



Rapport financier semestriel

Période close le 30 juin 2016

TABLE DES MATIERES

I.	RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE 2016	3
1.	ANALYSE DE L'ACTIVITE DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2016	3
1.1.	FAITS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2016	3
1.1.1.	<i>CONDITIONS DE MARCHE</i>	3
1.1.2.	<i>AUTRES FAITS MARQUANTS DU SEMESTRE</i>	4
1.2.	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE DU 30 JUIN 2016	7
2.	RESULTAT DE L'ACTIVITE DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2016	8
2.1.	PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	9
2.2.	MARGE BRUTE	10
2.3.	RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	11
2.4.	RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	13
2.5.	RESULTAT NET ET RESULTAT PAR ACTION	13
3.	EXAMEN DE LA TRESORERIE, DES CAPITAUX ET DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	14
3.1.	BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE	14
3.2.	CAPITAUX PROPRES ET ENDETTEMENT FINANCIER NET	15
3.3.	FLUX DE TRESORERIE DU GROUPE	15
4.	PERSPECTIVES 2016	17
5.	FACTEURS DE RISQUES ET TRANSACTIONS ENTRE LES PARTIES LIEES	18
5.1.	FACTEURS DE RISQUES	18
5.2.	TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIEES	18
II.	COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU PREMIER SEMESTRE 2016	19
III.	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE	66
IV.	ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE	67

I. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE 2016

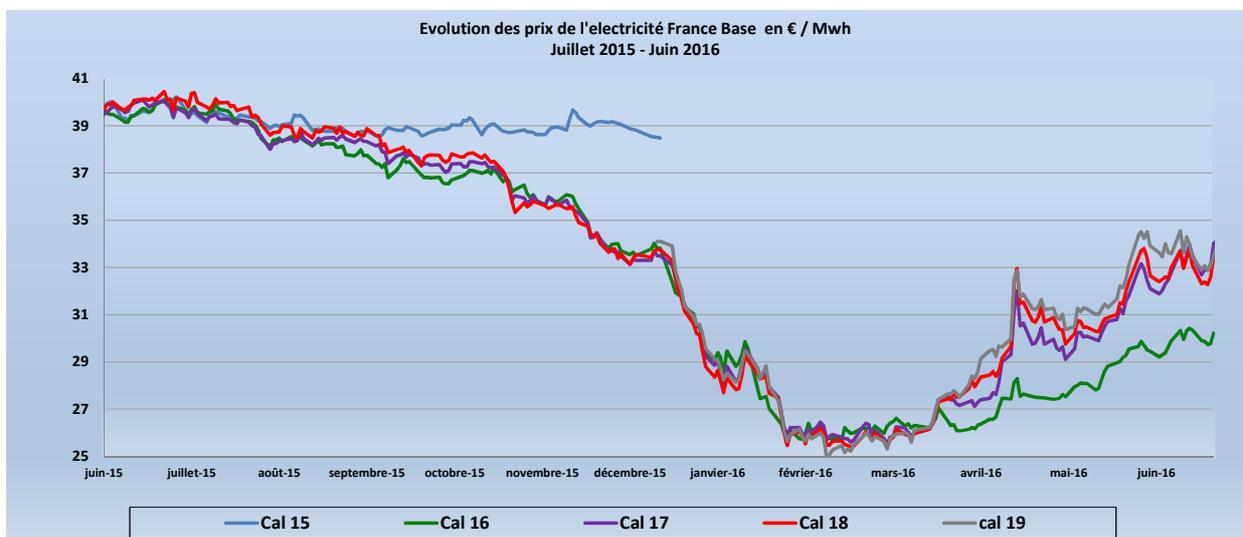
1. ANALYSE DE L'ACTIVITE DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2016

1.1. FAITS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2016

1.1.1. CONDITIONS DE MARCHE

Les prix du gaz et de l'électricité ont poursuivi leur diminution, engagée au cours de l'année 2014 et, qui s'était fortement accélérée en fin d'année 2015, avant de se redresser en fin de semestre.

Les prix à terme de l'électricité en France se sont ainsi établis à près de 33€/ Mwh à la fin du semestre, après avoir touché des points bas proches de 25 €/ Mwh au cours des mois de février et mars 2016, soit un niveau nettement inférieur au prix de l'Arenh, fixé à 42€/ Mwh par les pouvoirs publics.



Source : EEX

Les prix à terme du gaz sur le marché français (PEG) se sont quant à eux établis à des niveaux légèrement supérieurs à 16€/ Mwh en fin de semestre, soit un niveau proche de celui observé en fin d'année 2015, après être passés sous les 14€/ Mwh au cours du premier trimestre 2016.



Source : Powernext – Prix Peg Nord

Cette baisse des prix au cours du premier trimestre, suivie d'un rebond au cours du deuxième trimestre est notamment corrélée aux variations observées sur les cours du pétrole, qui ont connu une tendance globalement similaire, et associée à l'existence de surcapacités de production à l'échelle européenne pour l'électricité, et mondiale pour le gaz. S'agissant de l'électricité, l'annonce par le gouvernement français du projet de mise en place d'un prix plancher du CO2 sous la forme d'une taxe carbone, susceptible d'affecter les capacités de production d'électricité thermiques, et dont le périmètre est actuellement toujours en discussion, a contribué au rebond significatif des prix de l'électricité observé au cours du second semestre 2016.

Cette forte volatilité des prix a permis au Groupe d'optimiser ses conditions d'approvisionnement dans le respect de sa politique de gestion des risques de marché.

1.1.2. AUTRES FAITS MARQUANTS DU SEMESTRE

Poursuite dynamique de la conquête commerciale en France et en Belgique

Le Groupe a maintenu sur le premier semestre une forte croissance de son parc client.

Au 30 juin 2016 le parc client en France s'établit ainsi à près de 1 433 000 sites clients en électricité et 393 000 sites clients en gaz, ce qui représente des progressions de près de 15 % et 14% par rapport aux parcs clients au 31 décembre 2015, et une hausse moyenne de près de 15%.

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, 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 30 juin 2016, le Groupe fournissait ainsi plus de 344 000 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 48 000 sites clients au 30 juin 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 le premier semestre 2016 par un produit de 21,7 M€.

Décision du Conseil d'Etat sur les TRV Electricité

Le Conseil d'Etat a annulé en juin 2016 deux arrêtés tarifaires. L'arrêté du 28 juillet 2014 est annulé au motif que le principe de sécurité juridique n'avait pas été respecté s'agissant des tarifs bleus pour la période comprise entre

le 1er août 2014 et le 31 octobre 2014. Celui du 30 octobre 2014 est pour sa part 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. Le Conseil d'Etat fixe aux ministres compétents un délai de 3 mois pour prendre des arrêtés modificatifs.

Le Groupe tirera les conséquences de ces annulations et des arrêtés modificatifs correspondant, qui se traduiront pas un rattrapage tarifaire, dès lors que ces derniers auront fait l'objet d'une publication par les ministres compétents.

Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF

Par une décision du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris a confirmé 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. En exécution de cette décision du CoRDIS, un accord contractuel a été formalisé entre les Parties au cours du deuxième trimestre 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€.

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 à un prix fixé entre les Parties 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.

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, 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 33,0 M€ a ainsi été comptabilisée dans les comptes semestriels.

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 donc sécurisé de nouveaux financements pour absorber cette augmentation :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ en date d'arrêté des comptes ;
- Une ligne de crédit court terme auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés réglementés de l'énergie, pour un montant total de 60 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 au cours du deuxième trimestre, le Groupe disposait au 30 juin 2016 de près de 177 M€ de sources de financement court terme mobilisables en complément de sa trésorerie disponible.

Evolution de l'actionnariat de Direct Energie

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 du 30 juin 2016, le capital et les droits de vote de la Société sont répartis de la manière suivante :

Cap Table Direct Energie - 30 juin 2016				
Actionnaires	Nombre de titres détenus	% de capital	Nombre de droits de vote**	% de droits de vote
IMPALA SAS	14 427 751	35,00%	26 739 758	47,72%
AMS INDUSTRIES	6 105 806	14,81%	6 405 315	11,43%
LOV GROUP INVEST	4 474 544	10,86%	4 474 544	7,99%
EBM TRIRHENA AG	4 167 870	10,11%	4 167 870	7,44%
<i>CONCERT MAJORITAIRE</i>	<i>29 175 971</i>	<i>70,78%</i>	<i>41 787 487</i>	<i>74,58%</i>
LUXEMPART	4 191 741	10,17%	4 191 741	7,48%
Management et autres	2 408 833	5,84%	4 103 168	7,32%
Flottant*	5 444 021	13,21%	5 948 616	10,62%
TOTAL	41 220 566	100%	56 031 012	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'actionnariat dans les livres de CACEIS arrêté à la date du 30 juin 2016

1.2. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE DU 30 JUIN 2016

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.

Projet d'Acquisition d'une centrale à cycle combiné gaz en Belgique

Le Groupe a annoncé la signature en date du 28 septembre 2016 d'un accord (« *sale and purchase agreement* ») avec le groupe italien Enel pour l'acquisition 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 à 36,5 M€ et reste soumis aux ajustements de prix usuels. Il est assorti d'un complément de prix conditionné à l'évolution de la structure du marché électrique en Belgique. L'opération demeure soumise à la levée de conditions suspensives (notamment l'autorisation des autorités belges compétentes) et pourrait être finalisée en fin d'année 2016.

Après l'acquisition de la centrale de Bayet fin 2015, cette nouvelle opération portera 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. RESULTAT DE L'ACTIVITE DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2016

<i>En millions d'euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en %
Produits des activités ordinaires	863,6	505,7	70,8%
Marge brute	107,1	78,4	36,6%
Résultat Opérationnel Courant	43,8	22,7	93,0%
Résultat Opérationnel	26,9	26,1	3,0%
Résultat financier	(5,4)	(1,5)	258,0%
Résultat net des activités poursuivies	52,4	24,4	114,6%
Résultat net	52,4	23,2	126,0%

Le premier semestre 2016 a connu une hausse du produit des activités ordinaires, incluant la marge sur activité d'Energy Management, de 70,8% par rapport au premier semestre 2015, pour atteindre 863,6 M€, en raison notamment d'une progression significative des volumes commercialisés en électricité.

Le résultat opérationnel courant a par ailleurs progressé de 93% sur la période pour s'établir à 43,8 M€ au titre du premier semestre 2016.

Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation du portefeuille client en France notamment auprès des clients grands comptes, ayant contribué à une croissance soutenue des volumes vendus, l'optimisation des coûts d'approvisionnement dans un contexte de prix de marchés très volatile, la prolongation d'un an du contrat de prestation de services avec Enedis, le remboursement par GRDF des impayés de part acheminement gaz suite à la mise en œuvre de la décision du Cordis, et les efforts déployés par le Groupe pour maîtriser ses coûts de structure. L'ensemble de ces éléments, dont les impacts comptables sont détaillés dans la section 1.1.2 *Autres faits marquants du semestre*, ont plus que compensé l'effet de la comptabilisation par le Groupe d'une provision pour contrats déficitaires portant sur des capacités long terme de transit réservées entre les Pays-Bas, la Belgique et la France.

Le résultat net s'établit quant à lui à 52,4 M€, soit une progression de 126 %. Cette croissance, supérieure à la croissance du résultat opérationnel courant, est notamment imputable à l'impact des produits d'impôts différés pour près de 34,5 M€, associés notamment à la reconnaissance d'impôts différés sur déficits reportables, que le Groupe a décidé d'activer compte tenu des perspectives de résultat pour les années 2016 à 2018.

2.1. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

Le chiffre d'affaires du Groupe, y compris la marge sur l'activité d'Energy Management, s'est établi sur le premier semestre 2016 à 863,6 M€ en croissance de 357,9 M€ par rapport au premier semestre 2015, soit +70,8%.

L'ensemble des activités du Groupe ont contribué à cette progression et tout particulièrement le 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 ces clients au 31 décembre 2015.

<i>En millions d'euros</i>		S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce		858,4	505,4	352,9	69,8%
	<i>Dont France</i>	<i>842,9</i>	<i>504,0</i>	<i>338,9</i>	<i>67,2%</i>
	<i>Dont Belgique</i>	<i>15,5</i>	<i>1,5</i>	<i>14,1</i>	<i>957,0%</i>
Production		5,2	0,2	5,0	n.a.
Produits des activités ordinaires		863,6	505,7	357,9	70,8%

Segment Commerce

La contribution du segment Commerce au chiffre d'affaires semestriel s'élève à 858,4 M€, en progression de 352,9 M€ par rapport au premier semestre 2015, soit 69,8%.

Cette progression est très majoritairement imputable à l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en France, dont le chiffre d'affaires s'est établi sur le semestre à 842,9 M€, en hausse de 67,2% par rapport au premier semestre 2015.

La dynamique commerciale du Groupe a en effet permis de poursuivre l'expansion du parc client grâce à un rythme soutenu d'acquisitions. Au 30 juin 2016, le parc client s'établit ainsi à près de 1 433 000 sites clients en électricité et 393 000 sites clients en gaz, soit des progressions de 32% pour les deux énergies par rapport au 30 juin 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 client « Grands Comptes » (clients multisites industriels et commerciaux ainsi que collectivités publiques) en début de semestre. Le parc client moyen sur le premier semestre 2016 est ainsi en hausse de près de 29% par rapport au premier semestre 2015.

Cette croissance du parc client a notamment contribué à la progression significative des volumes d'électricité et de gaz commercialisés : ils se sont respectivement établis à 7,1 TWh, en hausse de près de 93% par rapport au premier semestre 2015, et 2,9 TWh, en hausse de 30% par rapport à la même période. Les températures ayant été relativement proches des normales saisonnières mais légèrement supérieures à celles observées au cours du premier semestre 2015, la croissance des volumes livrés très nettement supérieure à celle du parc client pour l'électricité s'explique 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 bien 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 a également bénéficié 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%).

A l'inverse, la diminution en moyenne des TRV Gaz de près de 12,7% entre le premier semestre 2015 et le premier semestre 2016, a pesé sur l'évolution du chiffre d'affaires de fourniture de gaz.

Le chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique au premier semestre 2016 s'établit à 15,5 M€ en progression de 14,1 M€. Cette progression significative s'explique notamment par le fait que le lancement de la commercialisation d'offres d'électricité et de gaz par Direct Energie Belgium sur l'ensemble du territoire belge n'est intervenu qu'à partir du deuxième trimestre 2015. La capacité à adresser l'ensemble du marché belge à partir de cette date a dès lors permis un fort développement du parc client qui s'établissait à plus de 48 000 sites clients à fin juin 2016 contre plus de 7 000 au 30 juin 2015. Les volumes vendus ont corrélativement augmenté avec respectivement 50 GWh commercialisés en électricité et 190 GWh en gaz sur le semestre.

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, et dont la contribution nette est enregistrée en marge sur Energy Management, le chiffre d'affaires du segment Production progresse de manière dynamique pour s'établir à 5,2 M€ sur la période.

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 du premier semestre 2016.

2.2. MARGE BRUTE

La marge brute du Groupe sur le premier semestre 2016 s'élève à 107,1 M€, affichant une forte progression de 28,7 M€ (+36,6%). Comme pour le chiffre d'affaires, cette croissance est principalement portée par le segment Commerce en France.

<i>En millions d'euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce	103,2	78,2	25,1	32,1%
<i>Dont France</i>	<i>101,2</i>	<i>78,2</i>	<i>22,9</i>	<i>29,3%</i>
<i>Dont Belgique</i>	<i>2,1</i>	<i>(0,1)</i>	<i>2,2</i>	<i>n.a.</i>
Production	3,8	0,2	3,6	n.a.
Marge brute	107,1	78,4	28,7	36,6%

Segment Commerce

La contribution du segment Commerce à la marge brute s'élève à 103,2 M€ pour le premier semestre 2016, en progression de 25,1 M€ par rapport au premier semestre 2015.

Cette progression est très majoritairement imputable à l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en France dont la contribution à la marge brute augmente de 29,3 % pour s'établir à 101,2 M€ sur la période, sous les effets combinés de la croissance du parc client et des volumes vendus, notamment grands comptes, dans un contexte climatique proche des normales saisonnières.

A cela s'ajoutent les effets combinés, pour l'activité de commercialisation d'électricité :

- De l'augmentation des TRV des clients bleus résidentiels de 2,5% au 1^{er} août 2015,
- De la prolongation d'un an au cours du deuxième semestre 2016, du contrat de prestation de services avec ErDF, avec effet rétroactif au 1^{er} octobre 2015, qui s'est traduite par une contribution additionnelle à la marge brute de 8,5 M€ par rapport au premier semestre 2015,

- De la baisse des prix des marchés de gros sur l'année 2015 et le premier trimestre 2016, qui a permis au Groupe d'optimiser ses conditions d'approvisionnement. Les achats d'électricité progressent ainsi moins vite que les volumes vendus (+ 83% contre + 93%) : ils s'élèvent à 305,0 M€ sur le premier semestre 2016 contre 166,5 M€ sur le premier semestre 2015.

S'agissant de l'activité de commercialisation de gaz, qui a bénéficié de la croissance du parc client et des volumes vendus, dans un contexte de diminution des prix de marché, sa contribution à la marge brute a été pénalisée par la constitution d'une provision pour contrat déficitaire à hauteur de 33,0 M€ relative aux capacités d'interconnexions gazières réservées par le Groupe entre la Belgique, les Pays-Bas et la France, et ce compte tenu de la situation réglementaire actuelle et en l'absence de perspectives favorables d'évolution à court terme (cf. Section 1.1. *Faits marquants du premier semestre 2016*)

L'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique a dégagé une marge brute de 2,1 M€ (contre une perte de 0,1 M€ au cours du premier semestre 2015). La progression très significative du parc client 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, pour assurer une croissance rentable de l'activité.

Segment Production

La marge brute du segment Production s'élève à 3,8 M€ au premier semestre 2016 en progression de 3,6 M€ par rapport au premier semestre 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 du premier semestre dans un contexte de marché saisonnier favorable aux actifs thermiques gaz.

2.3. RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

Le résultat opérationnel courant du Groupe s'établit à 43,8 M€ pour le premier semestre 2016 en progression de 93,0% par rapport au premier semestre 2015. Cette croissance est portée par le segment Commerce et notamment l'activité de commercialisation d'électricité et de gaz en France.

<i>En millions d'euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en valeur	Variations en %
Commerce	47,7	23,0	24,7	107,4%
<i>Dont France</i>	50,4	25,1	25,3	100,7%
<i>Dont Belgique</i>	(2,7)	(2,1)	(0,6)	26,7%
Production	(3,9)	(0,3)	(3,6)	1275,8%
Résultat Opérationnel Courant	43,8	22,7	21,1	93,0%

Segment Commerce

La contribution du segment commerce au résultat opérationnel courant s'élève à 47,7 M€, en progression de 24,7 M€ par rapport au premier semestre 2015. Ceci traduit principalement la poursuite, tout particulièrement en France, de la dynamique commerciale constatée sur les différents segments qu'adresse le Groupe, et notamment celui des clients grands comptes depuis la disparition le 31 décembre 2015 des tarifs réglementés de vente sur les segments électricité jaunes et verts, et ce dans un contexte d'optimisation des coûts d'approvisionnement.

Le résultat opérationnel courant du segment Commerce en France s'élève ainsi à 50,4 M€ en progression de 25,3 M€ par rapport au premier semestre 2015.

Les charges de personnel augmentent de (2,4) M€. Hors impact associé aux plans de stocks options, la masse salariale s'établit à (15,2) M€ contre (12,9) M€ pour le premier semestre 2015. Cette augmentation, hors impact

des plans de stocks options, est directement liée, d'une part, au 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 pouvoir maintenir une qualité de service constante au regard de l'augmentation du parc client du Groupe.

Les autres produits et charges opérationnels affichent une diminution 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 (GRDF), 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.

Sans cet impact non récurrent, les autres produits et charges opérationnels s'établissent à (31,8) M€ au 30 juin 2016 contre (28,9) M€ au 30 juin 2015, soit une progression de (2,9) M€. Celle-ci s'explique principalement par :

- Une augmentation des dépenses marketing de (4,8) M€, conséquence directe du renforcement de la présence digitale du Groupe et du lancement au 1^{er} janvier 2016 du sponsoring de l'équipe SA Vendée Cyclisme, dénommée désormais Team Direct Energie ;
- Une progression de (3,4) M€ des dépenses de prestataires externes liée à la fois à l'augmentation du nombre d'acquisitions mais également à la croissance du parc client actifs sur la période ;
- Un impact des créances irrécouvrables net des mouvements de provisions de (4,7) M€ sur la période contre (10,0) M€ sur la même période en 2015. Cette variation s'explique principalement par la poursuite des efforts du Groupe dans la gestion de son parc client et de ses modalités de facturations et de recouvrement ;
- L'augmentation de certaines taxes pour (1,1) M€ corrélative notamment à l'amélioration marquée de la profitabilité du Groupe.

L'impact négatif des amortissements sur le résultat opérationnel courant augmente de (2,1) M€ par rapport au premier semestre 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 des investissements notamment dans les systèmes d'information du Groupe.

Le résultat opérationnel courant du segment commerce en Belgique s'élève à (2,7) M€ au premier semestre 2016 alors qu'il était de (2,1) M€ à la fin du premier semestre 2015. Cette évolution est directement liée à la poursuite de la conquête de parts de marché sur l'ensemble du territoire Belge, nécessitant, en dépit d'une mutualisation importante des fonctions supports, des investissements directs, notamment dans les domaines marketing et commerciaux, afin d'atteindre la taille critique pour cette activité.

Segment Production

Le résultat opérationnel courant de l'activité de Production s'élève à (3,9) M€ pour le premier semestre 2016 alors qu'il était de (0,3) M€ sur le premier semestre 2015. Outre les dépenses récurrentes liées aux différents projets de développement conduits par le Groupe, le résultat opérationnel courant est directement impacté par 3CB SAS, qui exploite la centrale de Bayet face au marché depuis début 2016, dont la contribution au 30 juin a été pénalisée par :

- la saisonnalité des dépenses de maintenance et d'entretien qui ont eu lieu majoritairement au cours du deuxième trimestre, période moins favorable à la production pour les actifs thermiques gaz ;
- l'impact de la comptabilisation au 1^{er} janvier 2016 de l'intégralité de la charge annuelle associée à certaines taxes, tout particulièrement l'IFER, conformément aux principes fixés par l'interprétation IFRIC 21

2.4. RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en valeur	Variations en %
Résultat Opérationnel Courant	43,8	22,7	21,1	93,0%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés à caractère opérationnel	(16,8)	7,3	(24,1)	-329,2%
Cessions d'actifs non courants	(0,0)	(3,4)	3,3	-99,7%
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,1)	(0,5)	0,4	-79,7%
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-	n.a.
Résultat Opérationnel	26,9	26,1	0,8	3,0%

La variation de juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel a représenté au premier semestre 2016 une charge de (16,8) M€ contre un produit de 7,3 M€ au cours du premier semestre 2015. Cette variation, sans impact en trésorerie, est directement liée à la forte 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. Au cours du premier semestre 2015, cette variation s'était élevée à 7,3 M€ et s'expliquait principalement par la variation des prix de l'énergie, et tout particulièrement par la légère augmentation des prix du gaz et du pétrole par rapport au 31 décembre 2014, observée sur la période.

Sur le premier semestre 2015, les cessions d'actifs non courants correspondaient principalement à la mise au rebut pour (3,1) M€ d'immobilisations relatives à un projet de développement de cycle combiné gaz du Groupe devenues obsolètes, compte tenu des retards pris dans ce projet. Les pertes de valeurs sur actifs non courants de (0,5) M€ concernaient quant à elles 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 s'étaient matérialisés.

Compte tenu de ces éléments, le résultat opérationnel au 30 juin 2016 s'élève à 26,9 M€ contre un résultat opérationnel de 26,1 M€ au premier semestre 2015.

2.5. RESULTAT NET ET RESULTAT PAR ACTION

<i>En millions d'euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015	Variations en valeur	Variations en %
Résultat Opérationnel	26,9	26,1	0,8	3,0%
Coût de l'endettement financier net	(5,2)	(1,5)	(3,7)	248,3%
Autres produits et charges financiers	(0,1)	0,0	(0,1)	n.a.
Résultat financier	(5,4)	(1,5)	(3,9)	258,0%
Impôt sur les sociétés	30,5	(0,2)	30,7	n.a.
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	0,3	(0,0)	0,3	n.a.
Résultat net des activités poursuivies	52,4	24,4	28,0	114,6%
Résultat net des activités abandonnées	-	(1,2)	1,2	n.a.
Résultat net	52,4	23,2	29,2	126,0%
dont Résultat net part du Groupe	52,4	23,2	29,2	126%
dont Résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.

Le résultat financier se dégrade, passant d'une charge de (1,5) M€ au premier semestre 2015 à une charge de (5,4) M€ sur le même période en 2016. Cette évolution s'explique principalement par la réalisation d'un deuxième placement privé obligataire en novembre 2015 pour un montant total de 60 M€, assorti d'un coupon de 4,40% pour la première tranche (15 M€) et de 4,8% pour la deuxième (45 M€). Dans un contexte d'augmentation significative des volumes d'appels de marge sur la période, le Groupe a par ailleurs également

sécurisé une ligne de crédit avec ABN, clearer des opérations de marché, à hauteur de 60 M€ et levé 55 M€ d'avances actionnaires, ces 2 opérations ayant eu comme effet d'augmenter sensiblement la charge d'intérêt.

L'impact des impôts courants sur la période s'élève à (4,0) M€, en lien direct 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 le premier semestre 2016 est un produit de 34,5 M€, en raison d'une part de l'activation complémentaire de déficits reportables associés aux perspectives de résultats futurs du Groupe sur la période s'étendant du second semestre 2016 à l'année 2018 pour un montant de 14,0 M€, et d'autre part de la variation nette des impôts différés sur différences temporaires reconnues au cours de la période pour un montant de 20,5 M€.

Au 30 juin 2016, la quote-part de résultats nets des sociétés mises en équivalence s'élève à 0,3 M€.

Le résultat net des activités abandonnées de (1,2) M€ au cours du premier semestre 2015 correspondait principalement à la mise à la juste valeur de la participation détenue par le Groupe dans la société Direct Energie Distribution qui elle-même détenait des participations dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Service. Cette société avait été classée en activités abandonnées selon les critères de la norme IFRS 5, compte tenu de l'état d'avancement du processus de cession engagé par le Groupe, et appelé à se conclure au cours du quatrième trimestre 2015.

Le résultat net consolidé pour le premier semestre 2016 est donc un profit de 52,4 M€ contre un profit de 23,2 M€ pour le premier semestre 2015.

<i>En euros</i>	S1 - 2016	S1 - 2015
Résultat par action	1,28	0,57
Résultat dilué par action	1,21	0,55

Sous les effets de la forte progression du résultat du Groupe et de la faible croissance du nombre moyen d'actions en circulation et du nombre moyen d'actions en circulation dilué, le résultat par action et le résultat par action dilué au 30 juin 2016 s'élèvent respectivement à 1,28 € par action et 1,21 €, tous deux en progression de plus de 120 % par rapport au 30 juin 2015.

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

3.1. BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	30-juin-16	31-déc-15	Variations en %
Actifs non courants	174,7	145,5	20%
Actifs courants	663,8	468,1	42%
Total Actif	838,5	613,6	37%
Capitaux propres	41,4	(29,4)	-241%
Passifs non courants	222,5	224,5	-1%
Passifs courants	574,7	418,4	37%
Total Passif	838,5	613,6	37%

3.2. CAPITAUX PROPRES ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les capitaux propres du Groupe s'élèvent au 30 juin 2016 à 41,4 M€ en augmentation de 70,7 M€ par rapport au 31 décembre 2015 sous l'effet principalement du résultat positif du premier semestre à hauteur de 52,4 M€ et de la variation positive de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture, associés à la courbe de charge des clients électricités du Groupe, pour un montant de 22,5 M€, enregistrée directement en autres éléments du résultat global conformément aux principes IFRS, et imputable principalement aux livraisons de volumes d'électricité associés à ces instruments de couverture sur la période.

L'endettement financier net correspond à la différence entre les dettes financières hors impact des appels de marge reçus et la trésorerie active. Celui-ci s'élève au 30 juin 2016 à 53,8 M€ contre un montant de 147,9 M€ à fin 2015.

Cette forte réduction de l'endettement financier net s'explique à la fois par la diminution des dépôts de garantie en trésorerie effectués auprès des contreparties du Groupe dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie, enregistrés en actifs financiers dans les comptes du Groupe, diminution consécutive notamment à l'évolution des prix de marché des matières premières au cours du premier semestre 2016 et à l'optimisation par le Groupe de ses conditions d'approvisionnement, ainsi que par l'augmentation de la trésorerie nette dégagée par le Groupe, après prise en compte du financement de l'acquisition de nouveaux clients, conséquence de la forte croissance de l'activité observée sur le semestre.

3.3. FLUX DE TRÉSORERIE DU GROUPE

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

<i>En millions d'euros</i>	S1-2016	S1-2015
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	27,3	24,9
Éléments sans effet de trésorerie	63,5	11,1
Variation du besoin en fonds de roulement	(4,2)	(50,9)
Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles	86,5	(15,0)
Actifs immobilisés corporels et incorporels	(16,5)	(12,2)
Actifs immobilisés financiers	39,0	(4,2)
Variations de périmètre	-	-
Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement	22,5	(16,4)
Variation des emprunts	56,6	24,6
Intérêts financiers nets	(2,3)	(0,8)
Actions propres	0,0	0,0
Autres flux	(5,1)	(6,1)
Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement	49,3	17,7
Variation nette de la trésorerie	158,3	(13,7)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	32,0	31,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	190,2	17,6

Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles

Entre le premier semestre 2015 et le premier semestre 2016 les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont améliorés de 101,5 M€ pour s'établir à 86,5 M€ au 30 juin 2016.

Cette évolution est due à la conjonction d'une progression du résultat avant impôt et intérêts financiers, d'une relative stabilité du besoin en fond de roulement dont la variation s'établit à (4,2) M€ au premier semestre 2016 contre un impact négatif de (50,9) M€ au premier semestre 2015, et de l'impact positif des éléments sans effet sur la trésorerie à hauteur de 63,5 M€ sur le premier semestre 2016 contre 11,1 M€ sur le premier semestre 2015.

Les éléments sans effets sur la trésorerie comprennent principalement en 2016 la dotation d'une provision pour contrat déficitaire à hauteur de 33,0 M€, relative aux capacités de transit réservées par le Groupe entre la Belgique, les Pays-Bas et la France et l'impact de la variation négative de juste valeur des instruments financiers pour 16,8 M€. Celle-ci est imputable à la forte 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.

Retraité des éléments sans effets sur la trésorerie, le résultat avant impôt et intérêts financiers au 30 juin 2016 progresse de 54,8 M€ par rapport à ce même résultat corrigé des éléments sans effets sur la trésorerie au 30 juin 2015, traduisant la très forte progression de l'activité du Groupe, notamment sur le segment de la commercialisation d'électricité et de gaz en France auprès des particuliers et plus particulièrement des clients « Grands Comptes » (clients multisites industriels et commerciaux ainsi que collectivités publiques) avec la fin des Tarifs Réglementés de Vente « jaune » et « vert » depuis le 31 décembre 2015.

L'activité saisonnière du Groupe tend normalement à accroître le besoin en fond de roulement au cours du premier semestre. Les clients particuliers étant majoritairement annualisés, le Groupe encaisse de manière linéaire jusqu'à la facture de solde les échéances correspondant à leur plan de paiement, tandis que les factures d'achat d'énergie (gaz, pétrole et électricité) sont majoritairement réglées au plus tard dans le mois suivant leur livraison. Cependant, depuis le 1^{er} janvier 2016, ce différentiel de rythme entre les encaissements linéarisés des clients et les paiements d'achats d'énergie est partiellement compensé par 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. Ces deux impacts contraires, associés aux efforts déployés par le Groupe pour optimiser le recouvrement de ses créances clients, expliquent la relative stabilité du besoin en fond de roulement sur le premier semestre 2016.

Flux de trésorerie provenant des activités d'investissements

Les flux de trésorerie provenant des activités d'investissements s'établissent à 22,5 M€ sur le premier semestre 2016 contre (16,4) M€ sur le premier semestre 2015.

Cet impact positif sur la trésorerie du Groupe s'explique notamment par l'évolution des prix de marché des matières premières au cours du premier semestre 2016 qui, conjuguée aux livraisons d'énergie et aux achats à terme réalisés sur la période, a permis au Groupe de récupérer pour 35,6 M€ de dépôts et cautionnements, versés fin 2015 au clearer ABN et aux autres contreparties auprès desquelles le Groupe procède à des opérations d'achat et de vente d'énergie pour approvisionner son portefeuille client

A l'inverse, les investissements ont eu un impact sur la trésorerie du Groupe de (16,5) M€ sur le semestre contre (12,2) M€ sur la même période en 2015. Cette augmentation des investissements est principalement liée à des coûts d'acquisition client en hausse, reflétant le dynamisme et l'accélération de la croissance commerciale.

Flux de trésorerie provenant des activités de financement

Les flux de trésorerie générés par les activités de financement reflètent la poursuite du renforcement de la flexibilité financière du Groupe afin notamment d'améliorer sa capacité à absorber des variations importantes des prix de marché du gaz et de l'électricité telles qu'observées fin 2015 et début 2016 tout en poursuivant sa stratégie de conquête commerciale soutenue. Au premier semestre 2016, l'impact positif des activités de financement est principalement lié aux variations des emprunts sous l'effet :

- de la mise en place d'avances actionnaires pour un montant de 55 M€ ;
- de la négociation d'une ligne de crédit court terme auprès d'ABN, clearer des opérations effectuées sur les marchés règlementés de l'énergie, pour un montant total de 60 M€ ;
- du remboursement du RCF tiré fin 2015 à hauteur de (60) M€.

Les autres flux de financement de la période correspondent au paiement d'intérêts financiers nets pour (2,3) M€, en hausse de (1,5) M€ par rapport au premier semestre 2015, suite notamment à l'émission de nouveaux emprunts obligataires réalisée sur le deuxième semestre 2015, la mise en place des avances actionnaires début 2016, au paiement d'un dividende de (8,2) M€ en hausse de (2,1) M€ par rapport à celui versé en 2015, et à l'encaissement de 3,2 M€ consécutif à des exercices d'options de souscription d'actions.

4. PERSPECTIVES 2016

La Société rappelle les objectifs qu'elle a fixés pour 2016, lesquels sont détaillés dans son document de référence 2015 enregistré le 28 avril 2016 auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) sous le numéro R. 16 - 037 et disponible sur le site internet de la Société www.direct-energie.com (le « Document de Référence 2015 ») :

- I. un chiffre d'affaires en augmentation supérieure à 35%, à températures conformes aux normales saisonnières ;
- II. une croissance supérieure à 20% de son portefeuille clients en nombre de sites ; et
- III. une croissance de son Résultat Opérationnel Courant (ROC) supérieure à 30%, à températures conformes aux normales saisonnières.

Compte tenu du succès commercial rencontré sur la période, combiné à l'accord finalisé avec ERDF sur l'extension du contrat de prestation pour une année, à la prise en charge par GrDF des impayés de part acheminement, à l'impact attendu des deux arrêtés tarifaires rétroactifs pris conformément à la décision du Conseil d'Etat de juin 2016 pour un montant estimé de 14 M€, et, en dépit de la comptabilisation sur le semestre d'une provision pour contrats déficitaires portant sur des capacités de transit à long terme entre les Pays-Bas, la Belgique et la France, la Société révisé ses objectifs annuels pour 2016 de la façon suivante :

- I. Un chiffre d'affaires supérieur à 1,5 milliards d'euros, à températures conformes aux normales saisonnières ;
- II. Plus de deux millions de sites clients en portefeuille ;
- III. Un Résultat Opérationnel Courant (ROC) de l'ordre de 85 millions d'euros, à températures conformes aux normales saisonnières.

Compte tenu des performances commerciales attendues sur l'exercice 2016, le Groupe révisera en conséquence ses objectifs de croissance de parc clients à horizon 2018, lors de la publication de ses résultats annuels 2016.

5. FACTEURS DE RISQUES ET TRANSACTIONS ENTRE LES PARTIES LIEES

5.1. FACTEURS DE RISQUES

Les facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé figurent dans le Document de Référence 2015.

La nature de ces risques n'a pas connu d'évolution significative au cours du premier semestre de l'exercice 2016. Ces risques sont susceptibles de survenir au second semestre 2016 ou durant les exercices ultérieurs.

5.2. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIEES

Les principales transactions avec les parties liées sont détaillées dans la note 27 de l'annexe aux comptes semestriels consolidés résumés.

II. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU PREMIER SEMESTRE 2016

COMPTE DE RESULTAT	20
ETAT DU RESULTAT GLOBAL.....	21
ETAT DE SITUATION FINANCIERE	22
ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	23
TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE.....	24
INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE DIRECT ENERGIE	25
Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES.....	25
Note 2. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	28
Note 3. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE.....	30
Note 4. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	31
Note 5. COUTS DES VENTES	31
Note 6. CHARGES DE PERSONNEL.....	31
Note 7. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	32
Note 8. RESULTAT FINANCIER	33
Note 9. IMPÔTS.....	34
Note 10. RESULTAT PAR ACTION.....	35
Note 11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	36
Note 12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	38
Note 13. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES.....	40
Note 14. STOCKS.....	41
Note 15. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	42
Note 16. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS.....	42
Note 17. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	43
Note 18. CAPITAUX PROPRES.....	43
Note 19. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS.....	45
Note 20. PROVISIONS	45
Note 21. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT	47
Note 22. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES.....	48
Note 23. AUTRES PASSIFS COURANTS ET NON COURANTS	48
Note 24. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	48
Note 25. INFORMATIONS SECTORIELLES	60
Note 26. ENGAGEMENTS HORS BILAN	62
Note 27. PARTIES LIEES	63
Note 28. REMUNERATION DES DIRIGEANTS.....	63
Note 29. EVENEMENTS POST CLOTURE	64
Note 30. PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	65

COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2016	30/06/2015
Produits des activités ordinaires	4	863 565	505 653
Coûts des ventes	5	(756 490)	(427 281)
Marge brute		107 075	78 373
Charges de personnel	6	(17 167)	(13 631)
Autres produits et charges opérationnels	7	(31 506)	(31 308)
Amortissements		(14 575)	(10 721)
Résultat Opérationnel Courant		43 826	22 713
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés		(16 781)	7 322
Energie à caractère opérationnel			
Cessions d'actifs non courants	11-12	(11)	(3 356)
Pertes de valeur sur actifs non courants		(112)	(550)
Résultat Opérationnel		26 923	26 129
Coût de l'endettement financier net		(5 237)	(1 504)
Autres produits et charges financiers		(138)	2
Résultat financier	8	(5 375)	(1 501)
Impôt sur les sociétés	9	30 533	(190)
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	13	332	(14)
Résultat net des activités poursuivies		52 414	24 424
Résultat net des activités abandonnées		-	(1 236)
Résultat Net		52 414	23 189
dont Résultat net part du Groupe		52 414	23 189
dont Résultat net part des minoritaires		-	-
Résultat par action	10	1,28	0,57
Résultat dilué par action	10	1,21	0,55
Résultat par action des activités poursuivies	10	1,28	0,60
Résultat dilué par action des activités poursuivies	10	1,21	0,58
Résultat par action des activités abandonnées	10	-	(0,03)
Résultat dilué par action des activités abandonnées	10	-	(0,03)

ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	30/06/2016			30/06/2015		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
Résultat net	52 414	52 414	-	23 189	23 189	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	22 469	22 469	-	20 395	20 395	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	-	-	-	8	8	-
Total éléments recyclables	22 469	22 469	-	20 403	20 403	-
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Total éléments non recyclables	-	-	-	-	-	-
Résultat Global	74 883	74 883	-	43 591	43 591	-

ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2016	31/12/2015
Immobilisations incorporelles	11	44 182	40 949
Immobilisations corporelles	12	46 345	47 661
Participations dans les entreprises associées	13	1 306	902
Instruments financiers dérivés non courants	24	7 918	8 494
Autres actifs financiers non courants	24	1 146	1 458
Autres actifs non courants	16	5 759	5 279
Impôts différés actifs	9	68 085	40 780
Actifs non courants		174 741	145 522
Stocks	14	23 313	36 245
Clients et comptes rattachés	15	321 604	220 596
Instruments financiers dérivés courants	24	23 666	35 843
Autres actifs financiers courants	24	40 511	70 688
Autres actifs courants	16	63 223	69 500
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	191 436	35 230
Actifs courants		663 752	468 102
TOTAL ACTIF		838 492	613 624
Capital et primes		12 193	9 003
Réserves consolidées et résultat		116 751	71 717
Actions propres		(52)	(88)
Autres éléments du résultat global		(87 512)	(109 981)
Capitaux propres - part du groupe		41 380	(29 350)
Participations ne donnant pas le contrôle		-	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES	18	41 380	(29 350)
Provisions non courantes	20	33 041	5 051
Instruments financiers dérivés non courants	24	57 517	81 354
Autres passifs financiers non courants	24	115 413	114 829
Autres passifs non courants	23	2 545	2 164
Impôts différés passifs	9	13 941	21 130
Passifs non courants		222 457	224 528
Provisions courantes	20	11 692	6 776
Fournisseurs et comptes rattachés	22	128 624	187 818
Instruments financiers dérivés courants	24	89 246	83 851
Autres passifs financiers courants	24	134 951	69 113
Autres passifs courants	23	210 143	70 887
Passifs courants		574 656	418 446
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		838 492	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		-	-	23 189	-	-	-	23 189	-	23 189
Autres éléments du résultat global		-	-	-	-	20 395	8	20 403	-	20 403
Résultat global		-	-	23 189	-	20 395	8	43 591	-	43 591
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Options		-	-	559	-	-	-	559	-	559
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	27	-	-	27	-	27
Dividendes versés		-	-	(6 118)	-	-	-	(6 118)	-	(6 118)
Capitaux propres au 30/06/2015		4 079	4 923	66 868	(74)	(1 195)	(519)	74 082	-	74 082
Capitaux propres au 31/12/2015		4 079	4 923	71 717	(88)	(109 981)	0	(29 350)	-	(29 350)
Résultat net		-	-	52 414	-	-	-	52 414	-	52 414
Autres éléments du résultat global	18	-	-	-	-	22 469	-	22 469	-	22 469
Résultat global		-	-	52 414	-	22 469	-	74 883	-	74 883
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exercice d'options		43	3 148	-	-	-	-	3 190	-	3 190
Options	19	-	-	862	-	-	-	862	-	862
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	36	-	-	36	-	36
Dividendes versés		-	-	(8 242)	-	-	-	(8 242)	-	(8 242)
Capitaux propres au 30/06/2016		4 122	8 071	116 751	(52)	(87 512)	0	41 380	-	41 380

* Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture, qui, au 30 juin 2016 correspondent exclusivement à des achats d'énergie, 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. La variation de juste valeur de 22 469 milliers d'euros sur le premier semestre 2016, à caractère temporaire, est principalement liée aux livraisons constatées sur le premier semestre 2016 pour les instruments financiers de couverture ouverts au 31 décembre 2015. Le solde existant au 30 juin 2016 fera l'objet d'un recyclage ultérieur au résultat, de manière symétrique à l'élément couvert, lors de la livraison physique des achats d'énergie correspondants.

TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Résultat Net Consolidé	52 414	23 189
Charges / Produits d'impôts	(30 533)	190
Résultat financier	5 375	1 501
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	27 255	24 880
Amortissements	14 575	10 721
Pertes de valeurs	112	550
Provisions	31 446	3 168
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	862	559
Variation de juste valeur des instruments financiers	16 781	(8 848)
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	11	4 892
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(332)	14
Eléments sans effets sur la trésorerie	63 456	11 055
Variation du besoin en fonds de roulement	(4 248)	(50 934)
Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles	86 463	(14 999)
Acquisitions d'immobilisations	(16 502)	(12 175)
Cessions d'immobilisations	-	3
Variation des dépôts et cautionnements	35 644	(3 457)
Variation d'actifs financiers	-	(164)
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	3 356	(604)
Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement	22 497	(16 398)
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	3 190	-
Actions propres	36	27
Produits de l'émission d'emprunts	117 494	25 128
Remboursement d'emprunts	(60 870)	(533)
Intérêts financiers versés	(2 975)	(1 139)
Intérêts financiers reçus	657	355
Dividendes versés	(8 242)	(6 118)
Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement	49 291	17 721
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	158 250	(13 676)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des activités abandonnées	-	(28)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	31 993	31 308
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	190 243	17 605

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 30 juin 2016 en date du 28 septembre 2016.

Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

1.1 Déclaration de conformité

Les comptes consolidés intermédiaires résumés de Direct Energie S.A. et de ses filiales (« Le Groupe ») qui sont publiés au titre de la période de six mois close au 30 juin 2016, sont préparés conformément à la norme IAS 34 Information financière intermédiaire qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés intermédiaires résumés n'incluent donc pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2015.

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 et décrites dans la note 1 Principes et méthodes comptables de l'annexe aux comptes consolidés 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 30 juin 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 »
- 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 30 juin 2016 du fait de la mise en œuvre de ces amendements.

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

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- La norme IFRS 15 « Produits provenant des contrats avec les clients »
- La norme IFRS 16 « Contrats de locations »
- 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 IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Exemption de consolidation applicable aux entités d'investissement »
- 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 »

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes et amendements 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 ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés ;
- 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.

Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe. Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans la Note 1 des états financiers consolidés annuels pour l'exercice 2015.

1.4 Particularités de l'établissement des états financiers intermédiaires

1.4.1 Saisonnalité des activités

Par nature, les activités du Groupe sont très sensibles aux variations climatiques. Les indicateurs et résultats présentés dans les comptes consolidés intermédiaires au 30 juin 2016 ne sont donc pas nécessairement indicatifs de ceux qui seront présentés dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts sur le résultat de l'arrêté intermédiaire est généralement calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt sur le résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt pour chaque entité ou groupe fiscal.

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 (devenue 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 le premier semestre 2016 par un produit de 21,7 M€.

2.2 Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF

Par une décision du 02 juin 2016, la Cour d'appel de Paris a confirmé 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. En exécution de cette décision du CoRDiS, un accord contractuel a été formalisé entre les Parties au cours du deuxième trimestre 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€.

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 à un prix fixé entre les Parties 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.

2.3 Décision du Conseil d'Etat sur les TRV Electricité

Le Conseil d'Etat a annulé en juin 2016 deux arrêtés tarifaires. L'arrêté du 28 juillet 2014 a été annulé au motif que le principe de sécurité juridique n'avait pas été respecté s'agissant des tarifs bleus pour la période comprise entre le 1er août 2014 et le 31 octobre 2014. 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. Le Conseil d'Etat a fixé aux ministres compétents un délai de 3 mois pour prendre des arrêtés modificatifs.

Le Groupe tirera les conséquences de ces annulations et des arrêtés modificatifs correspondant, qui se traduiront pas un rattrapage tarifaire, dès lors que ces derniers auront fait l'objet d'une publication par les ministres compétents.

2.4 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, 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 au 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 33,0 M€ a ainsi été comptabilisée dans les comptes semestriels.

2.5 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 croissance importante, directement liée à la baisse des prix de gros de l'électricité observée sur la période.

Le Groupe a ainsi mis en place de nouveaux financements pour absorber cette augmentation :

- Des avances actionnaires pour un montant total de 55 M€ en date d'arrêté des comptes
- Une ligne de crédit court terme complémentaires, auprès du clearer des opérations effectuées sur les marchés règlementés de l'énergie, pour un montant total de 60 M€
- Une augmentation de 60 M€ de sa facilité de crédit bancaire, portée à 120 M€

Les prix de marché ayant rebondi au cours du deuxième trimestre le Groupe disposait au 30 juin 2016 de près de 177 M€ de sources de financement court terme mobilisables en complément de sa trésorerie disponible.

Note 3. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

Aucune variation de périmètre significative n'est intervenue au cours du premier semestre 2016.

Note 4. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Ventes d'électricité	383 425	206 410
Ventes de gaz	93 935	79 807
Ventes de services	368 451	210 480
Autres produits	13 198	9 823
Chiffre d'affaires hors Energy Management	859 008	506 520
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	(1 878)	(939)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	1 240	73
Marge sur l'activité d'Energy Management - Production	5 195	-
Marge sur l'activité d'Energy Management	4 557	(867)
Produits des activités ordinaires	863 565	505 653

Note 5. COUTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Achats d'énergie	(335 315)	(202 314)
Acheminement et prestation GRD	(400 952)	(213 731)
Autres coûts	(5 876)	(5 297)
Variation de stocks	(14 348)	(5 938)
Coûts des ventes	(756 490)	(427 281)

Note 6. CHARGES DE PERSONNEL

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Salaires et charges sociales	(16 049)	(13 014)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	(256)	(58)
Paiements fondés sur des actions	(862)	(559)
Charges de personnel	(17 167)	(13 631)

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 19 « Paiements fondés sur des actions » et en note 20.2 « Provisions pour avantages au personnel ».

Note 7. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Production immobilisée	1 280	1 439
Subvention d'exploitation	7	106
Autres produits	4 548	4 004
Autres produits opérationnels	5 835	5 549
Charges externes	(36 763)	(22 829)
Impôts et taxes	(5 133)	(2 419)
Créances irrécouvrables	2 843	(8 383)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	1 460	(1 595)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	447	(1 513)
Autres charges	(196)	(117)
Autres charges opérationnelles	(37 341)	(36 856)
Autres produits et charges opérationnels	(31 506)	(31 308)

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'un impact positif enregistré en « Créances irrécouvrables » et associé au remboursement au cours du premier semestre 2016 par le gestionnaire du réseau de distribution de gaz (GRDF) d'impayés de part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015 (cf note 2.2 « Avenant au contrat d'acheminement avec GRDF »).

Note 8. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Coût de l'endettement financier net	(5 237)	(1 504)
Autres produits et charges financiers	(138)	2
Résultat Financier	(5 375)	(1 501)

8.1 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>	30/06/2016	30/06/2015
Charges d'intérêts	(5 894)	(1 858)
Produits d'intérêts	673	175
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	(15)	180
Coût de l'endettement financier net	(5 237)	(1 504)

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts sur emprunts obligataires et emprunts bancaires, les intérêts sur comptes courants d'associés mis en place au cours du premier semestre 2016, 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.

8.2 Autres produits et charges financiers

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Autres produits financiers	0	0
Total Autres produits financiers	0	0
Désactualisation des provisions	(0)	3
Autres charges financières	(138)	(1)
Total Autres charges financières	(138)	2
Autres produits et charges financiers	(138)	2

Note 9. IMPÔTS

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de la période s'élève à 30 533 milliers d'euros (contre une charge de (190) milliers d'euros au 30 juin 2015). La ventilation de ce produit d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Impôts exigibles	(3 961)	(1 442)
Impôts différés	34 494	1 252
Impôts sur les sociétés	30 533	(190)

9.2 Produit d'impôt effectif

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Résultat net	52 414	23 189
Quote-part de résultat des entreprises associées	(332)	14
Impôts sur les sociétés	(30 533)	190
Activités abandonnées	-	1 236
Résultat des entreprises intégrées avant impôts	21 549	24 628
Produit / (Charge) d'impôt effective	30 533	(190)

La variation d'impôt effectif s'explique principalement par la reconnaissance par le Groupe d'un produit d'impôt différé au titre du premier semestre 2016, pour un montant de 34 494 milliers d'euros (contre 1 252 milliers d'euros sur le premier semestre 2015).

L'impact des impôts différés sur la période de 34,5 M€ s'explique :

- D'une part, par l'activation complémentaire de déficits reportables associés aux perspectives de résultats futurs du Groupe pour un impact global de 14,0 M€ (contre une activation de déficits reportables de 4,5 M€ au 30 juin 2015). L'horizon attendu de recouvrement des reports déficitaires activés couvre le deuxième semestre de l'année 2016, et les années 2017 et 2018. Il 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 rentabilité du Groupe.
- D'autre part, par la variation nette des impôts différés sur différences temporaires reconnues au cours de la période pour un montant total de 20,5 M€.

Note 10. RESULTAT PAR ACTION

	30/06/2016	30/06/2015
<i>En milliers d'euros</i>	NUMERATEUR	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	52 414	24 424
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	-	(1 236)
Résultat net part du Groupe	52 414	23 189
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	52 414	23 189
<i>En milliers d'actions</i>	DENOMINATEUR	
Nombre moyen d'actions en circulation	40 911	40 793
Effet des instruments dilutifs	2 285	1 416
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	43 196	42 209
<i>En euros</i>	RESULTAT PAR ACTION	
Résultat par action	1,28	0,57
Résultat dilué par action	1,21	0,55
Résultat par action des activités poursuivies	1,28	0,60
Résultat dilué par action des activités poursuivies	1,21	0,58
Résultat par action des activités abandonnées	-	(0,03)
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	(0,03)

Au 30 juin 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.

Il n'a pas été tenu compte au 30 juin 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 semestriel de l'action Direct Energie.

Au 30 juin 2016, sept plans de souscription d'actions présentent un prix d'exercice inférieur au cours moyen semestriel de l'action Direct Energie qui s'établit à 22,18 € sur le premier semestre 2016. Ces plans de souscription ont ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Au 30 juin 2015, quatre plans de souscription d'actions présentaient un prix d'exercice inférieur au cours moyen semestriel de l'action Direct Energie qui s'établissait à 10,91 € sur le premier semestre 2015. Ces plans de souscription avaient ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Note 11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

11.1 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	1 783	11 488	2 021	589	15 881
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(10)	-	93	(93)	(10)
Au 30 juin 2016	10 664	169 985	37 082	775	218 505
	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	(1 389)	(9 258)	(2 000)	-	(12 648)
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	10	-	-	-	10
Au 30 juin 2016	(8 794)	(135 576)	(29 953)	0	(174 323)
	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 30 juin 2016	1 870	34 408	7 129	775	44 182

11.2 Coûts d'acquisition clients

Au cours du premier semestre 2016, le Groupe a procédé à l'activation de 11 488 milliers d'euros de coûts d'acquisition clients, et ce en lien avec sa dynamique commerciale (contre 8 364 milliers d'euros au cours du premier semestre 2015).

11.3 Autres immobilisations incorporelles

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

11.4 Immobilisations incorporelles en cours

Les immobilisations incorporelles en cours au 30 juin 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 logiciel 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 12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

12.1 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	-	128	511	(17)	622
Cessions	-	-	(3)	-	(3)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	(11)	(11)
Au 30 juin 2016	4 733	38 169	4 155	2 540	49 598
	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	(83)	(1 539)	(305)	-	(1 927)
Cessions	-	-	3	-	3
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
Au 30 juin 2016	(89)	(1 539)	(1 586)	(38)	(3 253)
	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 30 juin 2016	4 644	36 630	2 570	2 501	46 345

Au 31 décembre 2015, les variations de périmètre ont eu un impact net de 45 549 milliers d'euros sur les immobilisations corporelles. Elles résultent de l'intégration des actifs de la société 3CB SAS à leur juste valeur suite à l'acquisition réalisée en date du 30 décembre 2015. 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, et de terrains situés à Bayet dans l'Allier.

12.2 Terrains et constructions

Les terrains et constructions acquis pour 4 727 milliers d'euros en 2015 correspondent à la juste valeur des terrains et constructions de la société 3CB SAS.

12.3 Installations de production

Les installations de production comprennent la juste valeur des actifs de production de la centrale thermique à cycle combiné gaz situé à Bayet.

12.4 Immobilisations corporelles en cours

Les immobilisations corporelles en cours comprennent principalement des développements en cours au sein de la société 3CB SAS.

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 13. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

Les sociétés Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne et Sophye LacMort 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 30 juin 2016, les principales caractéristiques des coentreprises sont les suivantes :

	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	SOPHYE LACMORT
Date de reporting des états financiers	30/06/2016	30/06/2016	30/06/2016
Nature de la relation	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise
Pays de l'établissement principal	France	France	France
Activité principale	Vente de gaz et d'électricité	Constuction et exploitation de centrale thermique	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques
Pourcentage de détention et des droits de vote	50%	60%	50%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence

Au 30 juin 2016, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

	30/06/2016		
	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	SOPHYE LACMORT
<i>En milliers d'euros</i>			
Actifs courants	22 238	851	11
Actifs non courants	210	12 456	-
Passifs courants	19 843	11 911	2
<i>Dont Passifs financiers courants</i>	168	11 706	-
<i>Dont Passifs non financiers courants</i>	19 675	206	2
Passifs non courants	2	-	-
Actif net	2 603	1 396	9
Quote part de l'actif net	1 301	837	4
Autres ajustements	-	(837)	-
Valeur comptable des participations	1 301	(0)	4
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-
Chiffre d'affaires	28 690	-	-
Résultat net	810	(121)	(1)
Résultat global	810	(121)	(1)
Quote-part du résultat net	405	(72)	(0)
Quote-part du résultat global	405	(72)	(0)

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

<i>En milliers d'euros</i>	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)

Les principaux indicateurs relatifs aux coentreprises présentés en 2016 correspondent à une période de six mois.

Au 30 juin 2016, l'impact des coentreprises sur la formation des résultats s'élève à 332 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. Au 30 juin 2016, leurs valeurs comptables s'élèvent à un total de 1 306 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent des quotes-parts de résultat de 332 milliers d'euros.

Note 14. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016			31/12/2015		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	21 875	(1 108)	20 767	36 223	(2 502)	33 721
Stocks pièces détachées	2 546	-	2 546	2 523	-	2 523
Stocks	24 421	(1 108)	23 313	38 746	(2 502)	36 245

Au 30 juin 2016, les stocks du Groupe sont composés principalement de gaz. Une provision pour dépréciation du stock a été comptabilisée pour 1 108 milliers d'euros, compte tenu de sa valeur nette de réalisation.

Note 15. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

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

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Clients et comptes rattachés	341 698	240 757
Dépréciation	(20 095)	(20 161)
Clients et comptes rattachés	321 604	220 596

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

Note 16. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS

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

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	44 739	50 870
Créances fiscales et sociales	11 627	11 565
Autres créances	6 857	7 065
Autres actifs courants	63 223	69 500
<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	5 312	3 097
Créances fiscales et sociales	-	959
Autres créances	447	1 222
Autres actifs non courants	5 759	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 à la mise en œuvre du « Tarif de Première Nécessité » et du « Tarif Spécial de Solidarité ».

Note 17. 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>	30/06/2016	31/12/2015
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	191 436	35 230
Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif	191 436	35 230
Concours bancaires	(1 193)	(3 237)
Trésorerie et équivalents de trésorerie nets	190 243	31 993

Note 18. CAPITAUX PROPRES

18.1 Capital social

Au 30 juin 2016, le capital social de Direct Energie s'élève à 4 122 057 Euros divisé en 41 220 566 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune. L'évolution du capital social sur le premier semestre 2016 s'explique par la constatation en date du 30 juin 2016 d'une augmentation de capital de 42 760 Euros consécutive à l'exercice d'options de souscription d'actions.

18.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA

Au 30 juin 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 19 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 2 517 milliers d'actions au 30 juin 2016.

18.3 Actions propres

Au 30 juin 2016, un solde de 52 milliers d'euros correspondant notamment à 0,9 milliers d'actions auto-détenues dans le cadre d'un contrat de liquidité est enregistré en diminution des capitaux propres consolidés.

18.4 Primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 124 822 milliers d'euros au 30 juin 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.

18.5 Gains et pertes reconnus en capitaux propres part du Groupe

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	Variation	31/12/2015	Variation	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(87 512)	22 469	(109 981)	(88 392)	(21 590)
Impact impôts différés	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	-	-	-	527	(527)
Total éléments recyclables	(87 512)	22 469	(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	(87 573)	22 469	(110 042)	(87 864)	(22 178)

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture, qui, au 30 juin 2016 correspondent exclusivement à des achats d'énergie, 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. La variation de juste valeur de 22 469 milliers d'euros sur le premier semestre 2016, à caractère temporaire, est principalement liée aux livraisons constatées sur le premier semestre 2016 pour les instruments financiers de couverture ouverts au 31 décembre 2015. Le solde existant au 30 juin 2016 fera l'objet d'un recyclage ultérieur au résultat, de manière symétrique à l'élément couvert, lors de la livraison physique des achats d'énergie correspondants.

18.6 Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 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.

18.7 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 19. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

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

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
Options de souscription d'action	(862)	(559)
Actions gratuites	-	-
Autres	-	-
Charges liées aux paiements fondés sur des actions	(862)	(559)

Note 20. PROVISIONS

20.1 Variation des provisions

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2015	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périmètre	Autres	30/06/2016
Provisions pour avantages au personnel	1 116	256	-	-	0	-	-	1 372
Provisions pour risques et charges	10 711	35 386	(2 375)	(361)	-	-	-	43 361
Provisions	11 827	35 642	(2 375)	(361)	0	-	-	44 734

Au cours du premier semestre 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 33,0 M€ (cf note 2.4 « 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 :
 - o 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 (2016-2018), et sur des projections basées sur les tendances historiques au-delà,
 - o 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 1,09%, 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	32 960
Charges de personnel	256
Autres produits et charges opérationnels	(447)
Autres produits et charges financiers	138
Total	32 906

20.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 30 juin 2016 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 1,09 % correspondant au rendement à 10 ans des obligations d'entreprises notées AA ;
- taux d'augmentation des salaires de 2 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE 2011-2013.

Au 30 juin 2016, le Groupe a constaté une charge de 256 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 1 372 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.

20.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 30 juin 2016 sont liées principalement à :

- des contrats déficitaires à hauteur de 32 960 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 2.4 « Provisions pour contrats déficitaires sur capacités d'interconnexions gazières »)
- des litiges en cours pour 3 226 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 2 199 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) ;
- des provisions pour démantèlement (4 072 milliers d'euros contre 3 935 milliers d'euros au 31 décembre 2015) et pour travaux (211 milliers d'euros contre 232 milliers d'euros au 31 décembre 2015) relatives à la société 3CB SAS ;
- des risques divers pour 693 milliers d'euros (1 019 milliers d'euros en 2015)

20.4 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>	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	1 372	1 372	-	1 116	1 116
Provisions pour risques et charges	11 692	31 669	43 361	6 776	3 935	10 711
Provisions	11 692	33 041	44 734	6 776	5 051	11 827

Note 21. 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 présentent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	30/06/2016	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux	545	249	296	-
Charges financières	(16)	(11)	(5)	-
Valeur actualisée des paiements minimaux	529	238	291	-

Note 22. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Dettes fournisseurs	65 645	68 606
Factures non parvenues	62 979	119 212
Fournisseurs et comptes rattachés	128 624	187 818

Note 23. 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>	30/06/2016	31/12/2015
Dettes sociales et fiscales	201 555	68 130
Produits constatés d'avance	7 992	2 409
Autres dettes	597	348
Autres passifs courants	210 143	70 887

Au 30 juin 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'électricité, qui fait l'objet d'un reversement trimestriel, et a remplacé à compter du 1er janvier 2016 la Contribution au Service Public de l'Electricité, qui faisait quant à elle l'objet d'un paiement mensuel.

La part courante des produits constatés d'avance résulte principalement du contrat de prestation de service avec ERDF.

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Dettes sociales et fiscales	-	-
Produits constatés d'avance	2 545	2 164
Autres dettes	-	-
Autres passifs non courants	2 545	2 164

Note 24. 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.

24.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

24.1.1 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>	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	26	26	-	138	138
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	40 511	1 120	41 631	70 688	1 320	72 008
Autres actifs financiers	40 511	1 146	41 657	70 688	1 458	72 146
Clients et comptes rattachés	321 604	-	321 604	220 596	-	220 596
Trésorerie et équivalents de trésorerie	191 436	-	191 436	35 230	-	35 230
Actifs financiers	553 550	1 146	554 697	326 514	1 458	327 972

24.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente du Groupe sont principalement composés de titres de participation dans des sociétés non consolidées pour 26 milliers d'euros. 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	-
Au 30 juin 2016	26

Au 30 juin 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.

24.1.3 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>	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dépôts de garantie	33 128	1 120	34 249	64 322	1 320	65 642
Prêts aux sociétés non intégrées	7 027	-	7 027	6 059	-	6 059
Autres prêts et créances	355	-	355	307	-	307
Prêts et créances au coût amorti	40 511	1 120	41 631	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 30 juin 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 sur le premier semestre 2016 s'élèvent à 550 milliers d'euros contre 112 milliers d'euros sur le premier semestre 2015.

24.1.4 Clients et comptes rattachés

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 20 095 milliers d'euros au 30 juin 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 15 « Clients et comptes rattachés ».

24.1.5 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie nets s'élèvent à 190 243 milliers d'euros au 30 juin 2016 contre 31 993 milliers d'euros au 31 décembre 2015. Le résultat enregistré sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie au premier semestre 2016 s'élève à 108 milliers d'euros contre 243 milliers d'euros au premier semestre 2015 et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

24.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

24.2.1 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>	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	134 951	115 413	250 363	69 113	114 829	183 943
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
Autres passifs financiers	134 951	115 413	250 363	69 113	114 829	183 943
Fournisseurs et comptes rattachés	128 624	-	128 624	187 818	-	187 818
Passifs financiers	263 575	115 413	378 987	256 932	114 829	371 761

24.2.2 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>	30/06/2016			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	238	291	529	235	410	646
Concours bancaires	1 193	-	1 193	3 237	-	3 237
Dépôts de garantie et appels de marge	5 126	-	5 126	876	-	876
Autres emprunts et dettes assimilées	128 394	115 122	243 515	4 760	114 419	119 179
Passifs financiers évalués au coût amorti	134 951	115 413	250 363	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.

Les autres emprunts et dettes assimilées sont principalement composés d'emprunts obligataires pour 117,5 millions d'euros, d'avances sur comptes courants actionnaires émis dans un but de sécurisation de la structure de financement du Groupe pour 55,7 millions d'euros, et d'une ligne de crédit auprès du clearer des opérations de marché pour couvrir ses besoins de liquidité associés principalement aux paiements d'appels de marge pour un montant de 60 millions d'euros.

Ces emprunts obligataires font l'objet de covenants, testés à chaque clôture annuelle, et qui étaient respectés au 31 décembre 2015.

Les tirages sur facilités de crédit correspondent aux concours bancaires arrêtés en date du 30 juin 2016. La position nette de trésorerie est présentée en note 17 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ».

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élevaient à 5 894 milliers d'euros au premier semestre 2016 (contre 1 858 milliers d'euros au premier semestre 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 :

En milliers d'euros	30/06/2016		31/12/2015	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	254 750	250 363	185 802	183 943

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

En milliers d'euros	30/06/2016				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	238	291	-	529	235	410	-	646
Concours bancaires	1 193	-	-	1 193	3 237	-	-	3 237
Dépôts de garantie et appels de marge	5 126	-	-	5 126	876	-	-	876
Autres emprunts et dettes assimilées	128 394	44 263	70 858	243 515	4 760	43 604	70 815	119 179
Passifs financiers évalués au coût amorti	134 951	44 554	70 858	250 363	69 113	44 015	70 815	183 943

24.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 22 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

24.3 Endettement financier net

En milliers d'euros	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dettes financières	134 951	115 413	250 363	69 113	114 829	183 943
Appels de marge hors couverture de dettes	5 100	-	5 100	850	-	850
Dettes financières hors appels de marge	129 851	115 413	245 263	68 263	114 829	183 093
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	191 436	-	191 436	35 230	-	35 230
Trésorerie active	191 436	-	191 436	35 230	-	35 230
Endettement financier net*	(61 586)	115 413	53 827	33 034	114 829	147 863

* L'endettement financier net correspond à la différence entre les dettes financières hors impact des appels de marge reçus et la trésorerie active

La variation de l'endettement financier net s'explique à la fois par la diminution des dépôts de garantie en trésorerie effectués auprès des contreparties du Groupe dans le cadre des opérations d'achats et ventes d'énergie, enregistrés en actifs financiers dans les comptes du Groupe, diminution consécutive notamment à l'évolution des prix de marché des matières premières au cours du premier semestre 2016 et à l'optimisation par le Groupe de ses conditions d'approvisionnement, ainsi que par l'augmentation de la trésorerie nette dégagée par le Groupe, après prise en compte du financement de l'acquisition de nouveaux clients, conséquence de la forte croissance de l'activité observée sur le semestre.

24.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

24.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	10	-	10	16	-	16
Juste valeur positive des dérivés couverture	7 330	4 534	11 865	5 271	4 856	10 127
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	16 326	3 384	19 710	30 556	3 638	34 194
Juste valeur positive des dérivés	23 666	7 918	31 584	35 843	8 494	44 337
Juste valeur négative des dérivés trading	(9)	-	(9)	(15)	-	(15)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(59 895)	(39 482)	(99 377)	(63 986)	(56 123)	(120 108)
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(29 342)	(18 036)	(47 378)	(19 850)	(25 231)	(45 081)
Juste valeur négative des dérivés	(89 246)	(57 517)	(146 763)	(83 851)	(81 354)	(165 204)
Juste valeur nette des dérivés	(65 580)	(49 599)	(115 180)	(48 007)	(72 860)	(120 867)

24.4.2 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>	30/06/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés trading	10	16
Juste valeur négative des dérivés trading	(9)	(15)
Juste valeur nette des dérivés trading	1	1
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	19 710	34 194
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(47 378)	(45 081)
Juste valeur nette des dérivés à caractère opérationnel	(27 668)	(10 887)
Juste valeur nette des dérivés non qualifiés de couverture	(27 667)	(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)

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 sont les suivantes :

30/06/2016						
Notionnels en GWh Juste valeur en milliers d'euros	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(12 963)	(4 636)	-	(249 888)	(141 106)	-
Ventes fermes d'énergie	13 140	2 069	-	207 702	45 630	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total énergie	177	(2 568)	-	(42 187)	(95 476)	-

30/06/2016						
Notionnels en tonnes Juste valeur en milliers d'euros	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes CO2	(425 000)	(165 000)	-	(3 172)	(1 337)	-
Ventes fermes CO2	75 000	35 000	-	428	184	-
Total CO2	(350 000)	(130 000)	-	(2 743)	(1 152)	-

Total dérivés non qualifiés de couverture				(44 930)	(96 628)	-
--	--	--	--	-----------------	-----------------	----------

31/12/2015						
Notionnels en GWh Montants en milliers d'euros	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	(898)	(4 727)	-	(35 492)	(154 628)	-

Les achats et ventes fermes de CO2 enregistrés au 30 juin 2016 sont liés au fonctionnement de la centrale de Bayet acquise par le Groupe en fin d'année 2015.

24.4.3 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 :

En milliers d'euros	30/06/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés couverture	11 865	10 127
Juste valeur négative des dérivés couverture	(99 377)	(120 108)
Juste valeur nette des dérivés couverture	(87 512)	(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>	30/06/2016	31/12/2015
Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture	(109 981)	(21 590)
Variations de juste valeur en capitaux propres	11 667	(104 384)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	10 802	15 992
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	-	-
Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture	(87 512)	(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 292 172 milliers d'euros (contre une charge de 93 031 milliers d'euros au premier semestre 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>	30/06/2016					
	Notionnels			Montants		
	<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans
Achats fermes d'énergie	(7 627)	(5 616)	-	(308 941)	(225 988)	-
Ventes fermes d'énergie	107	19	-	4 156	901	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
Total dérivés de couverture	(7 520)	(5 597)	-	(304 785)	(225 087)	-

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2015					
	Notionnels			Montants		
	<i>Montants en milliers d'euros</i>	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 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)	-

24.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

24.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En milliers d'euros	30/06/2016				31/12/2015			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	26	26	-	-	138	138
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	191 436	-	-	191 436	35 230	-	-	35 230
Dérivés de couverture	-	11 865	-	11 865	-	10 127	-	10 127
Dérivés de trading	-	10	-	10	-	16	-	16
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	9 493	10 217	19 710	-	23 438	10 756	34 194
Actifs financiers à la juste valeur	191 436	21 367	10 243	223 046	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 » des annexes aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

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.

24.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En milliers d'euros	30/06/2016				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	-	99 377	-	99 377	-	120 108	-	120 108
Dérivés de trading	-	9	-	9	-	15	-	15
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	42 240	5 138	47 378	-	39 203	5 878	45 081
Passifs financiers à la juste valeur	-	141 626	5 138	146 763	-	159 326	5 878	165 204

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 24.5.1).

24.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 30 juin 2016, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2015	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	30/06/2016
Actifs financiers disponibles à la vente	138	(112)	-	-	-	-	26
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	10 756	(539)	-	-	-	-	10 217
Actifs financiers juste valeur niveau 3	10 894	(651)	-	-	-	-	10 243
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	5 878	(741)	-	-	-	-	5 138
Passifs financiers juste valeur niveau 3	5 878	(741)	-	-	-	-	5 138

Au 30 juin 2016, les actifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en gaz, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle intrinsèque interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward gaz-PEG nord, prix de marché forward des produits pétroliers et du gaz TTF ;
- Paramètres estimés en interne : Volatilité du gaz, volatilité du pétrole, corrélation gaz-pétrole, spread bid-ask de marché.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en gaz retenue dans les comptes s'élève à 10,2 M€ au 30 juin 2016 contre 10,8 M€ au 31 décembre 2015.

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’élève à (5,1) M€ au 30 juin 2016 contre (5,9) M€ au 31 décembre 2015.

24.6 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

24.6.1 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 30 juin 2016, cette dépréciation des comptes clients représente 20 095 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 30 juin 2016 est la suivante :

<i>En milliers d’euros</i>	30/06/2016	31/12/2015
Marché organisé avec chambre de compensation	(95 906)	(105 041)
Industriels de l’énergie	(12 618)	(9 322)
Banques et assimilées	(6 656)	(6 504)
Juste valeur nette des dérivés à la clôture	(115 180)	(120 867)

24.6.2 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 ces 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.

24.6.3 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 deux crédits syndiqués d'un montant total de 115 millions d'euros, d'une facilité de crédit bancaire, dont le montant a été porté à 120 millions d'euros au cours du premier semestre 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 60 millions d'euros, de facilités de crédit court terme consenties par ses partenaires bancaires (16 millions d'euros au 30 juin 2016), et d'avances actionnaires mises en place au cours du premier trimestre 2016, pour un montant total de 55 millions d'euros en date d'arrêté des comptes.

24.6.4 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	30/06/2016		31/12/2015	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture		-	65 715	-	91 088
Achats/ventes à terme d'électricité - non qualifiés de couverture	+5€/MWh	17 754	-	21 565	-
Sensibilité achats/ventes électricité		17 754	65 715	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	218	-	(17 391)	-
Sensibilité achats/ventes gaz		218	-	(17 391)	-
Sensibilité achats/ventes électricité et gaz		17 972	65 715	4 174	91 088

Note 25. INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

25.1 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 » qui correspond 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 ;

Au 30 juin 2015, l'agrégat « Autres secteurs » regroupait les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution, lesquelles ont été cédées en date du 1er octobre 2015, par le biais de la cession de la filiale Direct Energie Distribution, et des participations détenues par celle-ci.

25.2 Indicateurs sectoriels

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

En milliers d'euros	Au 30/06/2016							
	Commerce		Production	Autres	Eliminations	Total		Total
	France	Belgique	France	France	France	France	Belgique	
Eléments du compte de résultat								
Produits des activités ordinaires	860 202	15 519	27 585	-	(39 741)	848 046	15 519	863 565
<i>dont produits externes</i>	842 850	15 519	5 196	-	-	848 046	15 519	863 565
<i>dont produits inter-secteurs</i>	17 352	-	22 389	-	(39 741)	-	-	-
Marge Brute	101 156	2 089	3 829	-	-	104 986	2 089	107 075
EBITDA	64 063	(2 656)	(2 144)	-	-	61 919	(2 656)	59 264
Résultat Opérationnel Courant	50 353	(2 656)	(3 871)	-	-	46 482	(2 656)	43 826
Autres informations								
Amortissements	(12 848)	-	(1 727)	-	-	(14 575)	-	(14 575)
Pertes de valeur	(112)	-	0	-	-	(112)	-	(112)
Actifs sectoriels nets	771 557	7 861	59 074	-	-	830 631	7 861	838 492
Investissements	16 159	-	343	-	-	16 502	-	16 502

En milliers d'euros	Au 30/06/2015							
	Commerce		Production	Autres	Eliminations	Total		Total
	France	Belgique	France	France	France	France	Belgique	
Eléments du compte de résultat								
Produits des activités ordinaires	504 686	1 468	207	-	(708)	504 185	1 468	505 653
<i>dont produits externes</i>	503 978	1 468	207	-	-	504 185	1 468	505 653
<i>dont produits inter-secteurs</i>	708	-	-	-	(708)	-	-	-
Marge Brute	78 232	(66)	207	-	-	78 439	(66)	78 373
EBITDA	36 370	(2 096)	(281)	-	-	36 088	(2 096)	33 993
Résultat Opérationnel Courant	25 090	(2 096)	(281)	-	-	24 809	(2 096)	22 713
Autres informations								
Amortissements	(10 720)	(1)	-	-	-	(10 720)	(1)	(10 721)
Pertes de valeur	(550)	-	-	-	-	(550)	-	(550)
Actifs sectoriels nets	426 847	(1 243)	(5 742)	386	-	421 491	(1 243)	420 248
Investissements	12 024	14	137	-	-	12 161	14	12 175

25.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2016	30/06/2015
EBITDA	59 264	33 992
(+) Amortissements	(14 575)	(10 721)
(+) Paiements fondés sur des actions	(862)	(559)
Résultat opérationnel courant	43 826	22 712

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 26. ENGAGEMENTS HORS BILAN

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 :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	30/06/2016					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(4 855)	(7 463)	-	(135 455)	(193 145)	-
Ventes fermes d'énergie	210	437	-	4 555	7 343	-
Total engagements fermes Energie	(4 645)	(7 026)	-	(130 900)	(185 802)	-

<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	(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)	-

Note 27. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2015
Ventes aux parties liées	22 018	22 492	70	85	22 088	22 577
Achats aux parties liées	(298)	(600)	(1 556)	(296)	(1 854)	(895)
Créances sur les parties liées	17 950	17 678	-	-	17 950	17 678
Dettes sur les parties liées	(8 064)	(4 115)	(55 679)	(1)	(63 743)	(4 116)

27.1 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.

27.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 30 juin 2016 sont composées principalement de transactions avec les sociétés actionnaires de Direct Energie.

Note 28. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués.

Sur le premier semestre 2016, la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 555 milliers d'euros à laquelle s'ajoutent 6 milliers d'euros d'avantages en nature. Sur le premier semestre 2015, la rémunération globale des dirigeants s'élevait à 615 milliers d'euros, à laquelle s'ajoutaient 7 milliers d'euros d'avantages en nature.

Au cours du premier semestre 2016, le Groupe a enregistré dans ses comptes des charges relatives aux plans de souscription d'actions de ses dirigeants pour un montant de 368 milliers d'euros. Ce montant s'élevait à 182 milliers d'euros sur le premier semestre 2015.

Une charge relative aux engagements de retraite des dirigeants a également été comptabilisée pour un montant de 28 milliers d'euros. Cette charge s'élevait à 29 milliers d'euros sur le premier semestre 2015.

Au 30 juin 2016, les provisions au titre de ces engagements de retraite s'élèvent à 193 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 29. EVENEMENTS POST CLOTURE

29.1 Décision du conseil d'Etat relative au contentieux Engie / CRE

Le 13 juillet 2016 le conseil d'Etat a rendu une décision à la suite de 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 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 1750 000. Le Conseil 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.

29.2 Projet d'Acquisition d'une centrale à cycle combiné gaz en Belgique

Le Groupe a annoncé la signature en date du 28 septembre d'un accord (« sale and purchase agreement ») avec le groupe italien Enel pour l'acquisition 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 à 36,5 millions d'euros et reste soumis aux ajustements de prix usuels. Il est assorti d'un complément de prix conditionné à l'évolution de la structure du marché électrique en Belgique. L'opération demeure soumise à la levée de conditions suspensives (notamment l'autorisation des autorités belges compétentes) et devrait être finalisée au plus tôt en fin d'année 2016.

Après l'acquisition de la centrale de Bayet fin 2015, cette nouvelle opération portera 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 clients.

Note 30. 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

III. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Direct Energie, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2016, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

2. Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 28 septembre 2016

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

François-Xavier Ameye

ERNST & YOUNG et Autres

Philippe Diu

IV. ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE

Nous attestons, à notre connaissance, que les comptes résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société Direct Energie et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité figurant ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Paris, le 28 septembre 2016.

Le Président Directeur Général

Xavier Caïtucoli