi deux installations de production d'électricité à cycle combiné gaz. Bien que ces sites, depuis leurs mises en service respectivement en 2011 et 2012, n'aient jamais connu d'incident majeur, ce type d'installation industrielle est de nature à pouvoir porter atteinte significativement à l'environnement naturel ou humain, notamment en cas d'accidents, de catastrophes naturelles ou d'agressions externes, et à mettre en jeu la responsabilité civile, pénale et environnementale du Groupe.

Par ailleurs, dans la mesure où des Filiales du groupe Direct Energie développent des projets d'installations de production d'énergie, la Société présente les risques industriels auxquels elle s'exposera. Pour plus de détails sur ces projets, vous pouvez vous reporter à la Section 1.4.2 (*L'activité de production*).

Risques inhérents aux installations industrielles de Bayet et de Marchienne-au-Pont

Les risques industriels que comportent ce type d'actif est une préoccupation majeure du Groupe.

L'installation de Bayet (Allier, France) relève du régime des installations classées pour la protection de l'environnement et l'installation de Marchienne-au-Pont (Belgique) relève du régime du permis unique incluant un volet environnemental proche du régime des installations classées. Ces installations ne sont pas classées Seveso.

Les risques peuvent avoir pour origine, par exemple, des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, catastrophes naturelles, etc.). Les accidents industriels sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. Cette installation comporte des risques d'atteinte au milieu naturel et peut présenter des risques pour la santé des riverains, des collaborateurs ou des sous-traitants.

Le Groupe opère cette activité industrielle dans le cadre des réglementations applicables. Des mesures de contrôle et plans d'action ont été instaurés et mis en œuvre afin de prévenir et de remédier aux risques d'interruption d'activité ou d'accident. Ces risques sont, pour la plupart, couverts par des polices d'assurance. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes pour couvrir l'intégralité des dommages, les pertes de chiffre d'affaires, la responsabilité civile ou l'augmentation des dépenses.

Risques juridiques pesant sur les projets industriels

La construction de centrales est soumise à l'obtention de multiples autorisations administratives et nécessite notamment l'obtention d'autorisations d'exploitation et de permis de construire auprès de diverses autorités nationales et locales. En outre, ces décisions, une fois octroyées, font ou peuvent faire l'objet de recours. La Société ne peut garantir que les autorisations d'exploiter et les permis de construire, tous obtenus à la date du Document de Référence, seront définitivement validés par les juridictions compétentes s'ils font l'objet de recours en annulation. Leur annulation pourrait avoir pour effet d'empêcher la construction de centrales ou d'augmenter significativement le coût de leur construction ou de leur utilisation (nouveau dépôt des dossiers, mesures compensatoires additionnelles, etc.). En outre, si leur annulation intervenait à un moment où la Société avait déjà investi dans ce projet (notamment les frais de développement du projet), ces investissements pourraient ne pas être récupérés par la Société. La survenance de tels événements pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité (en particulier sur le volume ou le calendrier de développement de son portefeuille de capacité de production), sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives. Enfin, le calendrier du projet de CCGN de Landivisiau est assujéti au résultat de la procédure formelle lancée par la Commission européenne le 13 novembre 2015 pour déterminer si l'appel d'offres portant sur la centrale est conforme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat. Un résultat défavorable pourrait être de nature à impacter significativement le projet.

La Société est susceptible d'être impliquée dans un certain nombre de procédures de nature judiciaire, administrative ou arbitrale qui pourraient avoir un effet défavorable significatif sur les activités de la Société, sa réputation, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

Cf. supra « Risques relatifs aux autorisations ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités » et « Risques réglementaires et juridiques » à la Section 2.2 ci-dessus.

Risques liés aux retards de début d'exploitation des centrales de production

Le début d'exploitation des centrales de production (attendu au plus tôt fin 2019 concernant la centrale de Landivisiau) pourrait être retardé du fait notamment de retards dans le lancement ou pendant l'exécution de leurs constructions. Ces retards de construction pourraient notamment être liés à des difficultés pour obtenir les autorisations définitives nécessaires (y compris consécutivement aux recours engagés contre les autorisations et permis nécessaires), d'une défaillance du marché financier ou du marché de l'énergie, de défauts ou difficultés de construction, d'une défaillance d'un tiers (en particulier sous-traitant et prestataire de service) chargé de la construction ou de conditions météorologiques difficiles ou de difficultés dans le cadre de partenariats mis en place pour la construction et l'exploitation de ces projets.

Ces retards de construction pourraient également engendrer des dépassements de budget et des pertes de recettes. En particulier, en fonction de sa nature, un retard dans la mise en service du CCGN prévu à Landivisiau pourrait conduire à l'application de pénalités réduisant le montant de la prime de capacité initialement prévue. En outre, les retards dans le début d'exploitation de la centrale pourraient conduire la Société à devoir trouver des sources d'approvisionnement alternatives qui pourraient être plus coûteuses en fonction de l'évolution des prix de marché.

Risque relatif à l'évolution des prix des matières premières pour la fourniture de gaz à la filière CCGN

Les centrales à cycle combiné gaz de Bayet et de Marchienne-au-Pont sont exposées aux risques de fluctuation et de volatilité des prix de l'électricité, du gaz et du CO2 sur les marchés de gros (cf. paragraphe 2 ci-dessus) dans la mesure où elles ont décidé de ne pas souscrire de contrats long terme. En particulier, les centrales sont exposées aux risques de fluctuation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et les prix de marché du gaz naturel et du CO2 (*clean spark spread*) qui détermine leurs marges brutes. Le Groupe suit l'évolution de son exposition à ces risques et prend les décisions d'exploitation adéquates. Pour limiter son exposition, le Groupe a recours à des produits à terme et des produits dérivés.

Dans le cadre du développement de projets de CCGN, et notamment dans celui prévu à Landivisiau, la Société pourrait mettre en place des contrats d'approvisionnement en matière première et d'enlèvement de la production, dits de « **Tolling** ». Par ce type de contrat, la Société s'engage à payer un prix de réservation fixe pendant une longue durée (vingt ans pour le cas de Landivisiau). En cas d'augmentation inattendue des prix des matières premières (gaz et CO2) ou de diminution des prix de l'électricité, les recettes issues de la transformation de gaz en électricité pourraient être inférieures à la prime de réservation dont la Société serait redevable. Les pertes économiques qui seraient ainsi causées pourraient être significatives, ce qui pourrait impacter la performance financière de la Société et ses coûts.

Risque économique des installations

Malgré la stratégie de développement des capacités de production de la Société avec l'objectif d'être un acteur de la transition énergétique, les projets actuels de développement de CCGN sont des projets économiques difficilement viables ou rentables (hors mécanisme de capacité) dans les conditions de marché actuelles, marquées par la faiblesse des marges captées par les actifs de production gaz. Toutefois, les incertitudes afférentes aux évolutions potentielles, et non encore connues, du dispositif encadrant le mécanisme de rémunération des opérateurs de centrale au titre de leurs capacités de production d'électricité disponibles (mécanisme dit de capacité), ont été levées par la Commission Européenne qui, à l'issue de la procédure formelle ouverte Européenne le 13 novembre 2015, a conclu sur la conformité du mécanisme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat. En revanche, les évolutions réglementaires, notamment fiscales (taxe carbone par exemple) et environnementales peuvent impacter la rentabilité de ces actifs.

Par ailleurs, d'autres acteurs mettent en place ou conduisent des activités similaires à celles de la Société. Dès lors, il ne peut être exclu que ces acteurs conduisent une stratégie similaire à celle de la Société dont il résulterait un risque accru de concurrence conduisant potentiellement à un risque de surcapacité de production.

5 Risques liés au développement de la Société

Risques liés aux acquisitions

La Société pourrait poursuivre une stratégie de croissance externe en fonction des opportunités du marché, y compris des opérations de taille significative, le cas échéant sur de nouvelles activités, et notamment à l'étranger. La Société pourrait toutefois ne pas être en mesure d'identifier les cibles appropriées, de réaliser ces opérations à des conditions satisfaisantes ou dans les délais prévus, de réussir à intégrer les entreprises acquises ou encore d'atteindre les objectifs escomptés dans les délais prévus. La Société pourrait ne pas être en mesure de disposer de la capacité financière lui permettant de mener à bien ou saisir certaines de ces opportunités. Enfin, la réalisation de telles opérations de croissance externe peut entraîner la mobilisation de ressources financières importantes et la Société ne peut garantir que ces éventuelles acquisitions se révéleront rentables.

Risques liés à l'internationalisation de l'activité

Le Groupe a pour ambition d'acquérir des parts de marchés à l'étranger et se développe actuellement en Belgique. L'expansion des activités du Groupe hors de France comporte des risques notamment liés à des contextes réglementaires, commerciaux et politiques différents de ceux qu'il connaît actuellement, aux changements inattendus ou aux défauts d'harmonisation en matière de réglementation applicable, particulièrement commerciale ou fiscale ou encore à des changements politiques ou économiques susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur l'activité du Groupe, ses perspectives de développement, sa situation financière et sa trésorerie.

La Société pourrait ne pas disposer des financements nécessaires au développement de son activité

Pour financer ses investissements, en particulier dans la production d'énergie, la Société envisage de mettre en place des financements de projet sans recours ou avec recours limité. Selon la nature des investissements et

l'existence de contrats à long terme de vente de la production d'électricité aux clients, la part de la dette pourrait être significative. La Société pourrait ne pas obtenir les financements nécessaires à ces investissements et, plus généralement, au développement de son activité. Dans une telle hypothèse, elle pourrait se retrouver dans l'incapacité de mettre en œuvre sa stratégie conformément aux objectifs de croissance qu'elle s'est fixée, de s'adapter aux évolutions de son marché et des conditions économiques, ou de faire face de façon effective à la concurrence. L'impossibilité d'obtenir les financements nécessaires au développement de l'activité pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

6 Autres risques

La Société pourrait être pénalisée par une conjoncture économique défavorable

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture. Tout ralentissement économique conduirait, outre à une aggravation du risque d'impayés, à une baisse de la consommation d'énergie chez les gros clients, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe.

La Société est exposée aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité

La consommation d'électricité et de gaz a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité et de gaz est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. En effet, des aléas climatiques importants (essentiellement en termes de températures) d'une année sur l'autre, voire selon les saisons, provoquent des variations de la demande énergétique avec des niveaux de demande plus élevés lors des années connaissant des écarts de température significatifs. Les résultats du Groupe sont donc soumis au caractère saisonnier de la demande en gaz et électricité et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques s'écartant de la normale.

La Société est exposée au risque de défaillance de ses sous-traitants et de ses prestataires de services

La Société a décidé de sous-traiter certaines fonctions support, notamment une part importante de la gestion de sa relation client et de recouvrement, et utilise également un certain nombre de prestataires pour ses développements. Si de façon à se concentrer sur son cœur de métier. En contrepartie d'une flexibilité et d'une réactivité accrues, la Société prend donc le risque d'un moindre contrôle sur certaines fonctions de l'entreprise prises en charge par des tiers. La défaillance de ces partenaires et sous-traitants pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, les résultats, la trésorerie et la situation financière de la Société.

La Société est exposée au risque de défaillance de ses processus opérationnels

Le Groupe est exposé à des risques opérationnels, comme la fraude, l'erreur d'exécution et la défaillance de processus qui sont inhérents à l'activité du Groupe et qui peuvent être d'origine humaine, organisationnelle, matérielle, naturelle, ou être le fait d'autres événements internes ou externes du Groupe. Ces risques opérationnels pourraient se matérialiser de diverses manières et principalement : interruptions ou dysfonctionnements des systèmes d'information utilisés par le Groupe ; erreurs, fraudes ou malveillances des salariés, assurés ou intermédiaires ; non-respect des réglementations internes et externes...

Bien que le Groupe s'efforce de gérer au mieux l'ensemble de ces risques opérationnels pour en limiter les impacts éventuels, en s'appuyant notamment sur une cartographie précise de ses principaux risques, ceux-ci sont susceptibles d'entraîner une dégradation de la liquidité, une interruption de l'activité, des sanctions de nature réglementaire, une atteinte à la réputation de la Société et pourraient avoir ainsi un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

La Société est exposée à un risque de défaillance de ses systèmes informatiques

Dans le cadre de son activité, la Société utilise de nombreux outils informatiques et systèmes d'information et gère plusieurs bases de données importantes, concernant notamment ses clients, leur facturation, et aussi la gestion des approvisionnements (nominations sur les réseaux de transports, système de gestion des transactions, etc.).

Bien que la Société dispose, d'une part, de systèmes de sauvegarde informatique relatifs à l'ensemble des bases de données et, d'autre part, de plans de secours de ses activités incluant les systèmes informatiques prioritaires, elle ne peut garantir que ces systèmes d'information et ces bases de données ne seront pas détruits ou endommagés pour une raison quelconque. En cas de sinistre affectant ces systèmes d'information et ces bases de données, l'activité de la Société pourrait s'en trouver perturbée, ce qui pourrait à terme avoir une incidence négative sur son activité, sa situation financière ou ses résultats.

La Société peut également faire l'objet d'attaques ciblées de ses réseaux informatiques. Les techniques utilisées pour pirater, interrompre, dégrader la qualité ou saboter les systèmes informatiques sont en évolution constante, et il est souvent impossible de les identifier avant le lancement d'une attaque. La Société pourrait donc ne pas être en mesure de se prémunir contre de telles techniques de piratage ou de mettre en place rapidement un système de réponse approprié et efficace. Elle pourrait devoir faire face à des interruptions d'activité, des pertes ou dommages à ces bases de données, des détournements d'informations confidentielles dont elle pourrait être tenue pour responsable, notamment dans le cadre de contentieux, ou qui pourraient porter atteinte à sa réputation de sérieux et à son image.

Risque d'image

La Société attache une attention particulière à la qualité et au suivi de ses relations afin de pouvoir attirer et fidéliser les clients et les contreparties. Toutefois, son image pourrait être affectée par des événements qui seraient imputables ou attribuables aux agissements et comportements de tiers que la Société ne maîtrise pas. La réputation de la Société peut également être entachée à la suite d'un comportement inapproprié d'un employé ou d'un autre intervenant sur le marché. Toute modification de la qualité des prestations et services offerts ou perception par les consommateurs ou autres clients d'une telle modification, notamment si elle faisait l'objet d'une couverture médiatique importante pourrait nuire à la réputation de la Société. Enfin, l'intensité des procédures de recouvrement mises en place par la Société est également, sur un marché de masse, de nature à affecter son image et sa réputation.

L'altération de l'image et la réputation de la Société est de nature à affecter sa capacité à conserver la confiance de ses clients ou à en attirer de nouveaux et aussi affecter son activité, sa trésorerie, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

La Société dépend de dirigeants et de cadres-clés qu'elle pourrait ne pas réussir à retenir

Le succès continu de la Société dépendra dans une large mesure des efforts et des compétences de certains de ses dirigeants et cadres-clés. En outre, du fait de la taille réduite des effectifs, chaque fonction clé de l'entreprise est exercée par un nombre restreint de personnes, ce qui rend la Société plus sensible à tout départ. Le départ de tout dirigeant ou cadre-clé pourrait entraîner des pertes de savoir-faire et la fragilisation de certaines activités, d'autant plus forte en cas de transfert à la concurrence, ou des carences en termes de compétences techniques pouvant ralentir l'activité et pouvant altérer, à terme, la capacité de la Société à atteindre ses objectifs, et avoir des conséquences défavorables significatives sur l'activité, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

La Société pourrait être exposée à un surcoût des charges salariales en fonction des conventions collectives applicables et de sa croissance

La convention collective appliquée par la Société est actuellement celle du négoce et distribution des combustibles solides, liquides, gazeux et produits pétroliers, principe confirmé par la loi dite NOME de décembre 2010. La décision éventuelle d'appliquer une autre convention collective à l'avenir pourrait générer un surcoût des charges salariales.

En outre, en fonction de la croissance de l'entreprise, il pourrait devenir nécessaire d'augmenter significativement les effectifs, même en conservant la politique actuelle de recours ciblé à l'externalisation. Une telle croissance pourrait avoir des conséquences sur la flexibilité de l'entreprise, son adaptabilité, sur le montant de ses charges sociales et sur son organisation. Cela pourrait avoir ainsi un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

La modification des normes comptables internationales ou de leur interprétation

Les comptes consolidés de la Société sont établis conformément aux normes internationales telles qu'adoptées par l'Union européenne. Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les IAS (*International Accounting Standards*) ainsi que leurs interprétations.

Des projets d'évolution de ces normes ou de leur interprétation par l'IASB (régulateur comptable international) peuvent être à l'étude. La Société ne peut exclure que certaines de ces modifications pourraient avoir un impact significatif sur les comptes des sociétés présentes sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz et donc sur ses propres comptes.

9.4. AUTRES INFORMATIONS

Informations sociales et environnementales

L'effectif total du Groupe au 31 décembre 2016 est de 415 salariés contre 355 salariés en 2015 (hors stagiaires). En 2016, 35 salariés ont rejoint les effectifs de la société Direct Energie en CDI et 27 salariés en CDI ont quitté la Société. Le taux de turnover³ de la Société était en 2016 de 20,3% contre 26% en 2015. La baisse du turnover s'explique notamment par une volonté de la Société de mettre en œuvre une politique de rémunération attractive et claire et de faciliter les mobilités internes afin de retenir les profils clés de l'entreprise. Les charges de personnel sont par ailleurs détaillées à la note 6 aux comptes annuels consolidés.

En 2016, les taux de fréquence et de gravité des accidents du travail (AT)⁴ au sein de la société Direct Energie étaient respectivement de 10,4 et 1 et de 21,5 et 0,04 pour la centrale de Bayet (filiale 3CB).

Par ailleurs, le bilan carbone de la société Direct Energie fait apparaître une consommation sur l'exercice 2016 de 2 820 tonnes équivalent CO₂. La centrale de Bayet enregistrait en 2016 une consommation de gaz naturel de 2,8 TWh PCS ainsi qu'un rejet de gaz à effet de serre d'environ 505 000 tonnes de CO₂. Ces émissions de CO₂ sont vérifiées par un auditeur externe dans le cadre du système européen d'échange de quotas.

Les informations matérielles (sociales, environnementales et sociétales) de la société Direct Energie et de sa filiale 3CB, qui exploite la centrale de Bayet, font par ailleurs l'objet d'un chapitre dédié inclus dans le Document de Référence de la Société. Les informations de ce chapitre font l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Contrôle interne

Conformément à la réglementation, le système de contrôle interne, les procédures de contrôle interne et les risques afférents à l'activité du Groupe sont présentés dans le cadre d'un rapport du Président du Conseil d'administration dédié à ces questions qui sera inclus dans le Document de Référence de la Société.

³ *Taux de turnover = Nb d'entrées + sorties en CDI / Nb de salariés ETP*
Les CDD, alternants et stagiaires n'étant pas pris en compte pour le calcul

⁴ *Taux de fréquence = Nb AT x 10⁶ / Nb d'heures travaillées*
Taux de gravité = Nb AT x 10³ / Nb d'heures travaillées

Résolutions soumises à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 30 mai 2017

Le Conseil d'administration soumettra au vote de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de la Société convoquée le 30 mai 2017 des résolutions ordinaires et extraordinaires (incluant notamment le renouvellement de résolution permettant d'augmenter ou de réduire le capital).

Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale des actionnaires du 9 juin 2016

A l'exception du programme de rachat d'actions propres, le tableau ci-après rend compte, pour l'exercice 2016, de l'ensemble des autorisations en cours de validité données au Conseil d'administration par l'assemblée générale du 9 juin 2016, y compris les délégations accordées en matière d'augmentation de capital requises par l'article L. 225-100 du Code de commerce.

Délégations accordées par l'Assemblée générale du 9 juin 2016	Durée de validité ⁽¹⁾	Montant nominal maximum (en euros)	Utilisation faite de la délégation au cours de l'exercice	Solde (en euros)
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute filiale et/ou de toute autre société, avec maintien du droit préférentiel de souscription (18 ^{ème} résolution).	26 mois	2,3 millions ⁽²⁾	-	2,3 millions ⁽²⁾
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute filiale et/ou de toute autre société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, dans le cadre d'une offre au public (19 ^{ème} résolution).	26 mois	2,3 millions (2)	-	2,3 millions (2)
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute filiale et/ou de toute autre société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par placement privé visé au II de	26 mois	2,3 millions (2)	-	2,3 millions (2)

l'article L.411-2 du Code monétaire et financier (20 ^{ème} résolution)				
Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en rémunération de titres apportés à la Société dans le cadre d'une offre publique d'échange initiée par la Société sur les titres d'une autre société (22 ^{ème} résolution)	26 mois	2,3 millions (2)	-	2,3 millions (2)
Délégation de pouvoir au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en rémunération d'apports en nature à la Société (23 ^{ème} résolution)	26 mois	2,3 millions (2)	-	2,3 millions (2)
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres (27 ^{ème} résolution)	26 mois	2,3 millions	-	2,3 millions
Autorisations accordées par l'Assemblée générale du 9 juin 2016				
Autorisation au Conseil d'administration en vue d'augmenter le montant de l'émission initiale, en cas d'émissions de titres avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription, décidées en application des 18 à 20 ^{ème} , résolutions (21 ^{ème} résolution)	26 mois	Limite prévue par la réglementation applicable (à ce jour, 15% de l'émission initiale) (2)	-	Limite prévue par la réglementation applicable (à ce jour, 15% de l'émission initiale) (2)
Autorisation au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission	26 mois	3% du capital social	-	3% du capital social

d'actions ordinaires réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise ou d'un plan d'épargne de groupe avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces salariés (25 ^{ème} résolution)				
Autorisation au Conseil d'administration à l'effet de réduire le capital social par voie d'annulation d'actions propres (26 ^{ème} résolution)	24 mois	10% du capital social	-	10% du capital social
Autorisation à conférer au Conseil d'administration à l'effet de consentir des options de souscription d'actions avec suppression du droit préférentiel de souscription en faveur des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux de la Société ou de ses filiales (28 ^{ème} résolution)	38 mois	3% du capital social	360 000 soit 1% du capital social	2% du capital social
Autorisation à conférer au Conseil d'administration à l'effet d'attribuer gratuitement des actions existantes ou à émettre, sans droit préférentiel de souscription, en faveur des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société ou de ses filiales (29 ^{ème} résolution)	38 mois	3% du capital social		3% du capital social

(1) La période de validité des délégations commence à la date de l'assemblée générale du 9 juin 2016.

(2) Ces montants ne sont pas cumulatifs. Le plafond cumulé maximum des augmentations de capital susceptibles de résulter des dix-huitième à vingt-troisième résolutions qui ont été autorisées par l'assemblée générale du 9 juin 2016 en valeur nominale est fixé à 2,3 millions d'euros (cf. 24^{ème} résolution de l'assemblée générale en date du 9 juin 2016).

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	61
ETAT DU RESULTAT GLOBAL	62
ETAT DE SITUATION FINANCIERE	63
ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	64
TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE	65
INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE DIRECT ENERGIE	66
NOTE 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	66
NOTE 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	83
NOTE 3. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE	86
NOTE 4. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	88
NOTE 5. COUTS DES VENTES	88
NOTE 6. CHARGES DE PERSONNEL	89
NOTE 7. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS	90
NOTE 8. PRODUITS ET CHARGES LIES AUX VARIATIONS DE PERIMETRE	90
NOTE 9. RESULTAT FINANCIER	91
NOTE 10. IMPÔTS	92
NOTE 11. RESULTAT PAR ACTION	95
NOTE 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	96
NOTE 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES	98
NOTE 14. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES	100
NOTE 15. STOCKS	101
NOTE 16. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	102
NOTE 17. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS	103
NOTE 18. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	104
NOTE 19. CAPITAUX PROPRES	104
NOTE 20. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS	106
NOTE 21. PROVISIONS	108
NOTE 22. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT	110
NOTE 23. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	111
NOTE 24. AUTRES PASSIFS COURANTS ET NON COURANTS	111

<u>NOTE 25. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS</u>	111
<u>NOTE 26. INFORMATIONS SECTORIELLES</u>	123
<u>NOTE 27. ENGAGEMENTS HORS BILAN</u>	124
<u>NOTE 28. PARTIES LIEES</u>	126
<u>NOTE 29. REMUNERATION DES DIRIGEANTS</u>	127
<u>NOTE 30. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES</u>	127
<u>NOTE 31. EVENEMENTS POST CLOTURE</u>	127
<u>NOTE 32. PERIMETRE DE CONSOLIDATION</u>	128

COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/2016	31/12/2015
Produits des activités ordinaires	4	1 692 429	1 016 535
Coûts des ventes	5	(1 458 660)	(868 083)
Marge brute		233 769	148 452
Charges de personnel	6	(34 583)	(26 391)
Autres produits et charges opérationnels	7	(83 242)	(65 588)
Amortissements		(29 186)	(22 507)
Résultat Opérationnel Courant		86 758	33 965
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés		21 394	(11 636)
Energie à caractère opérationnel			
Cessions d'actifs non courants	12-13	(2 453)	(5 929)
Pertes de valeur sur actifs non courants		(112)	(550)
Produits et charges liés aux variations de périmètre		(628)	(120)
Résultat Opérationnel		104 959	15 731
Coût de l'endettement financier net		(10 819)	(3 743)
Autres produits et charges financiers		(389)	65
Résultat financier	9	(11 208)	(3 678)
Impôt sur les sociétés	10	29 454	17 010
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	14	352	(62)
Résultat net des activités poursuivies		123 557	29 001
Résultat net des activités abandonnées		-	(1 754)
Résultat Net		123 557	27 247
dont Résultat net part du Groupe		123 557	27 247
dont Résultat net part des minoritaires		-	-
Résultat par action (en euros)	11	3,01	0,67
Résultat dilué par action (en euros)	11	2,85	0,64
Résultat par action des activités poursuivies (en euros)	11	3,01	0,71
Résultat dilué par action des activités poursuivies (en euros)	11	2,85	0,68
Résultat par action des activités abandonnées (en euros)	11	-	(0,04)
Résultat dilué par action des activités abandonnées (en euros)	11	-	(0,04)

ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	31/12/2016			31/12/2015		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
Résultat net	123 557	123 557	-	27 247	27 247	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	130 768	130 768	-	(88 392)	(88 392)	-
<i>Impact impôts différés</i>	(7 157)	(7 157)	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	-	-	-	527	527	-
Total éléments recyclables	123 611	123 611	-	(87 864)	(87 864)	-
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Total éléments non recyclables	-	-	-	-	-	-
Résultat Global	247 168	247 168	-	(60 617)	(60 617)	-

ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations incorporelles	12	50 170	40 949
Immobilisations corporelles	13	76 217	47 661
Participations dans les entreprises associées	14	1 434	902
Instruments financiers dérivés non courants	25	19 334	8 494
Autres actifs financiers non courants	25	1 342	1 458
Autres actifs non courants	17	8 210	5 279
Impôts différés actifs	10	66 467	40 780
Actifs non courants		223 173	145 522
Stocks	15	38 458	36 245
Clients et comptes rattachés	16	413 279	220 596
Instruments financiers dérivés courants	25	137 084	35 843
Autres actifs financiers courants	25	18 364	70 688
Autres actifs courants	17	30 263	69 500
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18	368 867	35 230
Actifs courants		1 006 314	468 102
TOTAL ACTIF		1 229 487	613 624
Capital et primes		15 307	9 003
Réserves consolidées et résultat		188 769	71 717
Actions propres		(207)	(88)
Autres éléments du résultat global		13 630	(109 981)
Capitaux propres - part du groupe		217 499	(29 350)
Participations ne donnant pas le contrôle		-	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES	19	217 499	(29 350)
Provisions non courantes	21	37 658	5 051
Instruments financiers dérivés non courants	25	17 311	81 354
Autres passifs financiers non courants	25	182 843	114 829
Autres passifs non courants	24	4 759	2 164
Impôts différés passifs	10	13 065	21 130
Passifs non courants		255 637	224 528
Provisions courantes	21	14 169	6 776
Fournisseurs et comptes rattachés	23	242 602	187 818
Instruments financiers dérivés courants	25	103 925	83 851
Autres passifs financiers courants	25	145 689	69 113
Autres passifs courants	24	249 966	70 887
Passifs courants		756 351	418 446
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		1 229 487	613 624

ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Note	Capital	Primes	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Autres éléments du résultat global		Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
						Variations de juste valeur*	Autres			
<i>En milliers d'euros</i>										
Capitaux propres au 31/12/2014 historiques		4 079	4 923	48 534	(101)	(21 590)	(527)	35 319	-	35 319
Impacts IFRIC 21		-	-	704	-	-	-	704	-	704
Capitaux propres au 01/01/2015 retraités		4 079	4 923	49 238	(101)	(21 590)	(527)	36 022	-	36 022
Résultat net		-	-	27 247	-	-	-	27 247	-	27 247
Autres éléments du résultat global		-	-	-	-	(88 392)	527	(87 864)	-	(87 864)
Résultat global		-	-	27 247	-	(88 392)	527	(60 617)	-	(60 617)
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Options		-	-	1 351	-	-	-	1 351	-	1 351
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	13	-	-	13	-	13
Dividendes versés		-	-	(6 119)	-	-	-	(6 119)	-	(6 119)
Capitaux propres au 31/12/2015		4 079	4 923	71 717	(88)	(109 981)	0	(29 350)	-	(29 350)
Résultat net		-	-	123 557	-	-	-	123 557	-	123 557
Autres éléments du résultat global	19	-	-	-	-	123 611	-	123 611	-	123 611
Résultat global		-	-	123 557	-	123 611	-	247 168	-	247 168
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exercice d'options		71	6 234	-	-	-	-	6 304	-	6 304
Options	20	-	-	1 738	-	-	-	1 738	-	1 738
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	(119)	-	-	(119)	-	(119)
Dividendes versés		-	-	(8 242)	-	-	-	(8 242)	-	(8 242)
Capitaux propres au 31/12/2016		4 150	11 157	188 769	(207)	13 630	0	217 499	-	217 499

* Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture, qui, au 31 décembre 2016 correspondent exclusivement à des achats et ventes d'énergie qualifiés de couverture au sens d'IAS 39, sont comptabilisées nettes d'impôts en autres éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace.

TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Résultat Net Consolidé	123 557	27 247
Charges / Produits d'impôts	(29 454)	(17 010)
Résultat financier	11 208	3 678
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	105 311	13 915
Amortissements	29 186	22 507
Pertes de valeurs	112	550
Provisions et dépréciations	31 926	6 212
Effets de périmètre et autres résultats de cession	0	234
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1 738	1 351
Variation de juste valeur des instruments financiers	(25 280)	8 658
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	2 138	7 465
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(352)	62
Éléments sans effets sur la trésorerie	39 468	47 040
Impôts sur le résultat payés	(10 636)	-
Variation du besoin en fonds de roulement	84 873	(79 755)
Flux de trésorerie nets issus des activités opérationnelles	219 016	(18 800)
Acquisitions d'immobilisations	(33 770)	(25 749)
Cessions d'immobilisations	-	3
Variation des dépôts et cautionnements	184 812	(55 511)
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	(10)	-
Acquisition de titres disponibles à la vente	0	(26)
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	(35 453)	(43 934)
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	-	3 672
Variation d'actifs financiers	-	27 871
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	2 154	3 803
Flux de trésorerie nets issus des activités d'investissement	117 733	(89 872)
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	6 304	-
Actions propres	(119)	13
Produits de l'émission d'emprunts	185 541	120 876
Remboursement d'emprunts	(177 117)	(840)
Intérêts financiers versés	(11 173)	(5 220)
Intérêts financiers reçus	901	647
Dividendes versés	(8 242)	(6 119)
Flux de trésorerie nets issus des activités de financement	(3 904)	109 357
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	332 844	685
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	31 993	31 308
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	364 837	31 993

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE DIRECT ENERGIE

Direct Energie (la Société) est une société anonyme de droit français, enregistrée en France. Le siège du Groupe est domicilié au 2bis rue Louis Armand à Paris 75015, France et ses titres sont cotés sur le marché réglementé Euronext Paris.

Direct Energie couvre tous les métiers de la chaîne de valeur de l'énergie, intervenant de la production à la fourniture d'électricité et de gaz naturel, garantissant ainsi un développement équilibré et pérenne du Groupe. Direct Energie est le premier fournisseur alternatif multi-énergie en France.

Les comptes consolidés de Direct Energie et de ses filiales (le Groupe) sont présentés en euros arrondis au millier le plus proche, sauf indication contraire.

Le Conseil d'Administration a arrêté et autorisé la publication des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2016 en date du 13 mars 2017.

Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

1.1 Déclaration de conformité

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers du groupe Direct Energie au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2016. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les normes et interprétations du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'union Européenne sont disponibles sur le site : http://ec.europa.eu/finance/company-reporting/standards-interpretations/index_fr.htm

A l'exception des changements mentionnés ci-après, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2015.

Les informations comparatives 2015 ont été établies selon le même référentiel.

1.2 Evolution du référentiel comptable

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2016 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2015, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe.

1.2.1 Amendements d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2016

Les amendements suivants, adoptés par l'Union Européenne, sont devenus d'application obligatoire à compter du 1^{er} Janvier 2016 :

- Les amendements à IAS 19 « Régime à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans une entreprise commune » ;
- Les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissement acceptables »
- Les amendements à IAS 1 « Initiative Informations à fournir »
- Les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Exemption de consolidation applicable aux entités d'investissement »
- Améliorations annuelles des IFRS Cycle 2010 – 2012
- Améliorations annuelles des IFRS Cycle 2012 - 2014

Le Groupe n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés au 31 décembre 2016 du fait de la mise en œuvre de ces amendements.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union Européenne dont l'application n'est pas obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2016 et non appliqués par anticipation par le Groupe

- La norme IFRS 15 « Produits provenant des contrats avec les clients »

La norme IFRS 15, adoptée par l'Union Européenne le 29 octobre 2016, et les amendements associés sont applicables à partir du 1^{er} janvier 2018. Le Groupe mène actuellement une analyse des impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme et a identifié à ce jour le principal sujet décrit ci-après pouvant avoir une incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

Des groupes de travail ont notamment été mis en place au cours du deuxième semestre 2016 concernant la comptabilisation des produits relatifs à la prestation d'acheminement d'électricité et de gaz, qui sont actuellement, en application de la norme IAS 18, inclus dans le chiffre d'affaires du groupe.

La norme IFRS 15 introduit des critères supplémentaires relatifs à la comptabilisation d'un chiffre d'affaires qui pourraient conduire à ne comptabiliser en chiffre d'affaires que la vente d'énergie.

Parmi les autres sujets en cours d'analyse figurent notamment la comptabilisation du produit de certaines taxes relatives à l'activité de fourniture d'énergie et du chiffre d'affaires des clients en situation d'impayés.

Le Groupe prévoit de poursuivre au cours de l'année 2017 l'ensemble des travaux d'analyse.

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;

L'impact potentiel de cette norme sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

1.2.3 Textes non adoptés par l'Union Européenne et non appliqués par anticipation par le Groupe

- La norme IFRS 16 « Contrats de locations »
- La norme IFRS 14 « Comptes de report réglementaires »
- Les amendements à IFRS 10 et IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise »
- Les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes »
- Les amendements à IAS 7 « Initiative concernant les informations à fournir »
- Les amendements à IFRS 15 « Clarification d'IFRS 15 »
- Les amendements à IFRS 2 « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions »
- Les amendements à IAS 40 « Transferts des immeubles de placement »
- L'interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »
- Améliorations annuelles des IFRS Cycle 2014 - 2016

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

1.3 Utilisation d'estimations et de jugements

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes à la date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les hypothèses au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont principalement les suivantes :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises (cf note 1.4.2) ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés (cf note 1.4.3.4) ;

- l'évaluation des provisions (cf note 1.4.12) ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur (cf note 1.4.13) ;
- la valorisation des instruments financiers (cf note 1.4.6.3) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (cf note 1.3.6).

Toute modification d'hypothèses dans ces domaines pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

1.3.1 Juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises

Les principales hypothèses et estimations retenues pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation appliqués.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations de la direction du Groupe.

1.3.2 Ecarts d'acquisition et autres actifs immobilisés

Des hypothèses et estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des écarts d'acquisition et des autres actifs immobilisés, en particulier concernant les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs et les taux d'actualisation appliqués. Compte tenu de la sensibilité des tests de dépréciations effectués sur les écarts d'acquisition et les autres actifs immobilisés aux hypothèses macro-économiques et sectorielles, notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, la modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur éventuellement comptabilisées.

Le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

1.3.3 Provisions

Les paramètres utilisés pour la détermination des montants des provisions sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.3.4 Chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée non relevée non facturée

Le Groupe reconnaît à la clôture une quote-part de chiffre d'affaires relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, tel qu'indiqué en note 1.4.7 « Clients et comptes rattachés ». Pour la détermination des quantités d'énergie livrée, le Groupe est amené à estimer, pour les clients dits profilés, ces quantités dans la mesure où les relèves réelles des compteurs de ces clients n'interviennent que deux fois par an. A la réception des relèves, le Groupe ajuste la facturation de chaque client soit une fois par an pour les clients annualisés (1 seule facture par an), soit à chaque relève pour les clients en facturation périodique. L'estimation de la consommation des clients entre chaque relève est effectuée à l'aide de systèmes d'information spécifiques développés par le Groupe. Ces systèmes d'information s'appuient notamment sur les estimations reçues des réseaux de transport et de

distribution, les profils de consommation des clients du Groupe et les informations exogènes comme les températures mesurées.

1.3.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrat d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

1.3.6 Déficit fiscal reportable activé

Des actifs d'impôt différés sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.4 Résumé des principales méthodes comptables

1.4.1 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception des actifs et passifs dont les normes IFRS requièrent la comptabilisation à la juste valeur.

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges opérationnelles » peut comprendre des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant qui sont détaillés le cas échéant.

1.4.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises intervenus depuis le 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés conformément aux dispositions de la méthode d'acquisition de la norme IFRS 3 révisée.

A la date d'acquisition, les actifs et passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise sont comptabilisés séparément de l'écart d'acquisition. Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle.

Selon l'option offerte par la norme IFRS 3 révisée, les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à leur juste valeur, soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

Concernant le traitement comptable des opérations d'acquisition ou de cession de participations ne donnant pas le contrôle dans des entités déjà contrôlées, le Groupe les comptabilise, conformément à IAS 27 amendée comme des transactions entre actionnaires directement en capitaux propres.

En cas de prise de contrôle par étape, le prix d'acquisition inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par le Groupe.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charge des périodes au cours desquelles ils sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui sont comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

1.4.3 Actifs immobilisés

1.4.3.1 Ecarts d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs repris identifiables de l'entité acquise. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat. Les justes valeurs des actifs et passifs repris identifiables et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de filiales sont présentés dans les actifs non courants au bilan. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.4.3.4. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les écarts d'acquisitions sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part de l'écart d'acquisition attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis et ne font pas l'objet de test de dépréciation distinct. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont comptabilisées dans la quote-part de résultat net des sociétés mise en équivalence.

1.4.3.2 Autres actifs incorporels

1.4.3.2.1 Frais de recherche et développement

Les frais de recherche et développement sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les dépenses de développement engagées sur la base d'un projet individuel sont comptabilisées en actif lorsque le Groupe peut démontrer :

- La faisabilité technique de l'immobilisation en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- Son intention d'achever cet actif et sa capacité à l'utiliser ou à la vendre ;
- Le fait que cet actif générera des avantages économiques futurs ;
- L'existence de ressources disponibles pour achever le développement de l'actif ; et

- Sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses engagées au titre du projet de développement.

Après leur comptabilisation initiale en qualité d'actif, les dépenses de développement sont évaluées en utilisant le modèle du coût, c'est-à-dire au coût diminué du cumul des amortissements et pertes de valeur. L'amortissement de l'actif commence lorsque le développement est achevé et que l'actif est prêt à être mis en service. Il est amorti linéairement sur la période au cours de laquelle sont attendus les avantages économiques liés au projet.

1.4.3.2.2 Coûts d'acquisition

Les coûts d'acquisition clients correspondent aux dépenses externes encourues par le Groupe et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente. Conformément aux principes définis par les paragraphes 9 à 17 de la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles », dès lors que le Groupe estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la société, ces dépenses sont enregistrées par « cohortes » mensuelles (ensemble identifiable de clients contrôlé par Direct Energie et entré dans son parc au cours d'un même mois) en immobilisations incorporelles et amorties à partir du moment où ces contrats sont actifs (date de bascule).

Les coûts d'acquisitions sont amortis linéairement sur leur durée d'utilisation estimée. Cette durée s'établit à 4 ans. Par ailleurs, le Groupe s'assure à chaque clôture que l'amortissement relatif à chaque cohorte mensuelle, comptabilisé sur la base de cette durée d'utilisation estimée, correspond bien au niveau d'attrition réel observé. Dans le cas contraire, un amortissement complémentaire est comptabilisé pour ramener la valeur résiduelle des coûts d'acquisition des cohortes concernées à leur niveau d'attrition réel.

1.4.3.2.3 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement composées de logiciels, de concessions et brevets et de droits similaires.

Les autres immobilisations incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition et sont amorties linéairement sur leur durée d'utilisation estimée. Cette durée s'établit entre 3 et 5 ans pour les autres immobilisations incorporelles à durée de vie finie.

1.4.3.3 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement constituées des biens de productions d'énergie, des terrains sur lesquels ils sont situés, et des installations techniques liées, ainsi que des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau.

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles », elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées. Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

A l'exclusion des terrains, les immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique. Les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principales catégories :

- | | |
|----------------------------|---------------------|
| - Constructions | Linéaire 5 à 40 ans |
| - Installations techniques | Linéaire 3 à 40 ans |

- Installations générales, aménagements divers	Linéaire 3 à 10 ans
- Matériel informatique	Linéaire 3 à 5 ans
- Mobilier de bureau	Linéaire 3 à 5 ans

1.4.3.4 Perte de valeur des actifs immobilisés

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », à chaque clôture, le Groupe apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des actifs immobilisés. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupe d'UGT, tels que définis en note 26, intégrant un écart d'acquisition ou des immobilisations incorporelles non amortissables.

Dans le cas où le montant recouvrable des éléments testés est inférieur à leur valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. Dans le cas d'UGT testées comprenant un écart d'acquisition, les pertes de valeurs reconnues sont imputées prioritairement sur les écarts d'acquisitions. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne la modification de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur des immobilisations incorporelles et corporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Les pertes de valeurs relatives à des écarts d'acquisition sont irréversibles.

La valeur recouvrable utilisée pour effectuer les tests de dépréciation correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie si celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale.

Les taux d'actualisation utilisés sont déterminés en fonction des spécificités des UGT faisant l'objet du test et les valeurs terminales sont cohérentes avec les données de marché disponibles.

1.4.4 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Chaque contrat de location fait l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location-financement ou bien d'un contrat de location simple.

1.4.4.1 Contrats de location-financement

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne répondent pas à la définition de contrat de location-financement sont classés en tant que contrat de location simple.

Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- Le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- Le total des paiements futurs actualisés rapportés à la juste valeur de l'actif financé ;

- L'existence d'une option de transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- L'existence d'une option d'achat favorable ;
- La nature spécifique de l'actif loué.

Lors de la comptabilisation initiale, au début de la période de location, les actifs utilisés dans le cadre de contrat de location-financement sont comptabilisés dans la catégorie d'immobilisation adéquate avec pour contrepartie une dette financière. L'immobilisation est inscrite pour la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat. Les immobilisations ainsi comptabilisées sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée des contrats de location correspondants.

1.4.4.2 Contrats de location simple

Les paiements réalisés au titre des contrats de location simples sont comptabilisés en charges sur une base linéaire jusqu'à l'échéance du contrat.

1.4.5 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré - premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour la réalisation de la vente.

Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût du stock.

1.4.5.1 Stock de gaz

Il correspond au gaz injecté dans des réservoirs souterrains, dans le cadre de l'activité de commercialisation de gaz auprès des clients finaux du Groupe et de production d'électricité à partir des centrales à gaz du Groupe. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat, y compris les coûts d'injection encourus

1.4.5.2 Stock de fournitures consommables

Sont enregistrés dans ces stocks :

- Le matériel d'exploitation nécessaire à la réalisation des programmes de maintenance des centrales à gaz du Groupe, valorisé selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- Les certificats relatifs au mécanisme d'obligations de capacité, (cf note 2.5) valorisés au coût moyen pondéré.

1.4.5.3 Quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES)

En l'absence de principes IFRS spécifiques relatifs au traitement comptable des quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES), le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants :

- Les quotas acquis à titre onéreux sur les marchés sont comptabilisés en stock à leur coût d'acquisition, ceux-ci étant utilisés dans le cadre du processus de production des centrales à gaz du Groupe ;

- En date de clôture, les quotas d'émission acquis et la provision constituée au titre de l'obligation de restitution correspondant aux émissions de l'exercice sont présentés en position nette dans l'état de situation financière. En cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, un passif est enregistré. Il est évalué en tenant compte des quotas acquis à terme et pour le solde de l'obligation, sur la base des prix de marché à la clôture.

1.4.5.4 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de principes IFRS relatifs à la comptabilisation des certificats d'économie d'Énergie (CEE), le Groupe a choisi d'appliquer les dispositions suivantes, tant pour les certificats d'économie dits « classiques » que pour les certificats d'économie dits « précaires » :

- Comptabilisation d'un stock de CEE valorisé au coût unitaire moyen pondéré d'achat lorsque les CEE détenus en date de clôture comptable sont supérieurs à l'obligation découlant des volumes d'énergie commercialisés auprès des clients finaux ;
- Enregistrement à l'inverse d'une provision si les volumes de CEE sont inférieurs à l'obligation cumulée du Groupe relative aux économies d'énergie. Cette provision est évaluée en tenant compte des CEE acquis à terme et pour le solde de l'obligation, sur la base des prix de marché à la clôture.

1.4.6 Actifs et passifs financiers

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés et évalués conformément aux normes IAS 32 et IAS 39.

1.4.6.1 Actifs financiers

Les actifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les prêts et créances au coût amorti y compris les clients et comptes rattachés ;
- les actifs financiers à la juste valeur par résultat ;
- la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et actifs courants.

1.4.6.1.1 Actifs financiers disponibles à la vente

Cette catégorie comprend principalement des titres de participation du Groupe dans des sociétés non consolidées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction. Après leur comptabilisation initiale, la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente est évaluée soit sur la base du cours de bourse pour les titres de sociétés cotées soit à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché. Les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût historique est jugée suffisamment significative et prolongée pour impliquer une éventuelle perte de valeur. Dans ce cas, une perte de valeur est comptabilisée dans le compte de résultat sur la ligne « pertes de valeur sur actifs non courants ».

1.4.6.1.2 Prêts et créances au coût amorti

La catégorie des prêts et créances au coût amorti comprend principalement des dépôts de garantie effectués par le Groupe dans le cadre de ses activités de marché, des prêts accordés à des sociétés non consolidées et les créances clients et comptes rattachés.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. Concernant les créances clients et comptes rattachés, leur juste valeur correspond dans la plupart des cas à leur valeur nominale. A chaque clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée en fonction du risque de non recouvrement.

1.4.6.1.3 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur par le biais du compte de résultat correspondent à des actifs détenus à des fins de transaction et des placements courts termes qui ne satisfont pas aux critères de classification en trésorerie et équivalent de trésorerie tels que décrits dans la note 1.4.8 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Ces actifs financiers répondent aux critères de qualification ou de désignation de la norme IAS 39.

Ces éléments sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. A chaque arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée sur la base de prix du marché pour les éléments négociés activement sur des marchés financiers. Concernant les autres éléments pour lesquels il n'existe pas de marché actif, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation (utilisation de transactions récentes dans des conditions de concurrence normale, référence à la valeur de marché actuelle d'autres instruments quasiment identiques, analyse des flux de trésorerie actualisés).

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Coût de l'endettement financier net ».

1.4.6.2 Passifs financiers

Les passifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les passifs financiers évalués au coût amorti comprenant les dettes financières et assimilées ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés ;
- la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et passifs courants en fonction des échéances de chaque passif. En particulier, les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois, les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture dont le sous-jacent est classé en courant et les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont classés dans les passifs financiers courants.

1.4.6.2.1 Passifs financiers évalués au coût amorti

Les dettes financières et les dettes d'exploitation sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti.

Elles sont initialement enregistrées à la juste valeur, diminuée des coûts de transaction directement imputables. Postérieurement à la comptabilisation initiale, les emprunts portant intérêts sont évalués au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts ainsi calculés sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier net ».

1.4.6.3 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer et réduire son exposition au risque de marché provenant des variations des prix des matières premières sur les marchés du gaz et de l'électricité.

1.4.6.3.1 Instruments exclus du champ d'application de la norme IAS 39

Les contrats d'achats ou de vente à terme et les options d'achats à terme d'électricité et de gaz utilisés par le Groupe entrent normalement dans le champ d'application de la norme IAS 39 et doivent suivre les règles de comptabilisation des instruments financiers dérivés.

Cependant, le Groupe conduit des analyses pour chaque contrat visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites « normales ». Cette analyse consiste notamment à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe dans le cadre de son exploitation.

Il convient aussi de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature, que le contrat n'a pas été négocié dans le cadre d'arbitrage de nature financière et qu'il n'est pas assimilable à une vente d'options.

Dès lors que ces contrats négociés dans le cadre d'activités dites « normales » respectent l'intégralité des conditions d'exclusion édictées par la norme IAS 39, ils sont considérés comme exclus du champ d'application de celle-ci.

1.4.6.3.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comprennent :

- des instruments financiers détenus à des fins de transaction, qui en tant que tels, sont comptabilisés en actifs ou passifs courants ou non courants au sein de l'état de situation financière (dérivés de trading),
- des instruments financiers dérivés d'énergie, conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels et non à des fins de trading, et ce notamment en couverture des programmes d'exploitation physique des centrales à gaz du Groupe, sans pour autant remplir l'ensemble des critères les rendant éligibles à la comptabilité de couverture ou sans pouvoir prétendre à l'exception prévue par IAS 39 « Instruments financiers » au titre des activités dites « normales » (dérivés Energie à caractère opérationnel)

Les variations de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management » pour les dérivés de trading et sous le résultat opérationnel courant, dans le poste « Variations de Juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel » pour les dérivés Energie à caractère opérationnel.

1.4.6.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Certains instruments financiers dérivés sont qualifiés de couverture intégrée liée à des transactions futures hautement probables (All in One Hedge). Il s'agit de contrats d'achat et de vente à terme, principalement d'électricité, venant historiquement en complément des volumes souscrits dans le cadre du mécanisme de

l'Arenh (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) prévu par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité), qui permettent d'optimiser le coût d'approvisionnement des clients finaux.

Les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisés dans l'état de situation financière en courant ou en non courant en fonction du classement des sous-jacent des contrats.

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisées nettes d'impôts en autres éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se réalisent, les gains ou pertes accumulées en capitaux propres sont reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert.

Une documentation adéquate est mise en place dès l'origine de la couverture, incluant l'identification de l'instrument de couverture, l'élément couvert, la nature du risque couvert ainsi que la manière dont le Groupe évaluera l'efficacité de la couverture. Afin d'évaluer l'efficacité des couvertures, des tests prospectifs et rétrospectifs sont réalisés à chaque clôture.

1.4.6.3.4 Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur.

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation. Les contrats dérivés de matière première sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés et de modèles de valorisation d'options pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède l'horizon des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes. Ces instruments sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur sauf dans les cas où les paramètres non observables ne sont pas significatifs, auquel cas ils sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques en fonction de la notation de crédit des contreparties.

1.4.7 Clients et comptes rattachés

Les créances clients et comptes rattachés comprennent les créances exigibles et les factures à établir relatives à l'énergie livrée non facturée à la clôture. Lors de leur comptabilisation initiale, les créances sont enregistrées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. Une dépréciation est constatée pour faire face au risque de non recouvrement lorsqu'il existe des éléments objectifs indiquant que le Groupe ne sera pas en mesure de recouvrer ces créances.

Les créances irrécouvrables sont constatées en perte en fin de procédure de recouvrement ou à réception d'un certificat d'irrécouvrabilité.

1.4.8 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à court termes convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par la norme IAS 7.

1.4.9 Capitaux propres

Les primes liées au capital correspondent aux primes d'émission diminuées des frais d'émission de titres. Seuls les coûts externes directement attribuables aux augmentations de capital constituent des frais d'émission de titres.

Les variations de juste valeur correspondent aux variations, nettes d'impôts, de juste valeur des actifs disponibles à la vente et de certains instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture, pour la part efficace de la couverture.

1.4.10 Actions propres

Les actions propres détenues par la société mère ou par les autres membres du groupe consolidé sont comptabilisées à l'acquisition en diminution des capitaux propres et les variations de valeur ne sont pas enregistrées jusqu'à leur date de cession. Lors de leur cession, les résultats nets de cession, déterminés par différence entre le coût d'acquisition et la juste valeur au jour de la cession, sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.4.11 Avantages du personnel

1.4.11.1 Paiements fondés sur des actions

Certains employés du Groupe, y compris les dirigeants, reçoivent une rémunération prenant la forme de transactions dont le paiement est indexé sur des actions. Conformément à la norme IFRS 2, ces rémunérations constituent des charges de personnel pour le Groupe, assimilables à des compléments de rémunération, et sont distinguées entre les transactions réglées en instruments de capitaux propres et celles assimilables à des transactions réglées en trésorerie.

La juste valeur de chacune de ces transactions est comptabilisée en charge sur la durée d'acquisition des droits avec en contrepartie les capitaux propres pour les transactions réglées en instruments de capitaux propres et la constitution d'une dette vis-à-vis du personnel pour les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie. Concernant les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie, la dette vis-à-vis du personnel est réévaluée à chaque date de clôture jusqu'à la date de règlement, toute variation de juste valeur étant comptabilisée en résultat.

Les options de souscription d'actions et les bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises octroyés sont évalués à leur juste valeur en utilisant un modèle de Black & Scholes. Ce modèle prend en compte les caractéristiques des plans, notamment le prix d'exercice, la durée prévue des options, la volatilité historique de l'action et le taux d'intérêt sans risque.

La juste valeur des plans d'attribution d'actions gratuites est déterminée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution.

1.4.11.2 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En termes d'avantages du personnel postérieurs à l'emploi, le Groupe est principalement soumis au versement d'indemnités de fin de carrière déterminées sur la base des conventions collectives en vigueur au sein des différentes entités du Groupe. Ces indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestation définie. Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les avantages postérieurs à l'emploi sont celles édictées par la norme IAS 19.

La valorisation du montant de ces indemnités est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel, de projection de salaires qui tiennent compte des facteurs propres au Groupe ainsi que de facteurs macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, etc.).

En l'absence d'actif de couverture visant à financer ces régimes, les montants ainsi déterminés sont comptabilisés au passif en provisions. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions constituées sont comptabilisées en résultat financier.

Le Groupe comptabilise les écarts actuariels résultant de changements d'hypothèses et les ajustements liés à l'expérience directement en autres éléments du résultat global.

1.4.12 Provisions hors avantages au personnel

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressource sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Les principales provisions du Groupe hors avantages au personnel concernent les litiges, les contrats onéreux, les provisions liées aux obligations environnementales et les provisions associées aux obligations de démantèlement.

- Les provisions liées aux obligations environnementales sont relatives à la couverture des obligations nettes du Groupe en matière de droits d'émission de gaz à effet de serre (GES) et de certificats d'économie d'énergie (CEE).
- Dès lors que le Groupe fait face à une obligation de démantèlement ou de restauration d'un site, il comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de ce site. Celle-ci a pour contrepartie un actif de démantèlement inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement ou de la reconstitution, ou encore du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant.

Ces provisions sont estimées en application de la norme IAS 37 en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont comptabilisées en charge de l'exercice en résultat financier.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite de la sortie de ressource qui sera nécessaire, il existe un passif qui ne peut être comptabilisé (passif éventuel). Ce passif éventuel est alors indiqué en annexe.

1.4.13 Produits des activités ordinaires

Le chiffre d'affaires hors Energy Management est constitué essentiellement des produits issus de la vente d'électricité et de gaz, des redevances de transport et de distribution liées, des frais de collecte de certaines taxes et de prestations de services.

Le Groupe reconnaît un produit lorsque :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir d'estimations de prix de vente et de données statistiques propres au Groupe se basant notamment sur les profils de consommation des clients du Groupe, d'informations extérieures, telles que les températures mesurées, et des données relatives au volume d'énergie affecté au Groupe par le gestionnaire de réseau.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Marge sur l'activité d'Energy Management. Cette marge correspond :

- au résultat réalisé et latent sur les achats et ventes d'énergie, non qualifiés d' « activité normale » ou de couverture au sens de la norme IAS 39 et ne rentrant pas dans la catégorie des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, qui sont réalisés lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.
- au résultat réalisé sur les couvertures mises en place au titre des programmes d'exploitation physique des centrales à gaz du Groupe.

1.4.14 Impôts

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments enregistrés directement en capitaux propres.

Conformément à la norme IAS 12, l'impôt exigible de l'exercice et des exercices précédents est comptabilisé en tant que passif dans la mesure où il n'est pas payé. Si le montant déjà payé au titre de l'exercice et des exercices précédents excède le montant dû pour ces exercices, l'excédent est comptabilisé en tant qu'actif. Le montant de l'impôt dû au titre de l'exercice est déterminé en utilisant le taux adopté à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Les actifs et passifs d'impôts différés sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

1.4.15 Résultat opérationnel courant

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe permettant de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, sont inhabituels ou non récurrents. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux variations de juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, aux cessions d'actifs non courants, aux pertes de valeurs sur les actifs non courants et aux produits et charges liés aux variations de périmètre.

1.4.16 Résultat par action

Le résultat net par action de base est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période multiplié par un facteur de pondération en fonction du temps.

Pour le calcul du résultat dilué par action, ce nombre est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions, etc.). Les actions potentielles antidilutives, c'est-à-dire dont la conversion en actions ordinaires aurait pour effet d'augmenter le résultat par action ou de diminuer la perte par action, ne sont pas prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Note 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

2.1 Extension du contrat de prestation de services ErDF

Au cours du deuxième trimestre 2016, le Groupe et ErDF (désormais dénommé ENEDIS) ont signé une prolongation d'un an du contrat de prestations de services qui avait pris fin le 30 septembre 2015. Cette extension, débutant rétroactivement au 1er octobre 2015, s'est traduite sur l'année 2016 par un produit de 29,3 M€.

2.2 Décision du Conseil d'Etat sur les TRV Electricité

Le Conseil d'Etat a annulé le 15 juin 2016 deux arrêtés tarifaires. L'arrêté du 28 juillet 2014, qui avait annulé l'augmentation des TRV bleus de 5% normalement prévue à compter du 1er août 2014, a été annulé au motif que le principe de sécurité juridique n'avait pas été respecté. Celui du 30 octobre 2014 a pour sa part été annulé au motif qu'il n'avait pas pris en compte les rattrapages tarifaires qui s'imposaient s'agissant des tarifs bleus résidentiels et verts, pour la période comprise entre le 1er novembre 2014 et le 31 juillet 2015.

Les arrêtés tarifaires rétroactifs ayant été publiés le 1er octobre 2016, un produit à recevoir a été reconnu à hauteur de 14,2 M€ dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2016. Celui-ci correspond à l'impact attendu des conséquences de la décision du conseil d'Etat sur le chiffre d'affaires du Groupe. L'émission des factures rétroactives correspondantes débutera au cours du premier semestre 2017.

2.3 Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF

En exécution de la décision du CoRDiS du 19 septembre 2014, qui a posé le principe selon lequel le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GRDF) tant pour l'avenir que pour le passé, et suite à une injonction par le CoRDiS en date du 20 janvier 2016 sommant GRDF d'exécuter sa décision de 2014, un accord contractuel a été formalisé entre les Parties au cours du premier semestre 2016, au titre duquel GRDF a remboursé fin mai 2016 à Direct Energie des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015, pour un montant de près de 10 M€. Par une décision du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris a pleinement confirmé cette décision du CoRDiS en matière d'impayés de part acheminement.

La cour d'appel a également jugé que le fournisseur devait être rémunéré pour les prestations réalisées pour le compte de GRDF permettant l'accès du client final aux réseaux de distribution. Suite à cette décision, outre le fait que GRDF devait verser à Direct Energie une rémunération à un prix fixé entre les Parties pour le passé (depuis la date de signature du contrat d'acheminement (2005)) – ce qui n'a pas été suivi d'effet –, GRDF a proposé à Direct Energie un avenant au CAD (Contrat d'Acheminement sur le réseau de Distribution) fixant une rémunération qui, selon Direct Energie, n'était pas « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF.

Aucun accord n'a été trouvé entre les Parties, et le Groupe n'a à ce titre encore reconnu aucun produit à recevoir dans ses comptes.

Le sujet a ainsi été renvoyé vers le CoRDiS, qui a demandé à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) une mesure d'instruction visant à déterminer quelle serait une rémunération « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF. La CRE a mandaté un consultant pour mener à bien cette étude auprès des fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution. L'instruction est toujours en cours et devrait donner lieu à une

consultation sous l'égide du régulateur au cours du premier semestre 2017, et à une décision du CoRDiS au cours de l'année 2017.

2.4 Décision du Conseil d'Etat relative au contentieux Engie/CRE

Le 13 juillet 2016 le Conseil d'Etat a rendu une décision suite à la demande d'Engie d'annuler pour excès de pouvoir la délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 26 juillet 2012 portant communication du contrat de prestations de services conclu entre Direct Energie et ERDF (devenue ENEDIS), relatif à la gestion de clients en contrat unique, ainsi que la délibération du 10 décembre 2014 rejetant le recours gracieux qu'elle avait présenté contre cette délibération.

Tout en estimant que le recours d'Engie était trop tardif pour prospérer, le Conseil d'Etat reconnaît que la délibération du 26 juillet 2012 était illicite au motif que celle-ci prévoyait que l'accord entre Direct Energie et ERDF était conclu de manière transitoire et prévoyait une rémunération limitée aux fournisseurs ayant un nombre de clients ayant souscrit un contrat unique en électricité ou en gaz inférieur à 1 750 000. Le Conseil d'Etat confirme ainsi in fine que ces deux limites du contrat entre ERDF et Direct Energie étaient contraires au principe imposant que les GRD ne doivent pas faire supporter aux fournisseurs les coûts générés par les prestations qu'ils rendent pour le compte du gestionnaire de réseau.

Cette décision confirme expressément le principe du versement par le gestionnaire de réseau de distribution à un fournisseur d'une rémunération au titre des frais de gestion des clients ayant conclu un contrat unique.

2.5 Mise en œuvre du mécanisme de capacité français

Suite à la décision de la Commission Européenne, rendue début novembre 2016 et ayant jugé compatible avec la réglementation européenne le marché de capacité proposé par la France, le mécanisme de capacité français est entré formellement en vigueur.

Celui-ci se traduit à compter du 1er janvier 2017 pour les fournisseurs d'électricité, par l'obligation de disposer de certificats de capacités à hauteur des besoins de leur parc client à la pointe de consommation, et pour les producteurs d'électricité, par l'obtention de certificats, cessibles sur le marché, à mesure de leur disponibilité effective.

La première enchère de capacité, qui s'est déroulée le 15 décembre 2016 a débouché sur un prix d'environ 10 000€/ MW. De nouvelles enchères interviendront en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

Le prix de la capacité fera l'objet d'une répercussion, conformément aux dispositions contractuelles, auprès des clients du Groupe, dès 2017.

2.6 Provision pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières

Dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement en gaz, le Groupe a conclu, en 2009, auprès des gestionnaires de réseaux de transport de gaz français (GRTgaz), belge (Fluxys) et hollandais (GTS) plusieurs contrats portant sur la réservation, à compter de fin 2011, de capacités d'importation de gaz via la Belgique, pour des durées s'étendant au maximum jusqu'en 2027. La finalité de ces contrats était de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz des activités du Groupe sur le long terme, conformément aux principes conditionnant l'obtention d'une autorisation de fourniture de gaz en France.

A partir de 2013, et alors que le contexte de marché avait démontré l'incapacité du système en vigueur à assurer la sécurité d'approvisionnement, se traduisant notamment par des souscriptions de capacité de stockage insuffisantes, les pouvoirs publics ont engagé des consultations visant à clarifier les obligations pesant sur les

fournisseurs en la matière, et les instruments mobilisables, avec pour but notamment de réformer les obligations de souscription de stockage.

A l'occasion de ces consultations, le Groupe a fait valoir sa position constante, selon laquelle devaient bien être pris en compte, dans la définition des obligations des fournisseurs en matière de sécurité d'approvisionnement, l'ensemble des instruments de modulation dont ils disposaient, et notamment les capacités d'importation de gaz en France. Cependant, dans l'attente de la finalisation de cette réforme et sans préjuger de son contenu final, les pouvoirs publics ont demandé au Groupe de souscrire des capacités de stockage annuelles indépendamment de ses capacités propres d'interconnexions gazières.

Le projet de réforme tel qu'arbitré par les pouvoirs publics suite à ces consultations, et qui a fait l'objet d'un examen par le Conseil d'Etat au cours du deuxième trimestre 2016, n'a pas retenu les propositions formulées par le Groupe qui visaient à une prise en compte explicite, et propre à chaque fournisseur, des capacités d'importation de Gaz dont il dispose, parmi les instruments mobilisables en matière de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, le Conseil d'Etat, appelé à statuer dans le contentieux initié en 2014 par Eni et Uprigaz a confirmé en avril 2016, que les pouvoirs publics étaient fondés, à imposer aux fournisseurs de gaz, de souscrire des capacités de stockage pour garantir la sécurité d'approvisionnement, sans considérer les capacités d'interconnexion propres à chaque fournisseur comme un instrument permettant de s'y soustraire, puisqu'il n'a renvoyé sur ce sujet, à la Cour de justice de l'Union européenne, qu'une question portant sur la localisation géographique des stockages pris en compte dans la satisfaction de cette obligation.

Dans ces conditions, et sans préjuger du délai de mise en œuvre du projet de réforme, qui n'a toujours pas abouti à la date de publication des comptes, les contrats ne peuvent plus être considérés comme pouvant participer directement aux obligations inhérentes aux activités gazières du Groupe en matière de sécurité d'approvisionnement, et ceci sans perspective d'évolution favorable à court terme de la réglementation.

En conséquence, ces contrats d'accès aux interconnexions gazières ont été traités comme des contrats déficitaires au sens d'IAS 37, en date de clôture, puisque :

- Il n'est manifestement plus possible de considérer ces derniers comme pouvant répondre aux obligations propres du Groupe en matière de sécurité d'approvisionnement,
- et que les coûts associés à ces contrats, sur leur durée résiduelle, sans perspective de sortie avant terme, sont nettement supérieurs à leur valeur sur le marché.

Une provision pour contrat déficitaire d'un montant de 31,6 M€ a ainsi été comptabilisée dans les comptes 2016.

2.7 Renforcement de la structure financière du Groupe

Au cours du premier trimestre 2016, les dépôts effectués en trésorerie auprès des contreparties du Groupe sur les marchés de l'énergie pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie jusqu'à leur livraison physique, ont connu une forte croissance, directement liée à la baisse des prix de gros de l'électricité observée sur la période.

Le Groupe a dès lors sécurisé de nouveaux financements pour absorber cette augmentation :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ ;
- Une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ ;
- Une augmentation de 60 M€ de sa facilité de crédit bancaire portant le montant utilisable à 120 M€.

Les prix de marché ayant rebondi sur le reste de l'année 2016, et notamment au cours du deuxième semestre, le Groupe a procédé au début du quatrième trimestre au remboursement des avances actionnaires. Par ailleurs au 31 décembre 2016, ni la ligne de crédit auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, ni la facilité de crédit bancaire ne faisaient l'objet de tirages.

Enfin, dans le cadre de la poursuite de sa stratégie de croissance, le Groupe a procédé à l'émission d'une nouvelle émission obligataire, sous la forme d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Cette émission, d'un montant de 68 M€ à échéance octobre 2023, est assortie d'un coupon annuel de 3.25%, et vient renforcer la flexibilité financière du Groupe.

Celui-ci disposait ainsi au 31 décembre 2016 de près de 206 M€ de sources de financement court terme mobilisables en complément de sa trésorerie disponible.

Note 3. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

3.1 Acquisition de la société Marcinelle Energie

3.1.1 Description de la transaction

Le 30 décembre 2016, le Groupe a acquis auprès du groupe italien Enel 100% du capital de sa filiale belge Marcinelle Energie. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Charleroi en Belgique. Elle compte une quarantaine d'employés. Livrée en 2012 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale dispose d'une capacité installée de 400 MW.

Le montant de la transaction a été intégralement versé en numéraire et s'élève à 38 726 milliers d'euros.

La contribution de Marcinelle au résultat consolidé 2016 du groupe Direct Energie est nulle.

3.1.2 Calcul et allocation du prix d'acquisition

Le regroupement d'entreprises a été comptabilisé en date du 30 décembre 2016, date effective d'acquisition des titres de la société Marcinelle Energie par le Groupe Direct Energie.

Le prix d'acquisition, entièrement versé en numéraire, s'élève à 38 726 milliers d'euros. Compte tenu de la trésorerie acquise, cette acquisition a un impact net de (35 453) milliers d'euros sur les flux de trésorerie du groupe à la date d'acquisition.

Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai maximal de douze mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser l'allocation du prix d'acquisition aux actifs, passifs et passifs éventuels de la société Marcinelle Energie. Les allocations comptabilisées au 31 décembre 2016 présentées ci-après, ont ainsi été déterminées de façon provisoire et pourraient être revues en fonction de l'évaluation définitive des justes valeurs.

<i>En milliers d'euros</i>	Juste valeur
Prix d'acquisition total	38 726
Autres immobilisations incorporelles	3
Immobilisations corporelles	30 641
Actifs non courants	30 643
Stocks	5 856
Clients et comptes rattachés	504
Autres actifs courants	148
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 273
Actifs courants	9 781
Fournisseurs et comptes rattachés	1 077
Autres passifs courants	622
Passifs courants	1 699
Actif net acquis	38 726
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses	-

Dans le cadre de cette affectation du prix d'acquisition le Groupe a ajusté la valeur des immobilisations corporelles acquises, qui ont été valorisées sur la base d'un modèle de type « Flux de Trésorerie Actualisés », en tenant compte de la durée de vie résiduelle prévisionnelle de la centrale, des projections de prix de marché des commodités actuelles, basées sur les cotations futures pour les 3 années à venir et sur un modèle interne au-delà de cet horizon, des perspectives de fonctionnement de l'actif, estimées sur la base d'un modèle d'optimisation interne, et d'un taux d'actualisation de 10%.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

3.1.3 Information pro forma

Si l'acquisition de la société Marcinelle Energie était intervenue le 1^{er} janvier 2016, les principaux soldes intermédiaires du compte de résultat du Groupe Direct Energie auraient été les suivants :

	Données pro forma 2016
Produits des activités ordinaires	1 768 711
Résultat Net	117 305

3.2 Finalisation de l'allocation du prix d'acquisition de la société 3 CB

Au cours de l'exercice 2016, et dans le délai de 12 mois suivant la date d'acquisition conformément à la norme IFRS 3, le Groupe a finalisé l'allocation du prix d'acquisition aux actifs, passifs et passifs éventuels de la société 3CB.

Le Groupe a en effet diligenté une nouvelle étude par un cabinet spécialisé concernant les coûts de démantèlement à terme de la centrale, et l'horizon de réalisation de ce démantèlement. Le résultat de cette étude a amené le Groupe à revoir à la hausse la valeur de la provision pour démantèlement constatée dans les comptes de la société 3CB en date d'acquisition et en conséquence le composant démantèlement immobilisé.

L'impact sur la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels de la société à la date d'acquisition est le suivant :

- Immobilisations corporelles : + 5 078 milliers d'euros
- Provisions non courantes : + 5 078 milliers d'euros

Cette finalisation de l'allocation du prix d'acquisition n'a pas eu d'impact sur le profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses constaté dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015.

Note 4. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Ventes d'électricité	762 668	431 317
Ventes de gaz	169 392	137 584
Ventes de services	717 161	427 948
Autres produits	27 736	20 020
Chiffre d'affaires hors Energy Management	1 676 957	1 016 870
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	922	(803)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	2 718	468
Marge sur l'activité d'Energy Management - Production	11 831	-
Marge sur l'activité d'Energy Management	15 472	(335)
Produits des activités ordinaires	1 692 429	1 016 535

Note 5. COÛTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Achats d'énergie	(666 379)	(432 663)
Acheminement et prestation GRD	(764 297)	(443 907)
Autres coûts	(8 623)	(841)
Variation de stocks	(19 361)	9 329
Coûts des ventes	(1 458 660)	(868 083)

Note 6. CHARGES DE PERSONNEL

6.1 Charges de personnel

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Salaires et charges sociales	(32 398)	(24 942)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	(447)	(97)
Paiements fondés sur des actions	(1 738)	(1 351)
Charges de personnel	(34 583)	(26 391)

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 20 « Paiements fondés sur des actions » et en note 21.2 « Provisions pour avantages au personnel ».

6.2 Effectif moyen

	2016	2015
Cadres	245	215
Non cadres	123	92
Effectif moyen	368	307

Note 7. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Production immobilisée	2 319	2 183
Subvention d'exploitation	82	173
Autres produits	10 212	9 042
Autres produits opérationnels	12 613	11 398
Charges externes	(79 824)	(50 884)
Impôts et taxes	(8 065)	(2 686)
Créances irrécouvrables	(7 820)	(17 101)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	2 996	(2 907)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(2 658)	(3 203)
Autres charges	(483)	(206)
Autres charges opérationnelles	(95 855)	(76 987)
Autres produits et charges opérationnels	(83 242)	(65 588)

Ils se composent principalement :

- De charges externes associées notamment à la gestion de la relation client, à des prestations juridiques et de conseils, et à de la communication externe
- D'impôts et taxes principalement composés de CVAE (Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises) et de C3S (Contribution sociale de solidarité des sociétés)
- Du coût net des impayés clients comprenant les créances irrécouvrables, partiellement compensé par le remboursement reçu au cours de l'année 2016 de la part du gestionnaire de réseau de distribution de gaz (GRDF) au titre des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015 (cf note 2.3 « Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF »).
- Des compensations perçues par la Commission de Régulation de l'Energie au titre de la mise en œuvre par le Groupe du Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz et du Tarif de Première Nécessité pour l'électricité.

Note 8. PRODUITS ET CHARGES LIES AUX VARIATIONS DE PERIMETRE

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Coûts directs liés à l'acquisition	(628)	(406)
Boni / mali d'acquisition	-	286
Acquisition	(628)	(120)
Produits et charges liés aux variations de périmètre	(628)	(120)

L'opération d'acquisition de la société Marcinelle est décrite dans la note 3 « Principales variations de périmètre » au paragraphe 3.1 « Acquisition de la société Marcinelle Energie ». Elle a donné lieu à la

comptabilisation de coûts directs liés à l'acquisition pour un montant de (628) milliers d'euros, composés principalement d'honoraires juridiques, financiers, techniques et fiscaux.

Au 31 décembre 2015, le boni d'acquisition de 286 milliers d'euros et les coûts directs liés à l'acquisition de (406) milliers d'euros, concernaient l'acquisition de la société 3CB.

Note 9. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Coût de l'endettement financier net	(10 819)	(3 743)
Autres produits et charges financiers	(389)	65
Résultat Financier	(11 208)	(3 678)

9.1 Coût de l'endettement financier net

Ce poste comprend principalement les intérêts sur emprunts obligataires, les intérêts sur comptes courants d'associés, les charges d'intérêts sur caution, les charges d'intérêts sur les marchés à terme, les intérêts sur emprunts bancaires et sur tirages des facilités de crédit, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie et sur les comptes courants avec les entités du Groupe non intégrées par la méthode d'intégration globale, ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Charges d'intérêts	(11 719)	(4 390)
Produits d'intérêts	918	442
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	(17)	205
Coût de l'endettement financier net	(10 819)	(3 743)

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts sur emprunts obligataires et emprunts bancaires, les intérêts sur comptes courants d'associés, les intérêts sur les tirages des facilités de crédit, les intérêts sur des cautions consenties à la demande du Groupe par les établissements bancaires en faveur de certaines contreparties et les intérêts versés sur les marchés à terme.

9.2 Autres produits et charges financiers

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Autres produits financiers	2	61
Total Autres produits financiers	2	61
Désactualisation des provisions	(391)	5
Autres charges financières	(0)	(1)
Total Autres charges financières	(391)	4
Autres produits et charges financiers	(389)	65

Note 10. IMPÔTS

10.1 Ventilation de la charge / produit d'impôt

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de la période s'élève à 29 454 milliers d'euros (contre un produit de 17 010 milliers d'euros au 31 décembre 2015). La ventilation de ce produit d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Impôts exigibles	(11 454)	(49)
Impôts différés	40 909	17 059
Impôts sur les sociétés	29 454	17 010

10.2 Charge d'impôt théorique et produit d'impôt effectif

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique et le produit d'impôt effectivement comptabilisé se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Résultat net	123 557	27 247
Quote-part de résultat des entreprises associées	(352)	62
Impôts sur les sociétés	(29 454)	(17 010)
Activités abandonnées	-	1 754
Résultat des entreprises intégrées avant impôts	93 751	12 053
Taux d'impôt théorique	34,43%	38,00%
Produit / (Charge) d'impôt théorique	(32 278)	(4 580)
Différences permanentes	(3 247)	(2 731)
Reports déficitaires	72 301	21 050
Autres	(7 321)	3 271
Produit / (Charge) d'impôt effective	29 454	17 010

La variation du produit d'impôt effectif s'explique principalement par :

- La décision du Groupe de procéder à l'activation complémentaire de déficits reportables sur la base des résultats futurs prévus dans le plan d'affaires pour les exercices 2017 à 2019, en date de clôture. L'horizon attendu de recouvrement des reports déficitaires activés tient compte de l'environnement réglementaire dans lequel évolue le Groupe, des perspectives de développement de sa base client, et de l'évolution attendue de ses coûts d'approvisionnement, qui constituent les trois principaux éléments affectant les perspectives de rentabilités du Groupe.
- La variation nette d'impôts différés sur différences temporaires reconnus sur le même horizon d'activation.

Les différences permanentes en 2016 comprennent, comme en 2015, l'amortissement des coûts d'acquisitions reconnus lors de la fusion entre Poweo et Direct Energie en 2012, et la charge relative aux plans de stock-options et d'actions gratuites. Les différences permanentes en 2016 comprennent aussi des variations de provisions sur titres consolidés.

La ligne reports déficitaires comprend essentiellement en 2016, comme en 2015, l'impact net :

- de l'utilisation de déficits reportables au niveau du groupe d'intégration fiscale dont Direct Energie est la société mère ;
- de l'activation d'une fraction complémentaire des reports déficitaires du Groupe d'intégration fiscale dont Direct Energie est la société mère, en fonction des perspectives de réalisation de bénéfices taxables;
- de la non reconnaissance, au niveau de certaines entités consolidées, de reports déficitaires générés sur l'exercice.

La ligne Autres intègre principalement en 2016 l'impact de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur des différences temporaires générées au cours de l'année et ayant un horizon de retournement postérieur à l'horizon d'activation retenu par le Groupe. En 2015, la ligne Autres intégrait principalement l'effet de la reconnaissance complémentaire d'impôts différés sur différences temporaires historiquement plafonnés à hauteur des impôts différés passifs reconnus.

10.3 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière se ventile de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
Au 31 décembre 2014*	10 662	(8 071)	2 591
Variations en résultat net	30 118	(13 059)	17 059
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-
Au 31 décembre 2015	40 780	(21 130)	19 650
Variations en résultat net	25 314	15 595	40 909
Variations en capitaux propres	374	(7 531)	(7 157)
Variations de périmètre	-	-	-
Au 31 décembre 2016	66 467	(13 065)	53 402

* Données retraitées suite à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21

10.4 Ventilation des actifs et passifs d'impôts différés

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Déficits reportables activés	41 345	28 010
Provisions non déductibles	-	-
Autres	25 122	12 770
Impôts différés actifs	66 467	40 780
Mise à la juste valeur des instruments financiers	(4 956)	(3 686)
Autres	(8 109)	(17 443)
Impôts différés passifs	(13 065)	(21 130)
Impôts différés nets	53 402	19 650

10.5 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2016, les impôts différés relatifs aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière, relatifs au groupe d'intégration fiscale dont Direct Energie est la société mère, s'élèvent à 63 993 milliers d'euros (contre 100 829 milliers d'euros en 2015). Les impôts différés actifs relatifs à ces reports déficitaires n'ont pas été comptabilisés en raison d'incertitudes du Groupe concernant leur utilisation dans un horizon court terme. Leur utilisation reste illimitée dans le temps.

Concernant les filiales non membres du groupe d'intégration fiscale, pour lesquelles le groupe ne dispose pas de perspectives d'utilisation, le montant des impôts différés relatifs aux reports déficitaires existants s'élève à 9 308 milliers d'euros en 2016, contre 56 918 milliers d'euros en 2015. L'évolution observée entre 2015 et 2016 est principalement liée au fait que la société 3CB a rejoint le groupe d'intégration fiscale au 1^{er} janvier 2016.

Note 11. RESULTAT PAR ACTION

	31/12/2016	31/12/2015
<i>En milliers d'euros</i>	NUMERATEUR	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	123 557	29 001
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	-	(1 754)
Résultat net part du Groupe	123 557	27 247
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	123 557	27 247
<i>En milliers d'actions</i>	DENOMINATEUR	
Nombre moyen d'actions en circulation	41 097	40 793
Effet des instruments dilutifs	2 293	1 928
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	43 390	42 720
<i>En euros</i>	RESULTAT PAR ACTION	
Résultat par action	3,01	0,67
Résultat dilué par action	2,85	0,64
Résultat par action des activités poursuivies	3,01	0,71
Résultat dilué par action des activités poursuivies	2,85	0,68
Résultat par action des activités abandonnées	-	(0,04)
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	(0,04)

En 2016, comme en 2015, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre moyen d'actions Direct Energie en circulation sur la période.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Il n'a pas été tenu compte en 2016 comme en 2015, dans le calcul des résultats nets dilués par action, des plans d'options de souscription d'actions dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie.

Au 31 décembre 2016, neuf plans de souscription d'actions présentent un prix d'exercice inférieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie qui s'établit à 26,79 € sur l'année 2016. Ces plans de souscription ont ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Au 31 décembre 2015, six plans de souscription d'actions présentaient un prix d'exercice inférieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie qui s'établissait à 14,22 € sur l'année 2015. Ces plans de souscription avaient ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Note 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

12.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Marques et licences	Acquisition clients	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	VALEURS BRUTES				
Au 31 décembre 2014	8 806	138 968	30 276	3 402	181 452
Acquisitions	563	19 565	4 326	173	24 627
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	65	-	-	-	65
Autres mouvements	(543)	(37)	366	(3 296)	(3 509)
Au 31 décembre 2015	8 891	158 497	34 968	279	202 635
Acquisitions	2 278	25 658	4 337	586	32 859
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	3	-	-	-	3
Autres mouvements	(10)	-	95	(95)	(10)
Au 31 décembre 2016	11 161	184 155	39 400	769	235 486
	AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS				
Au 31 décembre 2014	(6 589)	(109 169)	(24 293)	(673)	(140 724)
Amortissements	(1 366)	(17 149)	(3 660)	-	(22 175)
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	540	-	-	673	1 213
Au 31 décembre 2015	(7 415)	(126 318)	(27 953)	0	(161 686)
Amortissements	(2 864)	(16 789)	(3 988)	-	(23 641)
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	10	-	-	-	10
Au 31 décembre 2016	(10 269)	(143 107)	(31 940)	0	(185 316)
	VALEURS NETTES				
Au 31 décembre 2014	2 216	29 799	5 983	2 729	40 728
Au 31 décembre 2015	1 476	32 179	7 015	279	40 949
Au 31 décembre 2016	892	41 048	7 459	770	50 170

12.2 Coûts d'acquisition clients

Sur l'exercice 2016, le groupe a procédé à l'activation de 25 658 milliers d'euros de coûts d'acquisition clients, et ce en lien avec sa dynamique commerciale (contre 19 565 milliers d'euros sur l'exercice 2015).

Conformément aux principes décrits en note 1.4.3.2.2 « Coûts d'acquisition », la charge d'amortissement pour l'année 2016 s'élève à 16 789 milliers d'euros. Aucune charge complémentaire d'amortissement relatif au niveau d'attrition réel observé sur les cohortes mensuelles présentant des taux d'attrition supérieurs à celui du plan d'amortissement n'a dû être enregistrée par le Groupe en 2016. En 2015, le Groupe avait enregistré une charge complémentaire d'amortissement de 426 milliers d'euros.

12.3 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont constituées principalement des outils informatiques développés par le Groupe pour ses activités commerciales et de gestion.

12.4 Immobilisations incorporelles en cours

Les immobilisations incorporelles en cours au 31 décembre 2016 correspondent principalement à la comptabilisation des charges encourues relatives à l'acquisition des clients qui n'ont pas encore été basculés dans le périmètre Direct Energie et aux coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciels pour la partie encore en développement.

Au 31 décembre 2015, la diminution de 3 296 milliers d'euros des immobilisations en cours concernait principalement la mise au rebut d'immobilisations relatives à des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans la réalisation de ces projets, sur les sites d'Hambach et de Verberie. Avant leur mise au rebut en 2015, les immobilisations en cours du projet de Verberie avaient fait l'objet d'une provision pour dépréciation dans leur intégralité.

Note 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

13.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Terrains et constructions	Installations de production	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	VALEUR BRUTES				
Au 31 décembre 2014	6	-	3 064	6 349	9 418
Acquisitions	-	-	265	857	1 122
Cessions	-	-	(13)	-	(13)
Variations de périmètre	4 727	38 041	251	2 529	45 549
Autres mouvements	-	-	80	(7 168)	(7 087)
Au 31 décembre 2015	4 733	38 041	3 648	2 567	48 990
Acquisitions	39	165	698	9	912
Cessions	-	-	(3)	-	(3)
Variations de périmètre	11 066	19 562	12	-	30 641
Autres mouvements	-	5 078	-	(2 529)	2 549
Au 31 décembre 2016	15 839	62 847	4 355	48	83 088
	AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS				
Au 31 décembre 2014	(6)	-	(1 644)	(2 826)	(4 476)
Amortissements	-	-	(326)	-	(326)
Cessions	-	-	9	-	9
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	676	2 788	3 464
Au 31 décembre 2015	(6)	-	(1 284)	(38)	(1 329)
Amortissements	(168)	(4 708)	(669)	-	(5 545)
Cessions	-	-	3	-	3
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
Au 31 décembre 2016	(174)	(4 708)	(1 950)	(38)	(6 871)
	VALEURS NETTES				
Au 31 décembre 2014	-	-	1 420	3 523	4 943
Au 31 décembre 2015	4 727	38 041	2 363	2 529	47 661
Au 31 décembre 2016	15 664	58 139	2 405	9	76 217

Au 31 décembre 2016, les variations de périmètre ont un impact net de 30 641 milliers d'euros sur les immobilisations corporelles. Elles résultent de l'intégration des actifs de la société Marcinelle à leur juste valeur suite à l'acquisition réalisée en date du 30 décembre 2016. Ceux-ci se composent principalement d'actifs de production nécessaires à l'activité de génération d'électricité de la centrale thermique à cycle combiné gaz.

Au 31 décembre 2015, l'impact net des variations de périmètre de 45 549 milliers d'euros sur les immobilisations corporelles résultait de l'intégration des actifs de la société 3CB à leur juste valeur suite à l'acquisition réalisée en date du 30 décembre 2015. Ceux-ci se composaient principalement d'actifs de production nécessaires à

l'activité de génération d'électricité de la centrale thermique à cycle combiné gaz, et de terrains situés à Bayet dans l'Allier.

13.2 Terrains et constructions

Les constructions acquises pour 11 066 milliers d'euros en 2016 correspondent à la juste valeur des constructions de la société Marcinelle. Les terrains et constructions acquis pour 4 727 milliers d'euros en 2015 correspondaient à la juste valeur des terrains et constructions de la société 3CB.

13.3 Installations de production

Les installations de production comprennent la juste valeur des actifs de production intégrés dans le cadre de l'acquisition de la société Marcinelle (pour 19 562 milliers d'euros en 2016) et de la société 3CB (pour 38 041 milliers d'euros en 2015).

13.4 Immobilisations corporelles en cours

Les immobilisations corporelles en cours qui comprenaient principalement des développements en cours sur l'un des projets de construction de centrale à gaz du Groupe, ont fait l'objet de mises au rebut pour une valeur de 2 529 milliers d'euros en 2016, ceux-ci étant devenus obsolètes.

Au 31 décembre 2015, la diminution de 7 168 milliers d'euros présentée sur la ligne « Autres mouvements » de la catégorie « Immobilisations en cours » comprenait 6 105 milliers d'euros de mises au rebut d'immobilisations relatives à des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans la réalisation de ces projets, situés à Hambach (pour 3 318 milliers d'euros) et Verberie (2 788 milliers d'euros). Par ailleurs, avant leur mise au rebut en 2015, les immobilisations en cours du projet de Verberie avaient fait l'objet d'une provision pour dépréciation dans leur intégralité, et n'impactaient donc pas le résultat.

Note 14. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

Les sociétés Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne, Sophye LacMort et Co Biogaz sont consolidées par mise en équivalence et qualifiées de coentreprises. La société Ossau a fait l'objet d'une mise en liquidation en date du 19 janvier 2016.

Au 31 décembre 2016, les principales caractéristiques des coentreprises sont les suivantes :

	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	SOPHYE LACMORT	CO BIOGAZ
Date de reporting des états financiers	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016*
Nature de la relation	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise
Pays de l'établissement principal	France	France	France	France
Activité principale	Vente de gaz et d'électricité	Constuction et exploitation de centrale thermique	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques	Constuction et exploitation d'unités de méthanisation
Pourcentage de détention et des droits de vote	50%	60%	50%	26%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence

* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat déclaré par l'entité Co Biogaz sur sa première période d'exercice comptable s'écoulant du 3 novembre 2015 au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2016, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

	31/12/2016			
	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	SOPHYE LACMORT	CO BIOGAZ*
<i>En milliers d'euros</i>				
Actifs courants	23 943	528	30	80
Actifs non courants	49	13 141	-	-
Passifs courants	21 081	12 393	2	31
<i>Dont Passifs financiers courants</i>	<i>5 111</i>	<i>11 821</i>	-	-
<i>Dont Passifs non financiers courants</i>	<i>15 970</i>	<i>572</i>	<i>2</i>	<i>31</i>
Passifs non courants	98	-	-	-
Actif net	2 814	1 275	28	48
Quote part de l'actif net	1 407	765	14	13
Autres ajustements	-	(765)	-	-
Valeur comptable des participations	1 407	(0)	14	13
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	57 688	-	-	-
Résultat net	1 021	(241)	(2)	(52)
Résultat global	1 021	(241)	(2)	(52)
Quote-part du résultat net	511	(145)	(1)	(13)
Quote-part du résultat global	511	(145)	(1)	(13)

* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat déclaré par l'entité Co Biogaz sur sa première période d'exercice comptable s'écoulant du 3 novembre 2015 au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2015, les contributions des coentreprises étaient les suivantes :

En milliers d'euros	31/12/2015			
	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU*	SOPHYE LACMORT
Actifs courants	16 509	450	1	11
Actifs non courants	416	11 938	-	-
Passifs courants	15 131	10 871	-	2
<i>Dont Passifs financiers courants</i>	350	9 568	-	-
<i>Dont Passifs non financiers courants</i>	14 781	1 303	-	2
Passifs non courants	1	-	-	-
Actif net	1 793	1 517	1	10
Quote part de l'actif net	896	910	0	5
Autres ajustements	-	(910)	-	-
Valeur comptable des participations	896	-	0	5
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	35 560	-	-	-
Résultat net	137	(211)	(6)	(2)
Résultat global	137	(211)	(6)	(2)
Quote-part du résultat net	68	(126)	(3)	(1)
Quote-part du résultat global	68	(126)	(3)	(1)

* La société OSSAU a fait l'objet d'une mise en liquidation en date du 19 janvier 2016.

Les principaux indicateurs relatifs aux coentreprises présentés en 2016 correspondent à une période de douze mois, à l'exception de l'entité Co Biogaz, pour laquelle il s'agit du premier exercice comptable.

En 2016, l'impact des coentreprises sur la formation des résultats s'élève à 352 milliers d'euros. Le pourcentage de détention du Groupe dans les coentreprises Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne et Sophye Lacmort n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2015. L'entité Co Biogaz est détenue par la Groupe à hauteur de 26%. Au 31 décembre 2016, l'ensemble des valeurs comptables s'élève à un total de 1 434 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent des quotes-parts de résultat de 352 milliers d'euros.

Note 15. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

En milliers d'euros	31/12/2016			31/12/2015		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	16 862	-	16 862	36 223	(2 502)	33 721
Stocks de fournitures consommables	21 505	-	21 505	2 523	-	2 523
Stocks de CO2	90	-	90	-	-	-
Stocks	38 458	-	38 458	38 746	(2 502)	36 245

Au 31 décembre 2016, les stocks du Groupe sont composés principalement de gaz, et de fournitures consommables, comprenant les fournitures nécessaires à la réalisation des programmes de maintenance des centrales à gaz du Groupe, ainsi que les certificats de capacités acquis par le Groupe en 2016 pour couvrir une part des obligations associées à son parc client 2017. Au 31 décembre 2016, aucune provision pour dépréciation des stocks n'a été constatée, compte tenu de leurs valeurs nettes de réalisation.

Note 16. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Clients et comptes rattachés	432 946	240 757
Dépréciation	(19 667)	(20 161)
Clients et comptes rattachés	413 279	220 596

Les échéances des clients et comptes rattachés sont toutes à moins d'un an.

Le risque crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
échues < 1 an	49 879	(10 044)	39 835	37 471	(8 517)	28 953
échues > 1 an	18 851	(9 623)	9 228	18 990	(11 644)	7 346
Total créances échues	68 730	(19 667)	49 063	56 460	(20 161)	36 299
Total créances non échues	364 216	0	364 216	184 297	(0)	184 297
Clients et comptes rattachés	432 946	(19 667)	413 279	240 757	(20 161)	220 596

L'intégralité de la facturation des clients professionnels est subrogée auprès d'une société d'affacturage. La position des comptes liés à l'affacturage au 31 décembre 2016 est :

- Fonds de garantie : Néant
- Compte courant débiteur avec le factor : 35 milliers d'euros

En 2015, le fonds de garantie était nul et le compte courant était débiteur pour un montant de 205 milliers d'euros.

Note 17. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les autres actifs courants et non courants sont composés des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	6 425	50 870
Créances fiscales et sociales	19 048	11 565
Autres créances	4 790	7 065
Autres actifs courants	30 263	69 500

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	3 358	3 097
Créances fiscales et sociales	-	959
Autres créances	4 852	1 222
Autres actifs non courants	8 210	5 279

Les « Charges constatées d'avance » courantes et non courantes sont principalement liées aux débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés, qui font l'objet d'une reconnaissance au compte de résultat en date de livraison physique, ainsi qu'aux achats d'énergie pour des volumes d'énergie livrés le mois suivant leur facturation, à de la maintenance informatique, à des loyers et à des dépenses de communication et d'assurances.

Les « Créances fiscales et sociales » sont majoritairement composées de créances de taxe sur la valeur ajoutée.

Les « Autres créances » comprennent principalement des créances relatives au « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité » et à la mise en œuvre du « Tarif de Première Nécessité » et du « Tarif Spécial de Solidarité ».

Note 18. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements court termes. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans l'état de situation financière :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	368 867	35 230
Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif	368 867	35 230
Concours bancaires	(4 029)	(3 237)
Trésorerie et équivalents de trésorerie nets	364 837	31 993

Note 19. CAPITAUX PROPRES

19.1 Capital social

Au 31 décembre 2016, le capital social de Direct Energie s'élève à 4 149 886 Euros divisé en 41 498 860 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune. L'évolution du capital social sur 2016 s'explique par la constatation d'une augmentation de capital de 70 590 Euros consécutive à l'exercice d'options de souscription d'actions.

	Nombre d'actions			Valeur (en milliers d'euros)		
	Total	En circulation	Propres	Capital	Primes	Actions propres
Au 31 décembre 2014	40 792 965	40 781 484	11 481	4 079	4 924	101
Emission	-	-	-	-	-	-
Annulation actions propres	-	-	-	-	-	-
Achats/ventes d'actions propres	-	6 881	(6 881)	-	-	(13)
Au 31 décembre 2015	40 792 965	40 788 365	4 600	4 079	4 924	88
Emission	-	-	-	-	-	-
Exercice d'options	705 895	705 895	-	71	6 234	-
Annulation actions propres	-	-	-	-	-	-
Achats/ventes d'actions propres	-	(726)	726	-	-	119
Au 31 décembre 2016	41 498 860	41 493 534	5 326	4 150	11 157	207

19.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA

Au 31 décembre 2016, les instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA sont constitués de plans d'options de souscription d'actions que le Groupe a ouverts pour certains salariés du Groupe, y compris

les dirigeants. Les caractéristiques de ces différents plans sont présentées dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 2 599 milliers d'actions au 31 décembre 2016.

19.3 Actions propres

Au 31 décembre 2016, un solde de 207 milliers d'euros correspondant à 5,3 milliers d'actions auto-détenues dans le cadre d'un contrat de liquidité est enregistré en diminution des capitaux propres consolidés.

19.4 Primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 199 926 milliers d'euros au 31 décembre 2016. Elles intègrent les primes versées lors d'augmentations de capital et la prime consécutive à la fusion entre Poweo et Direct Energie, diminuées de l'incidence de l'annulation des actions auto-détenues, ainsi que les résultats accumulés par le Groupe.

19.5 Gains et pertes reconnus en capitaux propres part du Groupe

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	Variation	31/12/2015	Variation	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	20 787	130 768	(109 981)	(88 392)	(21 590)
Impact impôts différés	(7 157)	(7 157)	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	-	-	-	527	(527)
Total éléments recyclables	13 630	123 611	(109 981)	(87 864)	(22 117)
Pertes et gains actuariels	(92)	-	(92)	-	(92)
Impact impôts différés	31	-	31	-	31
Total éléments non recyclables	(61)	-	(61)	-	(61)
Gains et pertes reconnus en capitaux propres	13 569	123 611	(110 042)	(87 864)	(22 178)

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture, qui correspondent exclusivement à des achats et ventes d'énergie qualifiés de couverture au sens d'IAS 39, sont comptabilisées nettes d'impôts en autres éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace. Les variations de justes valeurs sont directement liées aux variations des prix de marchés et à l'évolution des volumes d'achats et ventes d'énergie qualifiés de couverture. Elles font l'objet d'un recyclage ultérieur en résultat, de manière symétrique à l'élément couvert, lors de la livraison physique des achats d'énergie correspondant.

19.6 Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2016, aucune filiale dont le groupe ne détient pas l'intégralité des droits et obligations sur le capital n'est intégrée par la méthode d'intégration globale.

19.7 Gestion du capital

L'objectif principal de Direct Energie en termes de gestion de sa structure financière est d'optimiser la rentabilité du capital investi par ses actionnaires en fonction des risques encourus et de la maîtrise des moyens financiers nécessaires à son développement à court et moyen terme.

Le Groupe apprécie la pertinence de ses projets d'acquisition ou d'investissement sur la base de leur intérêt stratégique mais également de leur profil financier, et organise leur financement en tenant compte de paramètres de rentabilité et des éventuelles opportunités ou contraintes existant sur les marchés de la dette et des capitaux.

Direct Energie n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

Note 20. PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Options de souscription d'action	(1 738)	(1 351)
Actions gratuites	-	-
Autres	-	-
Charges liées aux paiements fondés sur des actions	(1 738)	(1 351)

20.1 Evolution des plans de souscription d'actions

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	<i>Plan DE avant fusion</i>		<i>Plans Poweo avant fusion</i>			
	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	10/09/2008	21/08/2009	05/11/2009
Date d'attribution	06/04/2012	14/09/2007	18/07/2008	10/09/2008	21/08/2009	05/11/2009
Date de libération	06/12/2014	15/09/2011	19/07/2012	11/09/2012	20/08/2010	06/11/2013
Date de début d'exercice	06/04/2016	20/07/2011	17/07/2012	09/09/2012	11/07/2012	05/11/2013
Date d'expiration	06/04/2019	19/07/2017	17/07/2018	09/09/2018	20/08/2019	05/11/2016
Prix d'exercice	7,48	37,87	26,50	26,50	29,00	23,00
Nombre d'option initial	897 965	88 850	175 000	25 250	300 000	153 197
Options en circulation au 31/12/2015	517 640	59 200	126 000	-	-	58 500
<i>Dont options exerçables</i>	-	59 200	126 000	-	-	58 500
Options attribuées	-	-	-	-	-	-
Options annulées	-	-	-	-	-	(8 000)
Options exercées	(424 102)	-	(24 240)	-	-	(4 000)
Options expirées	-	-	-	-	-	(56 000)
Autres mouvements*	-	-	42 670	25 250	300 000	9 500
Options en circulation au 31/12/2016	93 538	59 200	144 430	25 250	300 000	-
<i>Dont options exerçables</i>	93 538	59 200	144 430	25 250	300 000	-

Les autres mouvements correspondent à la réintégration d'options de souscription d'actions de plans historiques Poweo, attribués avant la fusion entre Direct Energie et Poweo en 2012, dont le Groupe avait constaté à tort l'expiration suite à la fusion. Cette réintégration est sans impact sur les comptes du Groupe et a pour seule conséquence une augmentation du nombre d'instruments potentiellement dilutifs.

<i>Plans Direct Energie</i>							
	20/12/2012	16/07/2014	10/12/2014	15/12/2014	02/06/2015	14/12/2015	13/12/2016
Date d'attribution	20/12/2012	16/07/2014	10/12/2014	15/12/2014	02/06/2015	14/12/2015	13/12/2016
Date de libération	20/12/2015	16/07/2017	10/12/2017	15/12/2017	02/06/2018	14/12/2018	13/12/2019
Date de début d'exercice	09/11/2016	09/11/2016	09/11/2016	09/11/2016	09/11/2016	14/12/2016	13/12/2017
Date d'expiration	20/12/2019	16/07/2021	10/12/2021	15/12/2021	02/06/2022	14/12/2022	13/12/2023
Prix d'exercice	4,77	9,00	12,00	9,00	13,40	19,00	34,00
Nombre d'option initial	511 000	425 000	270 000	10 000	420 000	312 500	360 000
Options en circulation au 31/12/2015	483 100	397 500	270 000	10 000	420 000	312 500	-
<i>Dont options exerçables</i>	-	-	-	-	-	-	-
Options attribuées	-	-	-	-	-	-	360 000
Options annulées	-	(17 500)	-	-	-	(5 000)	-
Options exercées	(95 641)	(36 249)	(60 000)	(1 666)	(46 666)	(13 332)	-
Options expirés	-	-	-	-	-	-	-
Autres mouvements*	-	-	-	-	-	-	-
Options en circulation au 31/12/2016	387 459	343 751	210 000	8 334	373 334	294 168	360 000
<i>Dont options exerçables</i>	387 459	227 084	120 000	5 001	93 334	89 168	-

Le Groupe a ouvert en 2016 un nouveau plan de souscription d'actions intégrant certains salariés et dirigeants. L'analyse des conditions de ces plans a conduit le Groupe à les comptabiliser en tant que transactions réglées en instruments de capitaux propres.

20.2 Juste valeur des plans d'options de souscription d'action

La valorisation des plans d'options de souscription d'action est basée sur le modèle de Black & Scholes. Les hypothèses utilisées pour l'évaluation de la juste valeur unitaire des options sont détaillées ci-après.

	<i>Plans historiques Direct Energie</i>		<i>Plans historiques Poweo</i>		
	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	10/09/2008	21/08/2009
Cours de valorisation	3,08*	2,46**	2,46**	2,46**	2,46**
Prix d'exercice	7,48	37,87	26,50	26,50	29,00
Durée de vie attendue	3 ans	1 an	2 ans	2 ans	3 ans
Volatilité	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%
Taux sans risque	1,58%	1,31%	1,50%	1,50%	0,85%
Juste valeur unitaire	0,95	0,10	0,25	0,28	0,00

* Cours à la date d'attribution

** Cours à la date de réalisation de la fusion entre Direct Energie et Poweo

	<i>Plans Direct Energie</i>						
	20/12/2012	16/07/2014	10/12/2014	15/12/2014	02/06/2015	14/12/2015	13/12/2016
Cours de valorisation	3,01*	9,58*	9,01*	8,80*	13,40*	19,15*	33,70*
Prix d'exercice	4,77	9,00	12,00	9,00	13,40	19,00	34,00
Durée de vie attendue	3 ans	5 ans	5 ans	5 ans	6 ans	6 ans	7 ans
Volatilité	60,85%	49,72%	38,21%	37,73%	34,12%	32,95%	32,46%
Taux sans risque	0,47%	0,39%	0,26%	0,26%	0,17%	-0,06%	-0,10%
Juste valeur unitaire	1,47	3,88	1,87	2,55	3,61	4,98	8,42

* Cours à la date d'attribution

** Cours à la date de réalisation de la fusion entre Direct Energie et Poweo

Les plans datés du 6 avril 2012, du 20 décembre 2012, du 16 juillet 2014, du 10 décembre 2014, du 15 décembre 2014, du 2 juin 2015, du 14 décembre 2015 et le nouveau plan daté du 13 décembre 2016, ne permettant pas

une monétisation de l'avantage acquis sont traités en tant que transaction réglées en instruments de capitaux propres. La juste valeur a été déterminée à la date d'attribution des options.

Conformément aux dispositions des normes IFRS 2 et IFRS 3, les plans d'options de souscription d'action du 20 juillet 2007, du 18 juillet 2008, du 10 septembre 2008 et du 21 août 2009 de Poweo repris sans modification suite à la fusion sont évalués à leur juste valeur à la date de réalisation de la fusion, soit le 11 juillet 2012. Ces plans ne permettent pas une monétisation de l'avantage acquis et sont traités en tant que transactions réglées en instruments de capitaux propres

20.3 Impacts sur le résultat de l'exercice

La charge comptabilisée au cours de la période relative aux plans d'options de souscription d'action est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Plan du 06/04/2012	32	122
Plan du 20/12/2012	-	227
Plan du 16/07/2014	460	507
Plan du 10/12/2014	168	168
Plan du 15/12/2014	9	9
Plan du 02/06/2015	507	294
Plan du 14/12/2015	512	24
Plan du 13/12/2016	50	-
Charges options de souscription d'action	1 738	1 351

Note 21. PROVISIONS

21.1 Variation des provisions

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périmètre	Autres	31/12/2016
Provisions pour avantages au personnel	1 116	472	-	-	0	-	-	1 588
Provisions pour risques et charges	10 711	43 377	(3 480)	(760)	391	-	-	50 239
Provisions	11 827	43 849	(3 480)	(760)	391	-	-	51 827

Sur 2016, le Groupe a constitué une provision pour contrats déficitaires portant sur des contrats de réservation de capacités d'interconnexions gazières entre les Pays-Bas, la Belgique et la France, pour un montant de 31,6 M€ (cf note 2.6 « Provisions pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières »). Cette provision a été évaluée en tenant compte des paramètres suivants :

- Les coûts de réservation de capacité jusqu'au terme des contrats, déterminés conformément aux principes contractuels
- Les perspectives de revenus associées :

- d'une part au différentiel de prix du gaz entre les points d'entrée de ces capacités et les points de sortie, reposant sur les prix de marché pour l'horizon observable (2017-2018), et sur des projections basées sur les tendances historiques au-delà,
- et d'autre part, à la mise en place d'un mécanisme réglementaire permettant la revalorisation de ces capacités de sorte à inciter les acteurs gaziers à les souscrire à nouveau à compter de 2021 (date à laquelle les contrats de réservation long-terme de capacité actuels commencent à expirer).
- Un taux d'actualisation de 1,31%, correspondant au rendement à 10 ans des obligations d'entreprises notées AA

Les flux de dotations, utilisations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En milliers d'euros</i>	Dotations nettes
Coûts des ventes	31 401
Charges de personnel	472
Autres produits et charges opérationnels	7 736
Autres produits et charges financiers	391
Total	40 000

21.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 31 décembre 2016 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 1,31 % correspondant au rendement à 10 ans des obligations d'entreprises notées AA ;
- taux d'augmentation des salaires de 2 % à 3% selon les entités du Groupe ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE 2012-2014.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a constaté une charge de 472 milliers d'euros pour les engagements au titre des indemnités de fin de carrière du personnel. La provision des engagements du Groupe au titre des indemnités de fin de carrière du personnel s'élève à 1 588 milliers d'euros. A la même date, les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 61 milliers d'euros. Aucun écart actuariel n'a été comptabilisé en capitaux propres au titre de l'exercice.

21.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 31 décembre 2016 sont liées principalement à :

- des contrats déficitaires à hauteur de 31 567 milliers d'euros relatifs aux capacités de transport de gaz réservées par le Groupe entre les Pays-Bas, la Belgique et la France. Cette provision a été évaluée en tenant compte des coûts de la capacité contractuels et des revenus associés à l'utilisation de ces capacités sur la durée résiduelle des contrats (cf note 2.6 « Provisions pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières »)
- des litiges en cours pour 3 116 milliers d'euros (3 171 milliers d'euros au 31 décembre 2015) ;
- l'estimation des obligations du Groupe en termes de certificats d'économie d'énergie et de garanties d'origines relatifs à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 pour 4 790 milliers d'euros. Cette provision a été

enregistrée conformément au règlement de l'ANC 2012-04 selon les modalités permises par ce texte (2 355 milliers d'euros au 31 décembre 2015) ;

- une provision pour démantèlement (9 238 milliers d'euros contre 3 935 milliers d'euros au 31 décembre 2015) relative à la société 3CB, constituée sur la base des principes suivants :
 - o La sortie de ressource à terme a été déterminée à partir d'une étude réalisée par un cabinet indépendant spécialisé,
 - o Un taux d'inflation de 1,5% a été appliqué jusqu'à la réalisation du démantèlement,
 - o Un taux d'actualisation de 2,5% a été retenu pour déterminer la valeur actuelle de l'engagement
- des risques divers pour 1 527 milliers d'euros (1 019 milliers d'euros en 2015)

21.4 Part courante et non courante des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se détaille comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	1 588	1 588	-	1 116	1 116
Provisions pour risques et charges	14 169	36 070	50 239	6 776	3 935	10 711
Provisions	14 169	37 658	51 827	6 776	5 051	11 827

Note 22. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT

La valeur nette comptable des immobilisations en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations en fonction de leur nature. Les contrats de location-financement du Groupe résultent d'une cession bail de ses systèmes d'information intégrés de gestion et de crédits-bails sur matériel de bureau et informatique.

Les contrats de location-financement ont une durée allant de 3 à 4 ans et prévoient la reprise de la propriété des biens par le Groupe à l'issue de la période de financement.

Le détail des paiements minimaux futurs au titre de ces contrats se présente de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2016	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux	421	249	172	-
Charges financières	(10)	(8)	(2)	-
Valeur actualisée des paiements minimaux	411	241	170	-

Note 23. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Dettes fournisseurs	88 451	68 606
Factures non parvenues	154 151	119 212
Fournisseurs et comptes rattachés	242 602	187 818

Note 24. AUTRES PASSIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les éléments constitutifs des autres passifs courants et non courants sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Dettes sociales et fiscales	206 467	68 130
Produits constatés d'avance	43 104	2 409
Autres dettes	395	348
Autres passifs courants	249 966	70 887

Au 31 décembre 2016, les dettes fiscales et sociales sont essentiellement composées de dettes de taxe sur la valeur ajoutée et de Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE), qui fait l'objet d'un reversement trimestriel, et a remplacé à compter du 1^{er} janvier 2016 la Contribution au Service Public de l'Electricité, qui faisait quant à elle l'objet d'un paiement mensuel.

Les produits constatés d'avance résultent notamment de débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés.

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Dettes sociales et fiscales	-	-
Produits constatés d'avance	4 759	2 164
Autres dettes	-	-
Autres passifs non courants	4 759	2 164

Note 25. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les clients et comptes rattachés, la trésorerie et équivalents de trésorerie ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 et sont présentés dans ces tableaux mais apparaissent sur des lignes distinctes de l'état de situation financière.

25.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

25.1.1 Actifs financiers par catégories

Les différentes catégories d'actifs financiers hors instruments financiers dérivés réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	138	138
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	18 364	1 342	19 707	70 688	1 320	72 008
Autres actifs financiers	18 364	1 342	19 707	70 688	1 458	72 146
Clients et comptes rattachés	413 279	-	413 279	220 596	-	220 596
Trésorerie et équivalents de trésorerie	368 867	-	368 867	35 230	-	35 230
Actifs financiers	800 510	1 342	801 853	326 514	1 458	327 972

25.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

La variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Juste valeur
Au 31 décembre 2014	661
Acquisitions	26
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(550)
Variation de périmètre	-
Autres	-
Au 31 décembre 2015	138
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(112)
Variation de périmètre	-
Autres	(26)
Au 31 décembre 2016	(0)

En 2016, l'examen de la valeur des différents titres disponibles à la vente a amené le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 112 milliers d'euros. Au 31 décembre 2016, le Groupe ne détient aucun actif disponible à la vente.

25.1.3 Prêts et créances au coût amorti (hors clients)

Le détail des prêts et créances au coût amorti se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dépôts de garantie	11 070	1 342	12 412	64 322	1 320	65 642
Prêts aux sociétés non intégrées	7 097	-	7 097	6 059	-	6 059
Autres prêts et créances	198	-	198	307	-	307
Prêts et créances au coût amorti	18 364	1 342	19 707	70 688	1 320	72 008

Les dépôts de garantie concernent principalement des dépôts effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties, et notamment du clearer des opérations effectuées sur les marchés règlementés, pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie.

Aucune perte de valeur n'était comprise dans les montants des prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2015 et le Groupe n'a constaté aucune perte de valeur sur les prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2016. La valeur nette comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

Les produits d'intérêts comptabilisés en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat en 2016 s'élèvent à 639 milliers d'euros contre 165 milliers d'euros en 2015.

25.1.4 Clients et comptes rattachés

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 19 667 milliers d'euros au 31 décembre 2016 (contre 20 161 milliers d'euros au 31 décembre 2015). La valeur comptable de ces actifs financiers est une évaluation appropriée de leur juste valeur. Les clients et comptes rattachés ainsi que les dépréciations afférentes sont présentés dans la note 16 « Clients et comptes rattachés ».

25.1.5 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie nets s'élèvent à 364 837 milliers d'euros au 31 décembre 2016 contre 31 993 milliers d'euros au 31 décembre 2015. Le résultat enregistré sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie en 2016 s'élève à 261 milliers d'euros contre 483 milliers d'euros en 2015 et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

25.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

25.2.1 Passifs financiers par catégorie

Les différentes catégories de passifs financiers réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	145 689	182 843	328 532	69 113	114 829	183 943
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
Autres passifs financiers	145 689	182 843	328 532	69 113	114 829	183 943
Fournisseurs et comptes rattachés	242 602	-	242 602	187 818	-	187 818
Passifs financiers	388 291	182 843	571 134	256 932	114 829	371 761

25.2.2 Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs)

Le détail des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	60 005	-	60 005
Emprunts sur location-financement	241	170	411	235	410	646
Concours bancaires	4 029	-	4 029	3 237	-	3 237
Dépôts de garantie et appels de marge	132 457	-	132 457	876	-	876
Autres emprunts et dettes assimilées	8 961	182 673	191 634	4 760	114 419	119 179
Passifs financiers évalués au coût amorti	145 689	182 843	328 532	69 113	114 829	183 943

Les emprunts auprès des établissements de crédit comprenaient au 31 décembre 2015 un tirage de 60 millions d'euros sur le crédit syndiqué mis en place au cours du deuxième trimestre 2015 et remboursé au cours de l'exercice 2016.

Les dépôts et appels de marge comprennent les liquidités reçues par le Groupe de la part de contreparties externes, notamment pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie.

Les autres emprunts et dettes assimilées sont principalement composés d'emprunts obligataires émis dans un but de sécurisation de la structure de financement du Groupe.

Ces emprunts obligataires font l'objet de covenants, testés à chaque clôture annuelle, et qui étaient respectés au 31 décembre 2016.

La position nette de trésorerie est présentée en note 18 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ».

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élèvent à 11 719 milliers d'euros en 2016 (contre 4 390 milliers d'euros en 2015) et sont comptabilisées au compte de résultat en « Coût de l'endettement financier net ».

La juste valeur des passifs financiers évalués au coût amorti s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016		31/12/2015	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	331 863	328 532	185 802	183 943

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

En milliers d'euros	31/12/2016				31/12/2015			
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	60 005	-	-	60 005
Emprunts sur location-financement	241	170	-	411	235	410	-	646
Concours bancaires	4 029	-	-	4 029	3 237	-	-	3 237
Dépôts de garantie et appels de marge	132 457	-	-	132 457	876	-	-	876
Autres emprunts et dettes assimilées	8 961	55 496	127 177	191 634	4 760	43 604	70 815	119 179
Passifs financiers évalués au coût amorti	145 689	55 666	127 177	328 532	69 113	44 015	70 815	183 943

25.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 23 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

25.3 Endettement financier net

En milliers d'euros	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dettes financières	145 689	182 843	328 532	69 113	114 829	183 943
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(368 867)	-	(368 867)	(35 230)	-	(35 230)
Trésorerie active	(368 867)	-	(368 867)	(35 230)	-	(35 230)
Appels de marge versés	(3 230)	-	(3 230)	(60 568)	-	(60 568)
Endettement financier net*	(226 408)	182 843	(43 565)	(26 684)	114 829	88 145

* L'endettement financier net correspond à la différence entre les dettes financières et la trésorerie active augmentée des appels de marge versés

Dans le cadre de la présentation de ses comptes 2016, le Groupe a modifié la définition de son endettement financier net, agrégat non défini par les normes comptables, et qui n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Cette évolution vise à assurer un équilibre entre les appels de marge en trésorerie reçus et versés dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie que le Groupe conclut avec ses contreparties et leur traduction dans la situation de trésorerie du Groupe. L'endettement financier net correspond désormais à la différence entre les dettes financières (incluant les appels de marge reçus) et la trésorerie active, augmentée des appels de marge versés.

La variation de l'endettement financier net s'explique principalement, outre la génération nette de trésorerie associée à la progression des résultats du Groupe, par l'acquisition de 100% du capital de la société Marcinelle Energie, et l'acquisition de nouveaux clients.

25.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

25.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	73 664	-	73 664	16	-	16
Juste valeur positive des dérivés couverture	39 846	6 745	46 591	5 271	4 856	10 127
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	23 573	12 589	36 162	30 556	3 638	34 194
Juste valeur positive des dérivés	137 084	19 334	156 418	35 843	8 494	44 337
Juste valeur négative des dérivés trading	(69 776)	-	(69 776)	(15)	-	(15)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(17 973)	(7 831)	(25 804)	(63 986)	(56 123)	(120 108)
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(16 175)	(9 481)	(25 656)	(19 850)	(25 231)	(45 081)
Juste valeur négative des dérivés	(103 925)	(17 311)	(121 236)	(83 851)	(81 354)	(165 204)
Juste valeur nette des dérivés	33 159	2 023	35 181	(48 007)	(72 860)	(120 867)

25.4.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés trading	73 664	16
Juste valeur négative des dérivés trading	(69 776)	(15)
Juste valeur nette des dérivés trading	3 888	1
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	36 162	34 194
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(25 656)	(45 081)
Juste valeur nette des dérivés à caractère opérationnel	10 506	(10 887)
Juste valeur nette des dérivés non qualifiés de couverture	14 394	(10 886)

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture du Groupe correspondent à :

- des instruments financiers dérivés conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels sur sous-jacents Energie (dérivés à caractère opérationnel)
- des instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (dérivés de trading), correspondant à des opérations d'arbitrage réalisées au cours de l'année 2016 et ne comportant aucune position ouverte à la clôture 2016

Les variations de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management » pour les dérivés de trading et sous le résultat opérationnel courant, dans le poste « Variations nettes de Juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel » pour les dérivés Energie à caractère opérationnel.

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture relatifs aux achats et ventes d'énergie sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	31/12/2016					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(22 533)	(5 271)	-	(739 536)	(182 574)	-
Ventes fermes d'énergie	18 959	1 661	-	651 872	47 955	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total dérivés non qualifiés de couverture - énergie	(3 573)	(3 610)	-	(87 665)	(134 619)	-

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2015					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(14 260)	(6 092)	-	(315 726)	(194 288)	-
Ventes fermes d'énergie	13 362	1 365	-	280 234	39 660	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total dérivés non qualifiés de couverture - énergie	(898)	(4 727)	-	(35 492)	(154 628)	-

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture relatifs aux achats et ventes de quotas de CO2 sont les suivantes :

<i>Notionnels en tonnes</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	31/12/2016					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes CO2	(291 000)	-	-	(1 960)	-	-
Ventes fermes CO2	35 000	-	-	184	-	-
Total dérivés non qualifiés de couverture - CO2	(256 000)	-	-	(1 776)	-	-

25.4.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés couverture	46 591	10 127
Juste valeur négative des dérivés couverture	(25 804)	(120 108)
Juste valeur nette des dérivés couverture	20 787	(109 981)

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne des dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

L'impact des variations de juste valeur comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture	(109 981)	(21 590)
Variations de juste valeur en capitaux propres	72 046	(104 384)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	58 722	15 992
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	-	-
Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture	20 787	(109 981)

Les variations de juste valeur en capitaux propres comprennent les variations de juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont non échus en fin d'exercice ainsi que la juste valeur des dérivés de couverture souscrits durant l'exercice.

Les variations de juste valeur en résultat pour la part recyclage correspondent à la juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont échus au cours de l'exercice. L'impact total des dérivés de couverture sur le compte de résultat, c'est-à-dire y compris les dérivés souscrits et échus au cours du même exercice, est une charge de 501 190 milliers d'euros (contre une charge de 300 198 milliers d'euros en 2015), associée à des achats d'énergie comptabilisés dans le coût des ventes au moment de leur livraison physique.

Les couvertures de flux de trésorerie par période s'analysent comme suit :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	31/12/2016					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(6 839)	(2 342)	-	(276 379)	(93 960)	-
Ventes fermes d'énergie	245	72	-	9 980	2 940	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total dérivés de couverture	(6 594)	(2 270)	-	(266 399)	(91 020)	-

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2015					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(10 556)	(9 198)	-	(436 054)	(370 339)	-
Ventes fermes d'énergie	1 240	298	-	49 472	12 116	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total dérivés de couverture	(9 317)	(8 899)	-	(386 582)	(358 223)	-

25.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

25.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016				31/12/2015			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	0	0	-	-	138	138
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	368 867	-	-	368 867	35 230	-	-	35 230
Dérivés de couverture	-	46 591	-	46 591	-	10 127	-	10 127
Dérivés de trading	-	73 664	-	73 664	-	16	-	16
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	36 162	-	36 162	-	23 438	10 756	34 194
Actifs financiers à la juste valeur	368 867	156 418	0	525 284	35 230	33 581	10 894	79 705

Le Groupe a classé les justes valeurs des actifs et passifs financiers entre les niveaux 1, 2 et 3 selon les critères exposés dans la note 1.4.6.3.4 « Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés ».

Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont composés de titres non cotés dont l'évaluation est basée sur les dernières opérations de marché comparables observées et sont considérés être de niveau 3.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat / trésorerie et équivalents de trésorerie

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont considérés de niveau 1 car le Groupe dispose pour ces actifs financiers de valeurs liquidatives régulières.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers présentés en niveau 2 sont évalués au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités d'énergie et reposent sur des paramètres de marché observables directement ou indirectement.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation à la juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes.

Les méthodes et les hypothèses retenues sont par nature théoriques, et une part importante de jugement intervient dans l'interprétation des données du marché. L'utilisation d'hypothèses différentes et/ou de méthodes d'évaluation différentes pourrait avoir un effet significatif sur la juste valeur estimée de ces instruments financiers. L'impact de la modification de ces hypothèses dans le cadre d'un scénario le plus défavorable et d'un scénario le plus favorable est présenté pour chaque instrument financier de niveau 3 dans la note 25.5.3 « Variation des justes valeurs de niveau 3 ».

25.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016				31/12/2015			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de couverture	-	25 804	-	25 804	-	120 108	-	120 108
Dérivés de trading	-	69 776	-	69 776	-	15	-	15
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	22 179	3 477	25 656	-	39 203	5 878	45 081
Passifs financiers à la juste valeur	-	117 759	3 477	121 236	-	159 326	5 878	165 204

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 25.5.1).

25.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 31 décembre 2016, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	31/12/2016
Actifs financiers disponibles à la vente	138	(112)	-	-	-	(26)	0
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	10 756	(10 756)	-	-	-	-	-
Actifs financiers juste valeur niveau 3	10 894	(10 868)	-	-	-	(26)	0
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	5 878	(2 401)	-	-	-	-	3 477
Passifs financiers juste valeur niveau 3	5 878	(2 401)	-	-	-	-	3 477

Au 31 décembre 2015, les actifs financiers de niveau 3 comprenaient principalement un contrat d'approvisionnement en gaz, dont la juste valeur était calculée sur la base d'un modèle intrinsèque interne. Ce contrat est arrivé à son terme au cours de l'exercice 2016.

Les passifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en électricité, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward électricité horizon marché, prix de marché forward garanties d'origine horizon marché ;
- Paramètres estimés en interne : Prix de marché forward électricité au-delà des horizons marché, prix de marché forward garanties d'origine au-delà des horizons marché, facteurs de forme production (estimés sur des données historiques), productions par centrales, prix de marché de la capacité, pertes en ligne, indices du coût de rachat de la production ainsi que des paramètres liés à l'option d'achat.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en électricité s'élevait à (3,5) M€ au 31 décembre 2016 contre (5,9) M€ au 31 décembre 2015, en raison notamment d'une évolution favorable des prix de marché de l'électricité et des perspectives retenues par le Groupe pour certains paramètres estimés en interne. En modifiant les paramètres de calcul, cette valeur pourrait varier de (3,8) M€ dans le cadre d'un scénario défavorable de baisse de 10% des prix de marché forward électricité à (3,1) M€ pour un scénario favorable de hausse de 10% des prix de marché forward électricité.

25.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2016			
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière *	Autres accords de compensation **	Montant net total
Juste valeur positive des dérivés	231 338	156 418	(151 718)	4 699
Juste valeur négative des dérivés	(196 156)	(121 236)	99 206	(22 031)

* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

** Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

	Au 31/12/2015			
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière *	Autres accords de compensation **	Montant net total
<i>En milliers d'euros</i>				
Juste valeur positive des dérivés	78 214	44 337	(14 329)	30 008
Juste valeur négative des dérivés	(199 081)	(165 204)	77 786	(87 418)

* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

** Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

25.7 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

25.7.1 Risque de crédit

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) avec de nombreuses contreparties pour un montant global important.

Concernant son activité de fourniture d'électricité et de gaz, le Groupe suit au quotidien l'encours clients et constate au besoin des dépréciations sur les créances qui présenteraient un risque de recouvrement trop faible. En particulier, les provisions pour dépréciation couvrent l'intégralité du risque de perte du Groupe en cas de non recouvrement des créances clients échues à plus d'un an. Au 31 décembre 2016, cette dépréciation des comptes clients représente 19 667 milliers d'euros (contre 20 161 milliers d'euros au 31 décembre 2015).

Concernant son activité de négoce d'énergie, le Groupe traite avec des contreparties de premier rang sur le marché européen. Le risque de défaillance de telles contreparties est jugé comme non significatif par le Groupe. La ventilation de la juste valeur par type de contrepartie au 31 décembre 2016 est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Marché organisé avec chambre de compensation	27 976	(105 041)
Industriels de l'énergie	6 103	(9 322)
Banques et assimilées	1 103	(6 504)
Juste valeur nette des dérivés à la clôture	35 181	(120 867)

25.7.2 Risque de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie à travers l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

25.7.3 Risque de liquidité

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

Le Groupe dispose de trois emprunts obligataires d'un montant total de 183 millions d'euros, d'une facilité de crédit bancaire, dont le montant a été porté à 120 millions d'euros en 2016, d'une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés règlementés de l'énergie, pour un montant total de 55 millions d'euros, d'un contrat de factoring de créances commerciales pour un montant maximum de 65 millions d'euros, et de facilités de crédit court terme consenties par ses partenaires bancaires (10 millions d'euros au 31 décembre 2016).

25.7.4 Risque de marché

Direct Energie conclut des contrats d'achats et de ventes fermes d'énergie sur des marchés organisés ou avec des contreparties de gré à gré.

Ces instruments financiers dérivés entrent dans la gestion et l'optimisation de l'approvisionnement des clients. Ces instruments sont sensibles à la variation des prix de marché des matières premières, qui a une volatilité importante.

Le Groupe revoit hebdomadairement son portefeuille d'instruments financiers dérivés afin de suivre plus particulièrement les risques liés au marché. L'effet sur le compte de résultat et les réserves d'instruments financiers du Groupe dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme est présenté dans le tableau suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	Variation des prix	31/12/2016		31/12/2015	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture		-	44 376	-	91 088
Achats/ventes à terme d'électricité - non qualifiés de couverture	+5€/MWh	27 254	-	21 565	-
Sensibilité achats/ventes électricité		27 254	44 376	21 565	91 088
Achats/ventes à terme de gaz - couverture		-	-	-	-
Achats/ventes à terme de gaz - non qualifiés de couverture	-10% gaz +10% oil	(3 569)	-	(17 391)	-
Sensibilité achats/ventes gaz		(3 569)	-	(17 391)	-
Sensibilité achats/ventes électricité et gaz		23 685	44 376	4 174	91 088

Note 26. INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

26.1 Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels retenus pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Conseil d'Administration du Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs et l'évaluation de leurs performances. Le Conseil d'Administration est le « principal décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'exercice 2015 sont présentées selon le même découpage.

Les secteurs retenus par le Groupe sont ainsi les suivants :

- « Commerce France » et « Commerce Belgique » qui correspondent à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux ;
- « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrale de production d'électricité ;

Ces secteurs opérationnels correspondent aux unités génératrices de trésoreries (UGT) considérées par le Groupe au sens de la norme IAS 36.

26.2 Indicateurs sectoriels

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

En milliers d'euros	Au 31/12/2016							
	Commerce		Production	Autres	Eliminations	Total		Total
	France	Belgique	France	France	France	France	Belgique	
Eléments du compte de résultat								
Produits des activités ordinaires	1 700 868	32 632	73 471	-	(114 543)	1 659 796	32 632	1 692 429
<i>dont produits externes</i>	1 647 961	32 632	11 835	-	-	1 659 796	32 632	1 692 429
<i>dont produits inter-secteurs</i>	52 907	-	61 635	-	(114 543)	-	-	-
Marge Brute	220 204	4 405	9 159	-	-	229 363	4 405	233 769
EBITDA	123 120	(4 821)	(617)	-	-	122 503	(4 821)	117 682
Résultat Opérationnel Courant	97 295	(4 821)	(5 715)	-	-	91 579	(4 821)	86 758
Autres informations								
Amortissements	(24 087)	-	(5 098)	-	-	(29 186)	-	(29 186)
Pertes de valeur	(112)	-	0	-	-	(112)	-	(112)
Actifs sectoriels nets	1 114 026	8 398	107 064	-	-	1 221 090	8 398	1 229 487
Investissements	33 311	-	459	-	-	33 770	-	33 770

En milliers d'euros	Au 31/12/2015							
	Commerce		Production	Autres	Eliminations	Total		Total
	France	Belgique	France	France	France	France	Belgique	
Éléments du compte de résultat								
Produits des activités ordinaires	1 009 099	7 723	733	-	(1 019)	1 008 812	7 723	1 016 535
<i>dont produits externes</i>	1 008 290	7 723	523	-	-	1 008 812	7 723	1 016 535
<i>dont produits inter-secteurs</i>	809	-	210	-	(1 019)	-	-	-
Marge Brute	147 489	441	523	-	-	148 011	441	148 452
EBITDA	62 945	(4 354)	(767)	-	-	62 178	(4 354)	57 824
Résultat Opérationnel Courant	39 094	(4 361)	(767)	-	-	38 327	(4 361)	33 965
Autres informations								
Amortissements	(22 500)	(7)	-	-	-	(22 500)	(7)	(22 507)
Pertes de valeur	(550)	-	-	-	-	(550)	-	(550)
Actifs sectoriels nets	552 276	3 047	58 301	-	-	610 577	3 047	613 624
Investissements	25 665	-	84	-	-	25 749	-	25 749

26.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

En milliers d'euros	31/12/2016	31/12/2015
EBITDA	117 682	57 824
(+) Amortissements	(29 186)	(22 507)
(+) Paiements fondés sur des actions	(1 738)	(1 351)
Résultat opérationnel courant	86 758	33 965

L'EBITDA, tel que défini dans le tableau ci-dessus, correspond au principal indicateur suivi par le Conseil d'Administration du Groupe pour évaluer les performances des secteurs. Il correspond à un EBITDA n'intégrant pas les éléments non récurrents et non liés aux activités opérationnelles du Groupe mais intègre certaines provisions inhérentes à ces activités. En particulier, l'EBITDA suivi par le principal décideur opérationnel n'intègre pas les produits et charges liés aux variations de périmètre mais comprend les provisions pour dépréciation des créances clients.

Note 27. ENGAGEMENTS HORS BILAN

27.1 Cautions et nantissements

En milliers d'euros	31/12/2016	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Garanties Bancaires sur contrats énergie marché organisé	110 000	110 000	-	-
Garanties Bancaires sur contrats énergie OTC	40 493	9 450	31 043	-
Garanties Bancaires sur bail immobilier	476	-	-	476
Garanties Bancaires liées au réseau	10 870	10 870	-	-
Autres garanties bancaires	900	900	-	-
Autres garanties	4 325	-	4 325	-
Total	167 064	131 220	35 368	476

Les garanties bancaires sur contrats énergie représentent des garanties émises envers le clearer du Groupe pour les opérations réalisés sur les marchés organisés, ainsi qu'envers les contreparties industrielles et financières du Groupe sur les achats et reventes à terme d'électricité et de gaz réalisés hors des marchés organisés.

Les garanties bancaires liées au réseau correspondent aux cautions émises envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour couvrir le risque de défaut du Groupe en tant qu'acteur sur les réseaux français.

Les autres garanties comprennent principalement une garantie émise par le Groupe dans le cadre de l'acquisition de la société Marcinelle Energie envers un gestionnaire de réseau de transport en Belgique.

27.2 Engagements d'achats et de ventes d'énergie dans le cadre de l'activité normale

Dans le cadre de son activité normale, le Groupe a souscrit des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'énergie afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients. L'analyse a conduit à exclure certains contrats du champ d'application de la norme IAS 39. Les échéances des montants et volumes notionnels de ces contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 sont les suivantes :

Notionnels en GWh Juste valeur en milliers d'euros	31/12/2016					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(12 119)	(9 381)	-	(369 139)	(258 110)	-
Ventes fermes d'énergie	2 147	343	-	75 490	8 158	-
Total engagements fermes Energie	(9 972)	(9 037)	-	(293 649)	(249 952)	-

Notionnels en GWh Montants en milliers d'euros	31/12/2015					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(1 798)	(277)	-	(42 195)	(7 157)	-
Ventes fermes d'énergie	899	4	-	18 875	117	-
Total engagements fermes Energie	(899)	(272)	-	(23 320)	(7 040)	-

Depuis le 1^{er} janvier 2016, compte tenu de l'évolution des prix de l'électricité observée sur les marchés à terme et de ses conséquences sur les modalités d'approvisionnement du Groupe, les achats à terme réalisés à compter de cette date sur les marchés pour couvrir les besoins physiques de sa courbe de charge sont qualifiés comme relevant de l'activité dite normale car remplissant l'ensemble des conditions fixées par la norme IAS 39.

27.3 Capacités de transit

Dans le cadre de son activité de fournisseur de gaz, le Groupe a pris des engagements sur des capacités de transit. Les échéances des montants concernant ces capacités de transit sont les suivantes :

En milliers d'euros	31/12/2016	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Engagements sur les capacités de transit	83 644	8 091	33 845	41 708
Total	83 644	8 091	33 845	41 708

27.4 Contrats de location simple

Les contrats de location simples conclus par le Groupe en tant que preneur concernent essentiellement les locaux utilisés par les sociétés du Groupe.

Les paiements de locations et les revenus de sous-location comptabilisés au cours des exercices 2016 et 2015 se détaillent ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Paiements minimaux	(1 387)	(1 378)
Loyers conditionnels	-	-
Revenus de sous-location	-	-
Charges de la période	(1 387)	(1 378)

Les paiements minimaux futurs et les revenus de sous-location à effectuer ou recevoir en vertu de contrats de location simples non résiliables et de contrats de sous-location non résiliables sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2016	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux futurs	(9 966)	(1 790)	(5 478)	(2 698)
Revenus de sous-location futurs	-	-	-	-
Total	(9 966)	(1 790)	(5 478)	(2 698)

Note 28. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ventes aux parties liées	45 724	22 492	140	85	45 864	22 577
Achats aux parties liées	(600)	(600)	(2 724)	(296)	(3 325)	(895)
Créances sur les parties liées	15 403	17 678	-	-	15 403	17 678
Dettes sur les parties liées	(6 955)	(4 115)	(2)	(1)	(6 957)	(4 116)

28.1 Transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation

Les transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation concernent les transactions avec les entreprises associées et coentreprises. Elles sont principalement composées d'achats et ventes d'énergie ou de prestations de service.

28.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 31 décembre 2016 sont composées principalement de transactions avec les sociétés actionnaires de Direct Energie.

Note 29. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués, soit trois personnes.

Pour l'année 2016, la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 1 291 milliers d'euros à laquelle s'ajoutent 11 milliers d'euros d'avantages en nature. Pour l'année 2015, la rémunération globale des dirigeants s'élevait à 1 170 milliers d'euros, à laquelle s'ajoutaient 13 milliers d'euros d'avantages en nature.

Au titre de l'exercice 2016, le Groupe a enregistré dans ses comptes des charges relatives aux plans de souscription d'actions de ses dirigeants pour un montant de 708 milliers d'euros. Ce montant s'élevait à 583 milliers d'euros en 2015.

Une charge relative aux engagements de retraite des dirigeants a également été comptabilisée pour un montant de 47 milliers d'euros en 2016. Cette charge s'élevait à 30 milliers d'euros en 2015.

Au 31 décembre 2016, les provisions au titre de ces engagements de retraite s'élèvent à 212 milliers d'euros (contre 165 milliers d'euros au 31 décembre 2015).

Aucun crédit ou avance n'a été alloué aux membres des organes d'administration en 2015 et 2016.

Note 30. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Contrôle légal	609	601
Autres diligences directement liées	53	272
Autres prestations	-	-
Honoraires des Commissaires aux comptes	661	873

Note 31. EVENEMENTS POST CLOTURE

Aucun événement post-clôture significatif n'est à signaler.

Note 32. PERIMETRE DE CONSOLIDATION

Nom de l'entité	Adresse du siège social	% d'intérêts	% de contrôle	Méthode de consolidation
Direct Energie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	Société mère
Direct Energie Génération	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Yfrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Hambrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Compagnie Electrique de Bretagne	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	60%	60%	ME
Direct Energie Concessions	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
SOPHYE LACMORT	Route du Moulin 38570 Tencin	50%	50%	ME
Direct Energie EBM Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	ME
Direct Energie Belgium	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG
Direct Energie Services	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG
3CB SAS	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Marcinelle Energie SA	Rue de la Providence 150 6030 Charleroi	100%	100%	IG
CO BIOGAZ	318 rue de Fougères Immeuble Le Noven 35700 Rennes	26%	26%	ME

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016, sur :

le contrôle des comptes consolidés de la société Direct Energie, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;

la justification de nos appréciations ;

la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Principes et méthodes comptables suivis

La note 1.4.6.3 de l'annexe expose les principes de comptabilisation des opérations à terme fermes et conditionnelles portant principalement sur les matières premières sur les marchés du gaz et de l'électricité. Dans le cadre de notre appréciation des principes et méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables appliquées par votre société concernant ces opérations et nous avons vérifié que la note 25 de l'annexe fournit une information appropriée.

Estimations comptables

Dans le cadre de l'arrêté des comptes et comme indiqué dans la note 1.3 « Utilisation d'estimations et de jugements », votre groupe procède à des estimations concernant notamment :

l'évaluation des provisions ;

le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;

la valorisation des instruments financiers ;

l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés ;

l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;

l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés.

Nos travaux ont consisté à examiner les processus mis en place par la direction pour effectuer ces estimations, à apprécier les hypothèses retenues et les paramètres utilisés, et à vérifier que la note 1.3 de l'annexe donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 14 mars 2017

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

François-Xavier Ameye

Philippe Diu

11. COMPTES ANNUELS SOCIAUX AU 31 DECEMBRE 2016 ET RAPPORT DES COMMISSAIRES
AUX COMPTES SUR LES COMPTES SOCIAUX

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	133
BILAN - ACTIF	134
BILAN - PASSIF	135
ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS	136
NOTE 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	136
NOTE 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	143
NOTE 3. CHIFFRE D'AFFAIRES	146
NOTE 4. PRODUCTION IMMOBILISEE, SUBVENTIONS, REPRISES DE PROVISIONS, TRANSFERTS DE CHARGES	147
NOTE 5. CHARGES EXTERNES	148
NOTE 6. IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	149
NOTE 7. CHARGES DE PERSONNEL	149
NOTE 8. AUTRES CHARGES	150
NOTE 9. RESULTAT FINANCIER	150
NOTE 10. RESULTAT EXCEPTIONNEL	151
NOTE 11. IMPÔTS	151
NOTE 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	152
NOTE 13. IMMOBILISATIONS FINANCIERES	153
NOTE 14. STOCKS ET EN-COURS DE PRODUCTION	154
NOTE 15. CREANCES ET COMPTES DE REGULARISATION	155
NOTE 16. DISPONIBILITES ET VALEURS MOBILIERES DE PLACEMENT	157
NOTE 17. CAPITAUX PROPRES	157
NOTE 18. PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	158
NOTE 19. DETTES FINANCIERES	159
NOTE 20. DETTES DIVERSES ET COMPTES DE REGULARISATION PASSIF	160
NOTE 21. ENGAGEMENTS HORS-BILAN	162
NOTE 22. SITUATION FISCALE	164
NOTE 23. INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES	166
NOTE 24. LISTE DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	168
NOTE 25. ELEMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES ET PARTIES LIEES	168

<u>NOTE 26. REMUNERATION DES DIRIGEANTS</u>	168
<u>NOTE 27. COMPTES CONSOLIDES</u>	168
<u>NOTE 28. EVENEMENTS POST CLÔTURE</u>	169

COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	2016	2015
Ventes de marchandises		1 684 041	1 179 352
Production vendue - services		1 065 649	649 532
Chiffres d'affaires	3	2 749 690	1 828 884
Production immobilisée		2 319	2 183
Subventions d'exploitation		7	68
Reprise sur amortissements et provisions, transfert de charges	4	41 646	31 660
Autres produits		2 139	2 959
PRODUITS D'EXPLOITATION		2 795 801	1 865 754
Achats de marchandises		1 343 006	1 087 783
Variation de stock (marchandises)		19 361	(9 329)
Achats de matières premières et autres approvisionnements	5.1	739 607	579 736
Variation de stock (autres approvisionnements)		(13 000)	-
Autres achats et charges externes	5.2	74 494	50 759
Achats et charges externes		2 163 467	1 708 949
Impôts, taxes et versements assimilés	6	325 010	61 012
Salaires et traitements		18 464	16 405
Charges sociales		9 473	8 143
Charges de personnel	7	27 937	24 548
Dotations aux amortissements sur immobilisations		21 992	16 615
Dotations aux provisions sur immobilisations		332	426
Dotations aux provisions sur actif circulant		18 370	21 435
Dotations aux provisions pour risques et charges		41 153	6 231
Dotations d'exploitation		81 847	44 707
Autres charges	8	7 966	17 224
CHARGES D'EXPLOITATION		2 606 228	1 856 439
RESULTAT D'EXPLOITATION		189 573	9 315
Produits financiers de participations		346	451
Autres intérêts et produits assimilés		780	496
Reprises sur provisions et transferts de charges		2 483	1 255
Différences positives de change		2	0
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		-	23
PRODUITS FINANCIERS		3 611	2 225
Dotations financières aux amortissements et provisions		3 980	11 533
Intérêts et charges assimilées		9 413	3 558
Différences négatives de change		0	1
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		17	-
CHARGES FINANCIERES		13 410	15 092
RESULTAT FINANCIER	9	(9 799)	(12 866)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS		179 774	(3 551)
Produits exceptionnels sur opérations de gestion		12	32
Produits exceptionnels sur opérations en capital		310	438
Reprises exceptionnelles aux amortissements et provisions		-	-
PRODUITS EXCEPTIONNELS		321	470
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion		325	81
Charges exceptionnelles sur opérations en capital		231	3 552
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions		-	-
CHARGES EXCEPTIONNELLES		555	3 633
RESULTAT EXCEPTIONNEL	10	(234)	(3 163)
Participation des salariés aux résultats de l'entreprise		1 974	50
Impôts sur les bénéfices	11	11 374	(59)
BENEFICE OU PERTE		166 191	(6 705)

BILAN - ACTIF

En milliers d'euros	Notes	31/12/2016			31/12/2015
		Brut	Amort. et dep.	Net	Net
Concessions, brevets et droits similaires		10 925	(10 103)	822	1 411
Autres immobilisations incorporelles		233 589	(185 081)	48 508	36 295
Immobilisations en cours		770	-	770	172
Immobilisations incorporelles	12	245 284	(195 184)	50 100	37 878
Terrains		-	-	-	-
Constructions		-	-	-	-
Installations techniques, matériel et outillage industriels		-	-	-	-
Autres immobilisations corporelles		3 984	(1 641)	2 343	2 176
Immobilisations en cours		-	-	-	107
Immobilisations corporelles	12	3 984	(1 641)	2 343	2 283
Participations		102 809	(13 029)	89 780	46 034
Créances rattachées à des participations		19 313	-	19 313	17 546
Autres immobilisations financières		9 572	-	9 572	5 456
Immobilisations financières	13	131 694	(13 029)	118 665	69 035
ACTIF IMMOBILISE		380 962	(209 854)	171 109	109 196
Matières premières, approvisionnements		13 000	-	13 000	-
Marchandises		16 862	-	16 862	33 721
Stocks et En-cours	14	29 862	-	29 862	33 721
Fournisseurs - Avances et acomptes versés sur commande	15.4	240	-	240	2 298
Clients et comptes rattachés	15.1	442 980	(18 081)	424 899	217 952
Autres créances	15.4	88 423	-	88 423	69 235
Créances		531 643	(18 081)	513 562	289 484
Valeurs mobilières de placement	16	-	-	-	-
Autres titres conférant un droit de propriété	16	-	-	-	-
Disponibilités	16	365 956	-	365 956	94 653
Charges constatées d'avance	15.2	6 491	-	6 491	3 228
Frais d'émission d'emprunt à étaler	15.3	1 554	-	1 554	1 342
Disponibilités et divers		374 001	-	374 001	99 223
ACTIF CIRCULANT		935 506	(18 081)	917 425	422 428
TOTAL ACTIF		1 316 468	(227 935)	1 088 534	531 624

BILAN - PASSIF

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Capital social ou individuel		4 150	4 079
Primes d'émission, de fusion, d'apport, ...		11 157	4 923
Réserves		408	408
Report à nouveau		14 043	28 991
Résultat de l'exercice		166 191	(6 705)
Subventions d'investissement		631	710
CAPITAUX PROPRES	17	196 581	32 406
Provisions pour risques		40 761	6 305
Provisions pour charges		1 424	1 034
Provisions pour risques et charges	18	42 185	7 338
Autres emprunts obligataires		184 080	115 729
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		3 830	63 242
Emprunts et dettes financières divers		141 144	5 683
Dettes financières	19	329 054	184 654
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		248 038	184 533
Dettes fiscales et sociales		271 448	120 396
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		326	279
Autres dettes		-	-
Dettes diverses	20.1	519 813	305 209
Produits constatés d'avance	20.2	901	2 017
DETTES		891 953	499 218
TOTAL PASSIF		1 088 534	531 624

ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS

Direct Energie (« la Société »), maison-mère du Groupe Direct Energie, est un fournisseur alternatif d'énergie pour les particuliers, les petites entreprises, les réseaux multi-sites et les collectivités locales.

Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Les comptes annuels sont établis en conformité avec le règlement ANC N° 2014-03 du 5 juin 2014 relatif à la réécriture du plan comptable général, dans le respect du principe de prudence et conformément aux hypothèses de base:

- Continuité d'exploitation,
- Permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre,
- Indépendance des exercices,
- donnant une image fidèle du patrimoine de la société.

Les états financiers et les notes annexes aux états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

1.5 Utilisation d'estimations et de jugements

L'établissement des états financiers nécessite le recours par la Société à des estimations et jugements qui affectent les montants inscrits dans les états financiers et les notes annexes. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant à la date de clôture, les montants qui figureront dans les états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles la Société a recours à des estimations et jugements sont : l'évaluation des provisions pour risques et charges, le chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée, non relevée, non facturée et la détermination des valeurs actuelles de certaines immobilisations dans le cadre de tests de dépréciation.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations dont dispose la Société, sur la base des informations existantes à la date de clôture des comptes.

1.6 Immobilisations incorporelles et corporelles

1.6.1 Immobilisations incorporelles

Ce poste est principalement composé de coûts d'acquisitions des clients, de logiciels et de concessions, brevets et droits similaires. Elles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Les coûts d'acquisitions des clients correspondent aux dépenses encourues par la société et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente et des frais de traitement de dossier lors de l'activation. Dès lors que la Société estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la société, ces dépenses sont enregistrées en immobilisations incorporelles.

Certains frais de développement de projets, principalement informatiques, sont comptabilisés en immobilisations incorporelles lorsqu'ils satisfont à des conditions précises notamment sur la faisabilité technique et la façon dont l'immobilisation générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses de recherches sont comptabilisées en charge dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

1.6.2 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement constituées des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau. Elles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition, y compris les frais accessoires.

Lorsque les éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

1.6.3 Amortissements

Les immobilisations incorporelles et corporelles sont amorties selon le mode linéaire. Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des immobilisations. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Coûts d'acquisition des clients	Linéaire 4 ans
- Logiciels et autres immobilisations incorporelles	Linéaire 3 à 5 ans
- Installations générales, aménagements divers	Linéaire 3 à 10 ans
- Matériel informatique	Linéaire 3 ans
- Mobilier de bureau	Linéaire 4 ans

Les dotations aux amortissements sont comptabilisées au compte de résultat dans la ligne « Dotations aux amortissements sur immobilisations ».

1.6.4 Dépréciations

A chaque clôture, la Société apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des immobilisations. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué en comparant la valeur nette comptable de l'actif immobilisé à sa valeur actuelle, définie comme la valeur la plus élevée entre la valeur de marché et la valeur d'utilité du bien pour l'entreprise. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle est inférieure à sa valeur nette comptable.

Les dotations aux dépréciations sont comptabilisées au compte de résultat dans la ligne « Dotations aux dépréciations sur immobilisations ».

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation

Les titres de participation sont des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle sur la société émettrice et permettent d'établir des relations d'affaires. Ils sont comptabilisés initialement à leur coût d'acquisition augmenté des frais accessoires directement liés.

Une provision pour dépréciation peut être constituée sur les titres en fonction de leur valeur d'utilité à la clôture. Cette valeur d'utilité est déterminée selon des règles multicritères qui tiennent compte notamment de la situation nette des sociétés émettrices et des perspectives de rentabilité à moyen terme.

1.7.2 Créances rattachées à des participations

Il s'agit essentiellement de financements par la Société des besoins de trésorerie des filiales du groupe afin de permettre leur développement interne et externe. Elles sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participations, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Les autres immobilisations financières comprennent principalement :

- des dépôts de garantie versés en couverture de risques liés aux opérations réalisées sur l'activité « vente en gros ». Ces dépôts sont révisés régulièrement avec les contreparties de la Société en fonction des opérations en cours et de la volatilité du marché. Le montant figurant au bilan correspond à la valorisation de ces dépôts au dernier jour de l'exercice ;
- des dépôts réalisés au titre des contrats de fourniture d'électricité et de gaz auprès des contreparties de la Société, y compris envers la Caisse des Dépôts et Consignations au titre de l'Arenh ;
- des dépôts de garantie versés dans le cadre des locations immobilières des locaux de la Société.

1.8 Stocks et en-cours

Sont enregistrés dans les comptes de stocks:

- Le stock de gaz, valorisé à l'entrée au coût moyen d'achat intégrant les frais de transport et à la sortie mensuellement selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré ;
- les certificats relatifs au mécanisme d'obligation de capacités, introduit par les pouvoirs publics au quatrième trimestre 2016, et applicable aux fournisseurs d'électricité à compter de l'année 2017. Ce stock est valorisé selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré.

A la clôture, la Société prend en compte les perspectives de prix et de consommation pour déterminer la valeur probable de réalisation des stocks et comptabilise le cas échéant une dépréciation lorsque celle-ci est inférieure au coût moyen pondéré.

1.9 Créances d'exploitation

1.9.1 Clients et comptes rattachés

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale. Elles intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Les créances clients font l'objet d'une dépréciation statistique qui prend en compte l'ancienneté des créances et les données historiques de recouvrement de la Société.

La Société reconnaît une perte sur créance irrécouvrable dès lors qu'elle reçoit de la part de ses prestataires de recouvrement un certificat d'irrécouvrabilité ou, dans le cas d'un client professionnel, au regard des conséquences d'une procédure collective.

1.9.2 Autres créances

Les autres créances sont comptabilisées à leur valeur nominale. Elles comprennent principalement des créances liées à la taxe sur la valeur ajoutée.

Une provision pour dépréciation des autres créances est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances est inférieure à leur valeur comptable.

1.10 Trésorerie

Les valeurs mobilières de placement sont principalement constituées de SICAV monétaires et sont comptabilisées à leur valeur d'acquisition. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels non comptabilisés.

1.11 Charges constatées d'avance

Dans le cadre de l'affectation d'énergie par le gestionnaire du réseau et sur la base de relèves d'index encadrant la période de consommation, des ajustements peuvent être comptabilisés en charges constatées d'avance ou en dettes fournisseurs selon le sens de ces ajustements.

1.12 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont constituées par la Société si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Le montant comptabilisé en provision représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

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 dans les notes annexes en tant que passif éventuel.

1.13 Provisions pour avantages du personnel

Conformément à l'option offerte par l'avis du Comité d'Urgence du CNC n°2000-A du 6 juillet 2000, la Société inscrit à son passif sous forme de provision les engagements accordés au personnel correspondant au versement d'indemnités de fin de carrière déterminées en fonction de la convention collective en vigueur au sein de la Société.

Il n'existe pas d'autre engagement de la Société envers le personnel susceptible de faire l'objet de provisions.

La valorisation du montant de ces indemnités est effectuée sur la base d'une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel, de projection de salaires qui tiennent compte des facteurs propres à la Société ainsi que de facteurs macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, etc.).

1.14 Dettes financières et autres dettes

Les dettes financières et les autres dettes diverses de la Société sont comptabilisées pour leur valeur nominale.

1.15 Opérations à terme

La Société conclut, dans le cadre de son activité, des achats et ventes à terme d'électricité et de gaz sur le marché de gré à gré ou sur un marché organisé (EEX, Powernext, Belpex, Ice Endex).

Les montants nominaux des contrats constituent des engagements hors bilan présentés dans la note 21 des annexes.

Les variations de valeur des contrats sont enregistrées de façons différentes selon qu'elles s'inscrivent ou non dans le cadre d'opérations de couverture.

Une opération n'est qualifiée de couverture que si elle présente les caractéristiques suivantes :

- Elle a pour effet de réduire le risque de variation de valeur affectant l'élément couvert ou un ensemble d'éléments homogènes ;
- L'élément couvert peut être un actif, un passif, un engagement existant ou une transaction future non encore matérialisée par un engagement si cette transaction est définie avec précision et possède une probabilité suffisante de réalisation ;
- L'identification du risque à couvrir est effectuée après la prise en compte des autres actifs, passifs et engagements ;

- Une corrélation est établie entre les variations de valeur de l'élément couvert et celles du contrat de couverture ; en effet, la réduction du risque résulte d'une neutralisation totale ou partielle, recherchée, a priori, entre les pertes éventuelles sur l'élément couvert et les gains sur les contrats négociés en couverture.

Les contrats qualifiés de couverture sont identifiés et traités comptablement en tant que tels dès leur origine et ils conservent cette qualification jusqu'à leur échéance ou leur dénouement. Les variations de valeur de ces contrats sont enregistrées au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et charges sur cet élément. Par conséquent, l'impact de ces contrats de couverture est enregistré en résultat d'exploitation au fur et à mesure des livraisons d'énergie couvertes.

Pour les contrats non qualifiés de couverture :

- Sur les marchés organisés, les variations de valeur des contrats sont portées au compte de résultat en charges d'exploitation ou chiffre d'affaires.
- Sur les marchés de gré à gré, les gains et pertes latentes sur contrats n'interviennent pas dans la formation du résultat. Si l'ensemble des transactions de gré à gré non qualifiées de couverture engendre une perte latente, celle-ci entraîne la constitution d'une provision.

1.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires se décompose entre une activité de « vente au détail » et une activité de « vente en gros ». L'activité de détail correspond à la fourniture d'énergie aux utilisateurs finaux ainsi qu'à des prestations liées à l'acheminement de cette énergie tandis que l'activité de vente en gros représente les livraisons d'énergie sur le réseau français réalisées lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.

La Société constate un produit quand :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- le caractère recouvrable des créances est probable.

Pour la détermination des quantités d'énergie livrée de l'activité de détail, la Société est amenée à estimer ces quantités en se basant notamment sur :

- des profils de consommation des clients de la société ;
- des données de consommation des clients transmises par les gestionnaires de réseau ;
- des informations extérieures telles que les températures réalisées ;

- des données relatives au volume d'énergie affecté à la société par le gestionnaire du réseau.
La détermination de ces quantités s'appuie nécessairement sur un certain nombre d'estimations et d'hypothèses qui peuvent avoir un impact sur les comptes.

Pour les opérations de l'activité de gros, le chiffre d'affaires est reconnu à la date de leur dénouement à savoir à la livraison physique.

1.17 Impôts

Les impôts sont comptabilisés selon la méthode de l'impôt exigible.

Note 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

2.1 Acquisition de la société Marcinelle Energie

La Société a conclu le 30 décembre 2016 l'acquisition de 100% du capital de la société Marcinelle Energie, filiale belge du groupe italien Enel. Dédiée à la production d'électricité, la société Marcinelle Energie détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz, située à Charleroi en Belgique. Livrée en juillet 2012 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale regroupe une quarantaine d'employés et dispose d'une capacité installée d'environ 400 MW.

Le montant de la transaction, intégralement réalisé en numéraire, s'est élevé 38,7 M€

Après l'acquisition de la centrale de Bayet fin 2015, cette nouvelle opération porte la capacité installée du Groupe à près de 800 MW. Réalisée à des conditions compétitives, elle confirme également la mise en œuvre de la stratégie d'intégration verticale annoncée avec une présence renforcée du Groupe à l'amont et l'aval pour une meilleure couverture des approvisionnements du parc client

2.2 Renforcement de la structure financière de la Société

Sur le plan financier, la Société a mis en place de nouveaux financements au cours de l'année 2016, notamment pour absorber l'augmentation ponctuelle des dépôts effectués en trésorerie auprès des contreparties de la Société sur les marchés de l'énergie au cours du premier semestre 2016, conséquence de la baisse des prix de gros de l'électricité :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ remboursées au début du quatrième trimestre 2016 les prix de gros ayant connu un rebond à compter de la fin du deuxième trimestre 2016, qui s'est poursuivi sur le second semestre ;
- Une ligne de crédit court terme complémentaire, auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés règlementés de l'énergie, pour un montant total de 55 M€ à échéance mai 2017, ligne non tirée en fin d'année 2016 ;
- Une augmentation de 60 M€ de sa facilité de crédit bancaire, portée à 120 M€, et elle aussi non tirée en fin d'année ;
- Un nouvel emprunt obligataire d'un montant de 68 M€ en une tranche, assorti d'un coupon de 3,25%, ayant notamment contribué au financement de l'acquisition de la centrale de Marcinelle.

Au 31 décembre 2016, la Société disposait de près de 205 M€ de sources de financement court terme mobilisables en complément de sa trésorerie disponible.

2.3 Extension du contrat de prestations de services ErDF

Au cours du deuxième trimestre 2016, la Société et ErDF (désormais dénommé ENEDIS) ont signé une prolongation d'un an du contrat de prestations de services qui avait pris fin le 30 septembre 2015. Cette extension, débutant rétroactivement au 1er octobre 2015, s'est traduite sur l'année 2016 par un produit de 29,3 M€.

2.4 Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF

En exécution de la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014, qui a posé le principe selon lequel le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GRDF) tant pour l'avenir que pour le passé, et suite à une injonction par le CoRDIS en date du 20 janvier 2016 sommant GRDF d'exécuter sa décision de 2014, un accord contractuel a été formalisé entre les Parties au cours du premier semestre 2016, au titre duquel GRDF a remboursé fin mai 2016 à Direct Energie des impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015, pour un montant de près de 10 M€. Par une décision du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris a pleinement confirmé cette décision du CoRDIS en matière d'impayés de part acheminement.

La cour d'appel a également jugé que le fournisseur devait être rémunéré pour les prestations réalisées pour le compte de GRDF permettant l'accès du client final aux réseaux de distribution. Suite à cette décision, outre le fait que GRDF devait verser à Direct Energie une rémunération à un prix fixé entre les Parties pour le passé (depuis la date de signature du contrat d'acheminement (2005)) – ce qui n'a pas été suivi d'effet –, GRDF a proposé à Direct Energie un avenant au CAD (Contrat d'Acheminement sur le réseau de Distribution) fixant une rémunération qui, selon Direct Energie, n'était pas « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF.

Aucun accord n'a été trouvé entre les Parties, et la Société n'a à ce titre encore reconnu aucun produit à recevoir dans ses comptes.

Le sujet a ainsi été renvoyé vers le CoRDIS, qui a demandé à la Commission de Régulation de l'Energie une mesure d'instruction visant à déterminer quelle serait une rémunération « proportionnée et équitable aux coûts évités » de GRDF. La CRE a mandaté un consultant pour mener à bien cette étude auprès des fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution. L'instruction est toujours en cours et devrait donner lieu à une consultation sous l'égide du régulateur au cours du premier semestre 2017, et à une décision du CoRDIS au cours de l'année 2017.

2.5 Décision du Conseil d'Etat sur les TRV Electricité

Le Conseil d'Etat a annulé le 15 juin 2016 deux arrêtés tarifaires. L'arrêté du 28 juillet 2014, qui avait annulé l'augmentation des TRV bleus de 5% normalement prévue à compter du 1er août 2014, a été annulé au motif que le principe de sécurité juridique n'avait pas été respecté. Celui du 30 octobre 2014 a pour sa part été annulé au motif qu'il n'avait pas pris en compte les rattrapages tarifaires qui s'imposaient s'agissant des tarifs bleus résidentiels et verts, pour la période comprise entre le 1er novembre 2014 et le 31 juillet 2015. Les arrêtés tarifaires rétroactifs ayant été publiés le 1er octobre 2016, un produit à recevoir a été reconnu à hauteur de 14,2 M€ dans les comptes de la Société au 31 décembre 2016. L'émission des factures rétroactives correspondantes débutera au cours du premier semestre 2017.

2.6 Provision pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières

Dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement en gaz, la Société a conclu, en 2009, auprès des gestionnaires de réseaux de transport de gaz français (GRTgaz), belge (Fluxys) et hollandais (GTS) plusieurs contrats portant sur la réservation, à compter de fin 2011, de capacités d'importation de gaz via la Belgique, pour des durées s'étendant au maximum jusqu'en 2027. La finalité de ces contrats était de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz des activités de la Société sur le long terme, conformément aux principes conditionnant l'obtention d'une autorisation de fourniture de gaz en France.

A partir de 2013, et alors que le contexte de marché avait démontré l'incapacité du système en vigueur à assurer la sécurité d'approvisionnement, se traduisant notamment par des souscriptions de capacité de stockage insuffisantes, les pouvoirs publics ont engagé des consultations visant à clarifier les obligations pesant sur les fournisseurs en la matière, et les instruments mobilisables, avec pour but notamment de réformer les obligations de souscription de stockage.

A l'occasion de ces consultations, la Société a fait valoir sa position constante, selon laquelle devaient bien être pris en compte, dans la définition des obligations des fournisseurs en matière de sécurité d'approvisionnement, l'ensemble des instruments de modulation dont ils disposaient, et notamment les capacités d'importation de gaz en France. Cependant, dans l'attente de la finalisation de cette réforme et sans préjuger de son contenu final, les pouvoirs publics ont demandé à la Société de souscrire des capacités de stockage annuelles indépendamment de ses capacités propres d'interconnexions gazières.

Le projet de réforme tel qu'arbitré par les pouvoirs publics suite à ces consultations, et qui a fait l'objet d'un examen par le Conseil d'Etat au cours du deuxième trimestre 2016, n'a pas retenu les propositions formulées par la Société qui visaient à une prise en compte explicite, et propre à chaque fournisseur, des capacités d'importation de Gaz dont il dispose, parmi les instruments mobilisables en matière de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, le Conseil d'Etat, appelé à statuer dans le contentieux initié en 2014 par Eni et Uprigaz a confirmé en avril 2016, que les pouvoirs publics étaient fondés, à imposer aux fournisseurs de gaz, de souscrire des capacités de stockage pour garantir la sécurité d'approvisionnement, sans considérer les capacités d'interconnexion propres à chaque fournisseur comme un instrument permettant de s'y soustraire, puisqu'il n'a renvoyé sur ce sujet, à la Cour de justice de l'Union européenne, qu'une question portant sur la localisation géographique des stockages pris en compte dans la satisfaction de cette obligation.

Dans ces conditions, et sans préjuger du délai de mise en œuvre du projet de réforme, qui n'a toujours pas abouti à la date de publication des comptes, les contrats ne peuvent plus être considérés comme pouvant participer directement aux obligations inhérentes aux activités gazières de la Société en matière de sécurité d'approvisionnement, et ceci sans perspective d'évolution favorable à court terme de la réglementation

En conséquence, ces contrats d'accès aux interconnexions gazières ont été traités comme des contrats déficitaires et une provision d'un montant de 31,6 M€ a ainsi été comptabilisée dans les comptes annuels.

2.7 Mise en place du mécanisme de capacité français

Suite à la décision de la Commission Européenne, rendue début novembre 2016 et ayant jugé compatible avec la réglementation européenne le marché de capacité proposé par la France, le mécanisme de capacité français est entré formellement en vigueur.

Celui-ci se traduit à compter du 1er janvier 2017 pour les fournisseurs d'électricité, par l'obligation de disposer de certificats de capacités à hauteur des besoins de leur parc client à la pointe de consommation, et pour les producteurs d'électricité, par l'obtention de certificats, cessibles sur le marché, à mesure de leur disponibilité effective.

La première enchère de capacité, qui s'est déroulée le 15 décembre 2016 a débouché sur un prix d'environ 10 000€/ MW. De nouvelles enchères interviendront en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

La société a ainsi acquis en décembre 2016 des certificats pour un montant total de 13,0 M€, comptabilisés en stocks à la clôture de l'exercice.

Le prix de la capacité fera l'objet d'une répercussion, conformément aux dispositions contractuelles, auprès des clients de la Société, dès 2017.

Note 3. CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Ventes d'électricité aux utilisateurs finaux	711 810	408 022
Reventes d'électricité - activité de gros	343 033	183 470
Vente de gaz aux utilisateurs finaux	159 165	134 014
Revente de gaz, CO2 et pétrole - activité de gros	470 032	453 846
Fourniture d'électricité et de gaz	1 684 041	1 179 352
Facturation acheminement pour le compte de tiers - électricité	567 646	329 013
Facturation acheminement pour le compte de tiers - gaz	102 363	74 361
CSPE	11 892	140 241
TCFE et autres taxes	325 280	65 650
Refacturation de frais aux clients	2 799	2 716
Facturation de services annexes	22 631	15 571
Autres prestations de services	33 038	21 980
Prestation de services et autres	1 065 649	649 532
Chiffre d'affaires total	2 749 690	1 828 884

Le Chiffre d'Affaires « Fourniture d'électricité et de gaz » est constitué :

- de l'électricité et du gaz livrés à destination des clients finaux, essentiellement constitués de clients profilés. Les clients profilés sont des clients qui ont une consommation individuelle plus faible que les télé-relevés, qui ne justifie pas la télé-relève par le gestionnaire de transport ou de distribution. Leur

consommation est d'abord estimée puis révisée au relevé visuel du compteur effectué environ deux fois par an.

- de l'électricité et du gaz livrés sur les marchés de gros (livraison sur les points notionnels des réseaux de transport).

A partir du 1^{er} janvier 2016, la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) a été remplacée par la TICFE, taxe perçue pour le compte des Douanes et intégrée au budget de l'État en tant que recette.

Le poste TCFE et autres taxes est constitué principalement par les taxes douanières TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité) et TICGN (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale de Gaz Naturel) et par la Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE), instaurée par la loi NOME au 1^{er} janvier 2011 qui a remplacé les Taxes Locales. Ces taxes sont facturées au client final mais le redevable est le fournisseur d'énergie. Dès lors il convient de faire apparaître ces taxes en chiffre d'affaires et en impôts et taxes.

La refacturation de frais aux clients est principalement constituée de l'ensemble des frais de gestion répercutés aux clients suite à des incidents de paiements ou à des demandes des clients.

Les facturations des services annexes sont notamment composées des Options et Packs souscrits par les clients qui viennent en complément de leur contrat de fourniture d'énergie. Ces Options permettent aux clients de profiter d'avantages spécifiques (service client dédié, assurance dépannage...).

Note 4. PRODUCTION IMMOBILISEE, SUBVENTIONS, REPRISES DE PROVISIONS, TRANSFERTS DE CHARGES

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Production immobilisée	2 319	2 183
Subventions d'exploitation	7	68
Reprise de provisions pour risques et charges	6 306	2 932
Reprises de provisions coûts d'acquisition des clients	758	-
Reprises de provisions dépréciation de stock	3 610	-
Reprises de provisions créances douteuses	19 261	18 610
Transfert de charges	11 711	10 119
Reprise sur amortissements et provisions, transfert de charges	41 646	31 660
Prestations sur taxes locales	955	672
Produits divers de gestion courante	1 183	2 287
Autres produits	2 139	2 959
Production immobilisée, reprises de provisions et transfert de charges	46 111	36 870

La Production immobilisée correspond à l'activation des charges de personnel directement affectables à la production d'immobilisations pour la Société. Ce montant comprend essentiellement les charges de personnel des effectifs des services internes dédiés aux systèmes d'informations.

Les transferts de charges comprennent notamment les montants compensés par la Commission de Régulation de l'Énergie dans le cadre des dispositifs de Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité, de Tarif Spécial de Solidarité (TSS) pour le gaz et de Biométhane.

Note 5. CHARGES EXTERNES

5.1 Achats

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Achats d'électricité à terme	381 090	376 418
Achats d'électricité spot	422 859	169 638
Achats gaz et CO2	518 498	526 999
Charge de réconciliation des flux électriques	6 119	4 410
Charge de réconciliation des flux gaziers	225	2 337
Autres frais liés aux achats d'énergie	14 214	7 980
Achats de marchandises	1 343 006	1 087 783
Variation de stock de marchandises	19 361	(9 329)
Variation de stock - marchandises	19 361	(9 329)
Acheminement électricité	567 646	329 013
Certificats de capacité	13 000	-
Transport, Stockage, Distribution gaz	147 070	110 482
CSPE	11 892	140 241
Autres approvisionnements	739 607	579 736
Variation de stock autres approvisionnements	(13 000)	-
Variation de stock - autres approvisionnements	(13 000)	-
Achats	2 088 974	1 658 190

A partir du 1^{er} janvier 2016, la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a été remplacée par la TICFE, taxe perçue pour le compte des Douanes et comptabilisée en charges en impôts et taxes.

5.2 Autres achats et charges externes

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Charges liées aux services annexes	2 171	1 584
Sous-traitance	26 259	19 647
Credit bail / Location et charges locatives	2 277	2 198
Honoraires	10 179	8 062
Publicité / Communication	17 284	7 586
Frais postaux et telecom	5 152	4 117
Frais bancaires	4 497	2 559
Autres	6 674	5 006
Autres achats et charges externes	74 494	50 759

Au cours de l'exercice, la Société a engagé des dépenses pour acquérir des clients. Une partie de ces charges constitue une immobilisation incorporelle et est inscrite à l'actif du bilan. Au cours de l'exercice, la Société est en mesure de distinguer la part des dépenses à inscrire en charges de celle à inscrire à l'actif et n'utilise donc pas un compte de transfert de charges. Au cours de l'exercice 2016, 25,7 millions d'euros d'autres achats et charges externes ont été comptabilisés en immobilisations incorporelles (représentés principalement par les charges de rémunération des distributeurs, et des prestataires de ventes externalisés, tout particulièrement des centres d'appels, concourant directement à l'acquisition de clients). Ce montant était de 19,6 millions d'euros en 2015.

Note 6. IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Impôts et taxes sur rémunérations	434	364
Autres impôts et taxes (administration et impôts)	4 483	1 129
Contribution sociale de solidarité et autres	2 089	1 374
TCFE et autres taxes sur le chiffre d'affaires	318 004	58 144
Impôts et taxes	325 010	61 012

A partir du 1^{er} janvier 2016, la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) a été remplacée par la TICFE, taxe perçue pour le compte des Douanes et intégrée au budget de l'État en tant que recette.

Le poste TCFE et autres taxes est constitué principalement par les taxes douanières TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité) et TICGN (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale de Gaz Naturel) et par la Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE), instaurée par la loi Nome au 1^{er} janvier 2011 qui a remplacé les Taxes Locales. Ces taxes sont facturées au client final mais le redevable est le fournisseur d'énergie, dès lors il convient de faire apparaître ces taxes en chiffre d'affaires et en impôts et taxes.

Note 7. CHARGES DE PERSONNEL

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Salaires et traitements	18 464	16 405
Charges sociales	9 473	8 143
Charges de personnel	27 937	24 548

L'évolution des effectifs moyens sur les deux derniers exercices est la suivante :

	2016	2015
Cadres	237	211
Employés et agents de maîtrise	88	86
Effectif moyen	325	297

Note 8. AUTRES CHARGES

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Jetons de présence	150	120
Pertes sur créances irrécouvrables	7 817	17 101
Autres charges de gestion	(1)	3
Autres charges	7 966	17 224

Les pertes sur créances irrécouvrables sont présentées nettes

- de la compensation reçue d'Enedis correspondant à la part acheminement électricité des impayés pour un montant de 5,0 millions d'euros en 2016 et 4,1 millions d'euros en 2015, conformément au contrat en vigueur avec cette société.
- de la compensation reçue de GRDF correspondant à la part acheminement gaz des impayés pour un montant de 11,4 millions d'euros en 2016 (dont 9,8 millions d'euros relatifs à la période 2010-2015 cf. note 2.4)

Note 9. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Reprises sur provisions	2 483	1 255
Revenus des comptes courants consentis aux filiales	346	451
Plus-values sur reventes de valeurs mobilières de placement	-	23
Différences positives de change	2	0
Autres produits financiers	780	496
Produits financiers	3 611	2 225
Dotations financières aux provisions	(3 980)	(11 533)
Intérêts des comptes courants	(1 851)	-
Intérêts sur comptes bancaires	(1 727)	(598)
Intérêts sur emprunts obligataires	(5 836)	(2 958)
Différences négatives de change	(0)	(1)
Moins-values sur reventes de valeurs mobilières de placement	(17)	-
Autres charges financières	-	(2)
Charges financières	(13 410)	(15 092)
Résultat financier	(9 799)	(12 866)

Sur l'année 2015, la société a procédé à des dotations financières aux provisions de 11 millions d'euros concernant la société Direct Energie Génération suite aux perspectives de développement du projet de construction de centrale électrique à gaz naturel sur la commune de Hambach en Lorraine, porté par la société Hambrégie, filiale de Direct Energie Génération. Au cours de l'exercice 2016, Direct Energie a souscrit à une augmentation de capital de la société Direct Energie Génération par compensation de créances en compte

courant et a donc repris la provision constituée en 2015 sur compte courant pour un montant de 2,5 millions d'euros et doté une provision complémentaire sur titres de 4,0 millions d'euros.

Note 10. RESULTAT EXCEPTIONNEL

<i>En milliers d'euros</i>	2016	2015
Produit de cession des immobilisations	310	438
Reprises sur provisions et dépréciations	-	-
Reprises sur amortissements	-	-
Autres produits exceptionnels	12	32
Produits exceptionnels	321	470
VNC des immobilisations cédées	(231)	(3 552)
Dotations aux provisions et dépréciations	-	-
Dotations aux amortissements	-	-
Autres charges exceptionnelles	(325)	(81)
Charges exceptionnelles	(555)	(3 633)
Résultat exceptionnel	(234)	(3 163)

Le poste « Produit de cession des immobilisations » est constitué en 2016 par la reprise de la subvention d'équipement pour 0,08 millions d'euros et par la cession d'immobilisation corporelles à la valeur nette pour 0.23 millions d'euros et en 2015 par le prix de vente des titres de la société Direct Energie Distribution pour 0,36 millions d'euros en 2015 et par la reprise de la subvention d'équipement pour 0,08 millions.

Le poste VNC des immobilisations cédées en 2015 correspond notamment aux titres cédés de la société Direct Energie Distribution pour un montant de 2 millions d'euros, et aux titres de la société Weole pour un montant de 1,3 millions d'euros suite à la liquidation judiciaire de cette société.

Note 11. IMPÔTS

Pour l'exercice 2016, le calcul et la décomposition de la charge d'impôt, au taux normal de 33.33%, et du résultat net de l'exercice sont présentés ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>	Resultat avant impôt	Impôt							Résultat net	
		Théorique au taux normal	Retraitements fiscaux	Reports déficitaires propres à imputer	Reports déficitaires base élargie à imputer	Déficits et retraitements intégration	Dû au taux normal	Contributions sur l'impôt	Théorique	Comptable
Resultat courant	179 774	59 925	11 664	(23 998)	(23 963)	(13 078)	10 551	336	119 849	168 887
Résultat exceptionnel	(234)	(78)	6	24	24	13	(11)	(0)	(156)	(223)
Participation des salariés	(1 974)	(658)	641	6	6	3	(2)	(0)	(1 316)	(1 972)
Autres éléments impôts							501	-	-	(501)
TOTAL	177 566	59 189	12 312	(23 968)	(23 933)	(13 062)	11 039	335	118 377	166 191

Le poste « autres éléments impôts » comprend :

- La contribution exceptionnelle sur dividendes pour un montant de 430 milliers d'euros
- L'impact du redressement suite au contrôle fiscal portant sur les exercices 2012 et 2013 pour un montant de 145 milliers d'euros

- Le crédit d'impôt recherche de l'année pour un montant de - 74 milliers d'euros

Le produit d'impôt constaté au titre de l'exercice 2015 est constitué, d'une part du crédit impôt recherche attribuable à la Société pour un montant de 105 milliers d'euros et d'autre part du redressement attendu suite au contrôle fiscal portant sur les exercices 2012 et 2013 pour un montant de - 46 milliers d'euros.

Note 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

12.1 Valeur brute des immobilisations incorporelles et corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Aug.	Dim.	31/12/2016
Coûts d'acquisition des clients	172 318	25 659	-	197 977
Logiciels, autres immobilisations incorporelles	39 972	6 575	10	46 537
Immobilisations en cours	172	692	95	770
Immobilisations incorporelles	212 463	32 926	105	245 284
Installations générales, agencements et divers	1 448	26	-	1 474
Matériel de bureau, informatique et mobilier	1 952	561	3	2 510
Immobilisations en cours	107	-	107	-
Immobilisations corporelles	3 507	587	110	3 984
Immobilisations brutes	215 970	33 513	215	249 268

Les immobilisations incorporelles en cours au 31/12/2016 concernent essentiellement les coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciels, pour la partie qui est encore en développement et non encore amortie.

Les diminutions d'immobilisations correspondent essentiellement au transfert, vers les comptes d'immobilisations incorporelles, des immobilisations en cours au 31/12/2015.

Les diminutions d'immobilisations corporelles correspondent essentiellement à la cession d'immobilisations en cours au 31/12/2015 à sa filiale 3CB.

12.2 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

Les amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles se détaillent ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Aug.	Dim.	31/12/2016
Coûts d'acquisition des clients	143 039	14 648	758	156 929
Logiciels, autres immobilisations incorporelles	31 546	6 719	10	38 255
Immobilisations en cours	-	-	-	-
Immobilisations incorporelles	174 585	21 367	768	195 184
Installations générales, agencements et divers	126	147	-	273
Matériel de bureau, informatique et mobilier	1 098	273	3	1 368
Immobilisations en cours	-	-	-	-
Immobilisations corporelles	1 224	420	3	1 641
Amortissements et dépréciations	175 809	21 787	771	196 825
<i>Dont amortissements linéaires</i>		21 455	-	
<i>Dont amortissements dégressifs</i>		-	-	
<i>Dont dépréciations</i>		332	758	

Note 13. IMMOBILISATIONS FINANCIERES

13.1 Valeur brute des immobilisations financières

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Aug.	Dim.	31/12/2016
Titres de participation consolidés	54 409	47 726	0	102 134
Titres de participations non consolidés	661	-	-	661
Fiducie	13	-	-	13
Titres de participation	55 083	47 726	0	102 809
Créances rattachées à des participations	20 029	8 013	8 728	19 313
Autres titres immobilisés	-	-	-	-
Autres prêts	-	-	-	-
Dépôts et garanties	5 368	10 855	6 857	9 365
Actions propres	88	207	88	207
Autres immobilisations financières	5 456	11 062	6 945	9 572
Immobilisations financières brutes	80 568	66 800	15 674	131 694

L'augmentation des titres de participation est liée à l'acquisition de 100% des titres de la société Marcinelle Energie pour un montant de 39 millions d'euros et par la souscription à l'augmentation de capital de la société Direct Energie Génération par compensation de créances en compte courant pour un montant de 9 millions d'euros.

13.2 Provisions pour dépréciation des immobilisations financières

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Dotation	Reprise		31/12/2016
			utilisée	non utilisée	
Participations	9 050	3 980	-	-	13 029
Créances rattachées à des participations	2 483	-	2 483	-	-
Autres immobilisations financières	-	-	-	-	-
Provisions sur immobilisations financières	11 533	3 980	2 483	-	13 029

Suite à l'augmentation de capital de la société Direct Energie Génération par compensation de créances, la Société a repris la provision constituée en 2015 sur compte courant pour un montant de 2,5 millions d'euros et doté une provision complémentaire sur titres de 3,9 millions d'euros.

Note 14. STOCKS ET EN-COURS DE PRODUCTION

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Aug.	Dim.	31/12/2016
Stocks de fournitures consommables	-	13 000	-	13 000
Stocks de marchandises	36 223	-	19 361	16 862
Stock - valeur brute	36 223	13 000	19 361	29 862
Dépréciation du stock de fournitures consommabl	-	-	-	-
Dépréciation du stock de marchandises	(2 502)	-	(2 502)	-
Stock - valeur nette	33 721	13 000	16 859	29 862

Le stock de fournitures consommables est composé des certificats de capacités achetés en décembre 2016 dans le cadre de la mise en place du mécanisme de capacité français (cf. note 2.7)

Le stock de marchandises est constitué uniquement de gaz. La provision pour dépréciation constituée en 2015 a été intégralement reprise sur l'exercice compte tenu de la valeur nette de réalisation de ce stock.

Note 15. CREANCES ET COMPTES DE REGULARISATION

15.1 Créances clients et comptes rattachés

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Créances clients	155 432	99 799
Clients - factures à établir	287 548	138 232
Créances clients et comptes rattachés - valeur brute	442 980	238 031
Dépréciation des créances clients	(18 081)	(20 080)
Créances clients et comptes rattachés - valeur nette	424 899	217 952

Concernant les factures à établir des clients, la Société propose à ses clients une offre commerciale de mensualisation des paiements (montant mensuel fixe) lui permettant de lisser ses dépenses sur l'année. Avec cette offre, la Société ne facture le client qu'une fois par an lors de sa relève de compteur et effectue une régularisation du plan de mensualisation le cas échéant. Au 31 décembre 2016, la Société a comptabilisé les mensualités payées par ces clients et déterminé également l'équivalent des factures qui auraient été émises pour les périodes correspondantes : le net de ces deux montants est présenté au sein de la rubrique « Factures à établir ».

La variation des provisions pour dépréciations des créances clients se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Dotation	Reprise		31/12/2016
			utilisée	non utilisée	
Dépréciation des créances clients	20 080	17 262	19 261	-	18 081

15.2 Charges constatées d'avance

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Energie facturée non encore livrée	354	1 609
Primes d'options d'achats d'électricité	4 260	-
Charges générales diverses constatées d'avance	1 877	1 619
Charges constatées d'avances	6 491	3 228

Les primes d'option d'achats d'électricité correspondent à des options d'achats à terme d'électricité souscrites et exercées en 2016. La charge sera étalée au fur et à mesure des livraisons qui auront lieu en 2017 et 2018.

15.3 Frais d'émission d'emprunt à étaler

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Aug.	Dim.	31/12/2016
Frais d'émission emprunt à étaler	1 342	749	537	1 554
Charges à répartir sur plusieurs exercices	1 342	749	537	1 554

Les frais d'émission d'emprunt à étaler se composent :

- des frais d'émission d'emprunts obligataires pour un montant net de 1101 milliers d'euros à la clôture, qui sont amortis en mode linéaire sur la durée de chaque tranche.
- des frais liés au crédit syndiqué, pour un montant de 453 milliers d'euros à la clôture qui sont amortis sur 12 ou 36 mois selon le type de commission

15.4 Etat des échéances des créances

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	< 1 an	> 1 an
Créances rattachées à des participations	19 313	19 313	
Autres titres immobilisés	-	-	
Autres prêts	-	-	
Dépôts de garantie	9 365	8 024	1 341
Immobilisations financières hors participations	28 679	27 337	1 341
Fournisseurs, avances et acomptes versés sur commande	240	240	
Clients et comptes rattachés	442 980	442 980	
Personnel, sécurité sociale et autres organismes sociaux	261	261	
Etat - Taxes sur la valeur ajoutée	76 709	76 709	
Etat - Autres impôts et taxes	811	811	-
Factor	35	35	
Débiteurs divers	10 606	5 755	4 852
Créances	531 643	526 791	4 852
Charges constatées d'avance	6 491	4 159	2 333
Frais d'émission emprunts à étaler	1 554	556	997
Total	568 366	558 843	9 523

15.5 Produits à recevoir

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Clients - factures à établir	287 548	138 232
Rabais, remises, ristournes à obtenir	-	-
Etat - produits à recevoir	-	331
Divers - produits à recevoir	8 355	5 769
Produits à recevoir	295 903	144 332

Les produits à recevoir comprennent notamment les montants en attente de compensation par la Commission de Régulation de l'Énergie dans le cadre des dispositifs de Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité pour un montant de 4,2 millions d'euros et de Tarif Spécial de Solidarité (TSS) pour le gaz pour 2,0 millions

d'euros, ainsi que la part acheminement des créances irrécouvrables du quatrième trimestre 2015 en attente de compensation par Enedis et GRDF pour 2,1 millions d'euros.

Note 16. DISPONIBILITES ET VALEURS MOBILIERES DE PLACEMENT

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
SICAV monétaires	-	-
Valeurs mobilières de placement	-	-
Comptes bancaires	362 726	34 085
Appels de marge	3 230	60 568
Disponibilités	365 956	94 653

Les appels de marge correspondent aux avances sur engagements d'achats et ventes à terme auprès de nos contreparties pour 3,2 millions d'euros en 2016 (4,8 millions d'euros en 2015) et d'ABN AMRO pour 55,8 millions d'euros en 2015.

Note 17. CAPITAUX PROPRES

17.1 Variation des capitaux propres

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Affectation résultat	Résultat de l'exercice	Variation Capital	Variation subv. Investissement	31/12/2016
Capital social	4 079	-	-	71	-	4 150
Prime d'émission	4 923	-	-	6 234	-	11 157
Prime de fusion	-	-	-	-	-	-
Réserve légale	408	-	-	-	-	408
Report à nouveau	28 991	(14 947)	-	-	-	14 043
Résultat de la période	(6 705)	6 705	166 191	-	-	166 191
Subv. d'investissement	710	-	-	-	(79)	631
Capitaux propres	32 406	(8 242)	166 191	6 304	(79)	196 581

17.2 Evolution du capital social

Le capital social est composé au 31 décembre 2016 de 41 498 860 actions ordinaires de même catégorie d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune. Le capital social est entièrement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

17.3 Affectation du résultat

L'Assemblée générale du 09 juin 2016 a décidé le versement d'un dividende de 0,20 euros par action.

Note 18. PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Dotation	Reprise		31/12/2016
			utilisée	non utilisée	
Provisions pour risques	6 305	40 762	5 777	528	40 761
Provisions pour charges	1 034	391	-	-	1 424
Provisions pour risques et charges	7 338	41 153	5 777	528	42 185
<i>Dont exploitation</i>		41 153	5 777	528	
<i>Dont financier</i>		-	-	-	
<i>Dont exceptionnel</i>		-	-	-	

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

La loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) impose aux vendeurs d'énergie la promotion active de l'efficacité énergétique auprès de leurs clients. En fin de chaque période, les vendeurs d'énergie doivent justifier de l'accomplissement de leurs obligations par la détention d'un montant de certificats d'économie d'énergie (en KWh CUMAC) équivalent à leurs obligations, calculées en fonction des ventes d'énergie réalisées sur une période définie. Les certificats sont obtenus à la suite d'actions entreprises en propre par les opérateurs ou par l'achat à d'autres acteurs ayant mené des opérations d'économies d'énergie. En cas de non-respect de leurs obligations, les vendeurs d'énergie doivent s'acquitter d'une pénalité libératoire.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique a instauré un nouveau type de certificats d'économie d'énergie spécifiquement dédié à des actions d'économies d'énergie réalisées au bénéfice de ménages en situation de précarité énergétique.

Au cours de l'exercice 2016, une dotation complémentaire de 6,6 millions d'euros a été comptabilisée, pour les deux types de CEE) et une reprise de 3,3 millions d'euros a été enregistrée, portant la provision au 31/12/2016 à 5,6 millions d'euros contre 2,3 au 31/12/2015.

Provision pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières

Une provision pour contrat déficitaire d'un montant de 31,6 millions d'euros a été constituée durant l'exercice 2016 (33,9 millions d'euros de dotation et 2,3 millions d'euros de reprise) au titre des contrats portant sur la réservation, à compter de fin 2011, de capacités d'importation de gaz via la Belgique, pour des durées s'étendant au maximum jusqu'en 2027 cf. note 2.6

Autres provisions pour risques

Les autres dotations aux provisions pour risques concernent essentiellement des litiges sociaux pour 0,2 millions d'euros.

Les autres reprises aux provisions pour risques concernent les litiges avec des fournisseurs de la Société pour 0,5 millions d'euros, dont 0,3 non utilisés et le contrôle CTA pour 0,1 million d'euros (non utilisée).

Provisions pour charges

Les provisions pour charges correspondent aux provisions pour avantages du personnel de la Société. Les hypothèses actuarielles utilisées pour estimer l'engagement existant au 31 décembre 2016 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 1,31 % (inflation incluse) ;
- taux d'augmentation de 2 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- table de mortalité INSEE TD 2012-2014.

Note 19. DETTES FINANCIERES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Autres emprunts obligataires	184 080	115 729
Emprunts bancaires	3 456	63 079
Concours bancaires	374	164
Emprunt et dettes auprès des établissements de crédit	3 830	63 242
Autres emprunts	1 756	1 068
Dettes financières diverses	139 388	4 615
Emprunts et dettes financières divers	141 144	5 683
Dettes financières	329 054	184 654

La société a procédé en novembre 2016 au placement privé d'un nouvel emprunt obligataire pour un montant de 68 millions d'euros en une tranche à échéance octobre 2023 assortie d'un coupon de 3,25%. Ceci fait suite au placement privé de l'emprunt obligataire pour 55 M€ en trois tranches, réalisé au deuxième semestre 2014 et à celui de de 60 M€ en deux tranches, réalisé en novembre 2015.

Le poste Emprunts bancaires est constitué au 31 décembre 2015 du tirage du crédit syndiqué pour un montant de 60 millions d'euros et de solde créditeurs bancaires pour un montant de 3,5 millions d'euros au 31 décembre 2016 et 3,1 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Les « Concours bancaires » sont exclusivement composés d'intérêts courus à payer.

Les dettes financières diverses se composent principalement :

- des appels de marge correspondant aux avances sur engagements d'achats et ventes à terme reçues de nos contreparties pour 59 millions d'euros en 2016 (0,4 millions d'euros en 2015) et d'ABN AMRO pour 73,4 millions d'euros en 2016.
- des comptes courants créditeurs avec les filiales de la Société pour 6,9 millions d'euros en 2016 (3,7 millions d'euros en 2015)

Note 20. DETTES DIVERSES ET COMPTES DE REGULARISATION PASSIF

20.1 Dettes diverses

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Fournisseurs	95 454	66 471
Fournisseurs - factures non parvenues	152 584	118 062
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	248 038	184 533
Dettes fiscales	260 210	112 932
Dettes sociales	11 238	7 464
Dettes fiscales et sociales	271 448	120 396
Dettes sur immobilisations	326	279
Autres dettes	-	-
Dettes diverses	519 813	305 209

20.2 Produits constatés d'avance

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Prestations de service	105	105
Franchise de loyer	728	936
Vente d'énergie	67	975
Produits constatés d'avance	901	2 017

20.3 Ventilation des dettes par échéances

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Autres emprunts obligataires	184 080	1 080	55 000	128 000
Emprunt et dettes auprès des établissements de crédit	3 830	3 830		
Emprunts et dettes financières divers	141 144	140 338	806	
Dettes financières	329 054	145 248	55 806	128 000
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	248 038	248 038		
Dettes fiscales et sociales	271 448	271 448		
Dettes sur immobilisations	326	326		
Autres dettes	-	-		
Dettes diverses	519 813	519 813	-	-
Produits constatés d'avance	901	380	520	
Total	849 768	665 441	56 326	128 000

20.4 Charges à payer

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Fournisseurs - factures à recevoir	152 584	118 062
Dettes fiscales et sociales	12 898	6 057
Autres charges à payer	-	-
Charges à payer	165 483	124 119

Note 21. ENGAGEMENTS HORS-BILAN

21.1 Engagements d'achats et de ventes d'énergie

Afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients, la Société conclut des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'électricité et de gaz sur le marché de gré à gré ou sur un marché organisé.

Au 31 décembre 2016 les engagements résultant de ces contrats sont les suivants :

<i>Notionnels en k€</i>	31/12/2016	< 1 an	> 1an et < 5ans	> 5 ans
Engagement net sur opération électricité	1 015 479	560 565	454 914	-
Engagement net sur opération gaz	107 825	87 148	20 677	-
Engagement net sur opération autres	-	-	-	-

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2016	< 1 an	> 1an et < 5ans	> 5 ans
Engagement net sur opération électricité	29 272	15 668	13 604	-
Engagement net sur opération gaz	5 784	4 471	1 313	-
Engagement net sur opération autres	-	-	-	-

Au 31 décembre 2015 les engagements résultant de ces contrats étaient les suivants :

<i>Notionnels en k€</i>	31/12/2015	< 1 an	> 1an et < 5ans	> 5 ans
Engagement net sur opération électricité	913 929	432 871	481 058	-
Engagement net sur opération gaz	51 357	12 524	38 833	-
Engagement net sur opération autres	-	-	-	-

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2015	< 1 an	> 1an et < 5ans	> 5 ans
Engagement net sur opération électricité	22 609	10 497	12 112	-
Engagement net sur opération gaz	2 404	617	1 786	-
Engagement net sur opération autres	-	-	-	-

La juste valeur de ces instruments est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur des opérations à terme	222 618	(130 937)
Juste valeur des option d'achat	-	-

21.2 Cautions et nantissements

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Garanties Bancaires sur contrats énergie marché organisé	110 000	110 000	-	-
Garanties Bancaires sur contrats énergie OTC	40 493	9 450	31 043	-
Garanties Bancaires sur bail immobilier	476	-	-	476
Garanties Bancaires liées au réseau	10 870	10 870	-	-
Autres garanties bancaires	900	900	-	-
Total	162 739	131 220	31 043	476

Les garanties bancaires sur contrats énergie marché organisé représentent des garanties émises envers les contreparties financières de la Société sur les achats et reventes à terme d'électricité.

Les garanties bancaires sur contrats énergie OTC représentent des garanties émises envers les contreparties industrielles de la Société concernant les contrats long-terme mis en place et qui couvrent principalement des garanties de paiements.

Les garanties bancaires liées au réseau correspondent aux cautions émises envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour couvrir le risque de défaut de la Société en tant qu'acteur sur les réseaux français.

Certaines de ces garanties bancaires peuvent être tout ou partiellement contre garanties par des actionnaires. Cependant le montant ainsi contre garanti était nul au 31/12/2016, comme au 31/12/2015.

21.3 Factor

L'ensemble de la facturation des clients professionnels du périmètre historique de Direct Energie est subrogée auprès d'une société d'affacturage. La position des comptes liés à l'affacturage au 31 décembre 2016 est :

- fond de garantie : Néant
- compte courant débiteur avec le factor : 35 milliers d'euros

21.4 Crédit-bail

Au 1^{er} décembre 2008, la Société a procédé à la cession de la partie mise en production de son ERP avec prise d'un crédit-bail sur le bien à partir de la date de cession au 1^{er} décembre 2008. Cette cession s'était effectuée à la valeur nette comptable d'acquisition du bien à savoir 2 730 K€ (décomposé en 129 K€ de matériels informatiques et 2 602 K€ de licences et prestations de services liés à la mise en production). D'autres cessions et prises de crédit-bail, toujours relatives à l'ERP, ont été réalisées au cours de l'année 2009. Ces cessions ont été effectuées à la valeur nette comptable d'acquisition du bien pour un montant de 1 659 K€ (décomposé en 473 K€ de matériels informatiques et 1 186 K€ de licences et prestations de services liés à la mise en production). Les contrats relatifs aux cessions de matériels informatiques sont venus à échéance en 2012, les autres au cours de l'année 2013 et 2014. Les matériels informatiques ainsi acquis ont été mis au rebut, les licences sont en revanche toujours utilisées.

Au cours de l'exercice 2013, un nouveau contrat de crédit-bail a été conclu, il concerne du matériel informatique pour un montant de 100 K€.

Au cours de l'exercice 2014, deux nouveaux contrats de crédit-bail ont été conclus, ils concernent du matériel informatique pour un montant total de 304 K€.

Au cours de l'exercice 2015, deux nouveaux contrats de crédit-bail ont été conclus, ils concernent du matériel informatique pour un montant total de 382 K€ et le contrat de matériel informatique conclu en 2013 a été cédé.

Le détail des engagements de crédit-bail est présenté dans le tableau suivant :

	Redevances payées		Redevances restant à payer				Prix d'achat résiduel
	2016	cumulées	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans	Total à payer	
Matériel informatique	249	456	249	177	-	425	-
Licenses et prestations	-	4 501	-	-	-	-	-
Total	249	4 957	249	177	-	425	-

Le tableau ci-dessous présente les valeurs d'origine et les amortissements qui auraient été enregistrés, pour les contrats non échus, si les biens avaient été acquis par l'entreprise, ces amortissements sont calculés selon les modes et durées suivantes :

- Matériel informatique Linéaire 3 ans
- Licences et prestations Linéaire 5 ans

	Valeur brute	Dotations aux amortissements		Valeur nette
		de l'exercice	cumulées	
Matériel informatique	785	238	377	408
Licenses et prestations	3 788	-	3 788	-
Total	4 573	238	4 165	408

Note 22. SITUATION FISCALE

22.1 Intégration fiscale

La Société a opté depuis le 1^{er} janvier 2008 pour le régime d'intégration fiscale constitué dans les conditions prévues à l'article 223A du CGI.

Lors de la fusion, les sociétés Direct Energie Distribution et Direct Energie Génération ont rejoint le périmètre du groupe fiscal.

Au cours de l'exercice 2015, la société Direct Energie Distribution a été cédée.

Au cours de l'exercice 2016, la société 3CB, acquise le 30 décembre 2015 a rejoint le périmètre du groupe fiscal

Au titre de l'exercice 2016, le périmètre d'intégration fiscale est composé de Direct Energie, société de tête du groupe fiscal et de ses filiales intégrées Direct Energie Génération et 3CB.

La convention d'intégration fiscale conduit les filiales du groupe fiscal à constater une charge d'impôt équivalente à celle qu'elles supporteraient en l'absence d'intégration fiscale.

22.2 Allègements de la dette future d'impôt

Le taux d'impôt retenu pour le calcul de la fiscalité différée de Direct Energie est de 33% 1/3.

Situation au 31/12/2016	Base de calcul	Impôts différés	
		Actif	Passif
Déficits reportables fiscalement	195 924	65 308	-
<i>Déficits propres Poweo Direct Energie</i>	-	-	
<i>Déficits imputables sur base élargie</i>	27 429	9 143	
<i>Déficits du groupe fiscal</i>	168 495	56 165	
Décalages certains	49 406	16 469	-
<i>Provision Particip. effort construction</i>	78	26	
<i>Provisions non déductibles</i>	33 444	11 148	
<i>Participation aux bénéfices</i>	1 974	658	
<i>Frais acquisition titres</i>	963	321	
<i>Provision C3S</i>	2 035	678	
<i>Dépréciation des créances clients</i>	10 911	3 637	
Total	245 329	81 776	-

Note 23. INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

En application des modalités du traité de fusion, les engagements de Poweo envers ses optionnaires en cours d'acquisition ont été conservés et les plans d'options de souscription d'actions et de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise mis en place par Direct Energie antérieurement à la fusion ont été maintenus sans changement par la Société.

Ces plans sont dénouables en actions et l'acquisition des droits est soumise à des conditions de présence dans la société pour l'ensemble des plans.

23.1 Options de souscription d'actions

Les principales caractéristiques des plans d'options de souscription d'actions sont les suivantes :

	Date d'expiration	Prix d'exercice	Nombre d'option initial
Plan Poweo du 20/07/2007	19/07/2017	37,87	88 850
Plan Poweo du 18/07/2008	17/07/2018	26,50	175 000
Plan Poweo du 10/09/2008	09/09/2018	26,50	25 250
Plan Direct Energie du 12/11/2008	12/11/2013	12,83	261 906
Plan Poweo du 21/08/2009	21/08/2019	29,00	300 000
Plan Poweo du 05/11/2009	05/11/2016	23,00	153 197
Plan Direct Energie du 23/11/2009	23/11/2014	14,97	243 199
Plan Direct Energie du 06/04/2012	06/04/2019	7,48	897 965
Plan Direct Energie du 20/12/2012	20/12/2019	4,77	511 000
Plan Direct Energie du 16/07/2014	16/07/2021	9,00	425 000
Plan Direct Energie du 10/12/2014	10/12/2021	12,00	270 000
Plan Direct Energie du 15/12/2014	15/12/2021	9,00	10 000
Plan Direct Energie du 02/06/2015	02/06/2022	13,40	420 000
Plan Direct Energie du 14/12/2015	14/12/2022	19,00	312 500
Plan Direct Energie du 13/12/2016	13/12/2023	34,00	360 000

Le détail des mouvements sur ces plans est le suivant :

Options en circulation au 31/12/2014	1 936 840
<i>Dont options exerçables</i>	<i>243 700</i>
Options attribuées	732 500
Options annulées	(14 900)
Options exercées	-
Options expirées	-
Autres mouvements	-
Options en circulation au 31/12/2015	2 654 440
<i>Dont options exerçables</i>	<i>243 700</i>
Options attribuées	360 000
Options annulées	(30 500)
Options exercées	(705 896)
Options expirées	(56 000)
Autres mouvements	377 420
Options en circulation au 31/12/2016	2 599 464
<i>Dont options exerçables</i>	<i>1 544 464</i>

Les caractéristiques et éléments de variations concernant les plans d'options de souscription d'actions de Direct Energie repris par la société ont fait l'objet d'un ajustement du nombre d'option et du prix d'exercice selon les modalités du traité de fusion, c'est-à-dire en fonction de la parité d'échange.

En 2016, les autres mouvements correspondent à la réintégration d'options de souscription d'actions de plans historiques Poweo, attribués avant la fusion entre Direct Energie et Poweo en 2012, dont la Société avait constaté à tort l'expiration suite à la fusion. Cette réintégration est sans impact sur les comptes de la Société et a pour seule conséquence une augmentation du nombre d'instruments potentiellement dilutifs.

23.2 Attributions d'actions gratuites

Le 20 décembre 2012, le conseil d'administration de la Société a validé un plan d'attribution d'actions gratuites. Ce plan comprenait 711 000 actions gratuites dont la libération était fixée au 20 décembre 2014. L'attribution définitive a été constatée le 20 décembre 2014 par une augmentation de capital.

23.3 Bons de souscriptions de parts de créateur d'entreprise

Il n'y a plus de plans de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise encore en vigueur au 31 décembre 2015 et 2016.

Note 24. LISTE DES FILIALES ET PARTICIPATIONS

<i>En milliers d'euros</i>	Valeur des titres		% capital détenu	Capital	Autres capitaux propres	Avances consenties	Chiffres d'affaires	Résultat	Dividendes encaissés
	Brut	Provision							
Direct Energie Génération	17 500	12 368	100%	1 500	(1 066)	7 859	346	1 119	-
Direct Energie EBM entreprises	1 300	-	50%	1 150	1 376	-	76 368	1 191	-
Direct Energie Belgium	100	-	100%	100	(10 369)	10 096	37 164	(4 931)	-
Ijenko	661	661	5%	1 664	2 298	-	1 198	(1 090)	-
3CB	44 434	-	100%	42 000	(4 951)	1 359	61 640	(7 670)	-
Marcinelle Energie	38 726	-	100%	74 062	(35 336)	-	62 690	(66 975)	-
Direct Energie Services	75	-	100%	75	12	-	250	10	-

Les informations au titre des filiales et participations correspondent à celles du dernier bilan connu.

En particulier, pour la société Ijenko, les informations correspondent à l'exercice 2013, les données relatives à l'exercice 2016 n'étant pas disponibles.

Note 25. ELEMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES ET PARTIES LIEES

Les éléments relatifs aux entreprises liées et entreprises associées sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2016	31/12/2015
Titres de participations	89 766	45 909
Créances rattachées à des participations	19 313	17 546
Créances clients et comptes rattachés	27 416	13 046
Autres créances	-	-
Emprunts et dettes financières divers	(6 931)	(3 739)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	(10 853)	(913)
Produits Intérêts des comptes courants groupe	346	451
Reprises financières sur provisions	2 483	-
Charges Intérêts des comptes courants groupe	(166)	(6)
Dotations financières aux provisions	(3 868)	(10 983)

Toutes les transactions significatives effectuées par Direct Energie SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché.

Note 26. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Pour l'année 2016 la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 1.291.129 euros à laquelle s'ajoutent 10.926 euros d'avantages en nature.

Note 27. COMPTES CONSOLIDES

La Société publie des comptes consolidés. Le périmètre de consolidation au 31 décembre 2016 comprend 14 sociétés dont Direct Energie.

Note 28. EVENEMENTS POST CLÔTURE

Néant

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Direct Energie, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

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.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Principes et méthodes comptables suivis

La note 1.11 de l'annexe expose les principes de comptabilisation des opérations à terme fermes et conditionnelles portant sur l'énergie. Dans le cadre de notre appréciation des principes et méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables appliquées par votre société et des informations fournies dans l'annexe.

Estimations comptables

Dans le cadre de l'arrêté des comptes et comme indiqué en note 1.1 « Utilisation d'estimations et de jugements », votre société procède à des estimations concernant :

- l'évaluation des provisions pour risques et charges ;
- le chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée, non relevée et non facturée.

Nous avons examiné les processus mis en place par la direction, les hypothèses retenues et les paramètres utilisés, et vérifié que ces estimations comptables font l'objet d'informations appropriées et s'appuient sur des méthodes documentées conformes aux principes décrits dans la note 1.1 de l'annexe.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérifications et informations spécifiques

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

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 conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 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.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle, aux participations réciproques et à l'identité des détenteurs du capital et des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 14 mars 2017

Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG et Autres

DELOITTE & ASSOCIES

Philippe DIU

François-Xavier AMEYE