



Barka III, Oman



Parc photovoltaïque de Bollène, France

RÉSULTATS ANNUELS 2014

26 février 2015

GDF SUEZ

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

Un *business model* résistant

FAITS MARQUANTS 2014

- Atteinte de tous les objectifs
- Forte croissance organique du ROC (+8,2%) hors effet climat et rattrapage tarifaire en France
- Des conditions exceptionnellement défavorables
 - Année la plus chaude en France depuis 1900
 - Des arrêts de centrales nucléaires non prévus en Belgique
 - Pire hydrologie au Brésil sur les 50 dernières années
- Une succession bien anticipée au niveau du top management pour assurer une transition fluide
- Dividende 2014⁽¹⁾ : 1€/action en numéraire
- Rating de catégorie “A” maintenu, perspectives revues à stable

2014 CHIFFRES CLÉS (en Mds€)

Chiffre d'affaires	74,7
EBITDA	12,1
Résultat Opérationnel Courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7,2
Résultat Net Récurrent part du groupe ⁽²⁾	3,1
CFFO ⁽³⁾	7,9
Capex nets ⁽⁴⁾	3,9
Dette nette	27,5
Dette nette/EBITDA	2,3x

GUIDANCE⁽⁵⁾

- Un “plan de réaction rapide” pour faire face à la chute des prix pétrole/gaz
- 2015 : Résultat Net Récurrent part du groupe⁽²⁾ : 3,0-3,3 Mds€
- Dividende 2014-16 : 65-75% de taux de distribution avec un minimum de 1€ par action

(1) Dont acompte sur dividende de 0,50 €/action payé en octobre 2014. Soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale Annuelle le 28 avril 2015

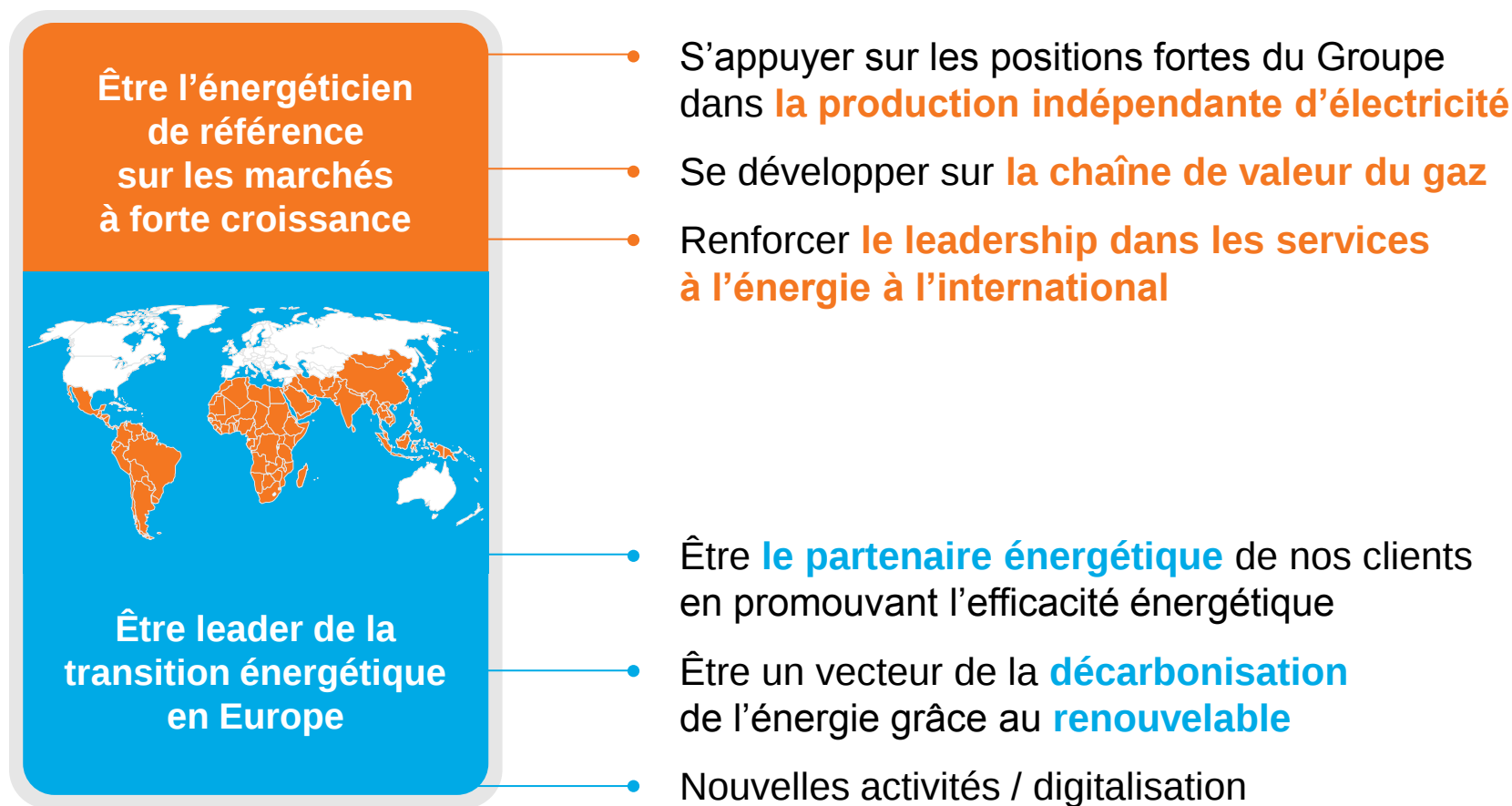
(2) Résultat net hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(3) Cash Flow From Operations (CFFO) = Free Cash Flow avant Capex de maintenance

(4) Capex nets = Investissements bruts - cessions ; (cash et effet dette nette)

(5) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché au 31 décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23

Une stratégie d'énergéticien mondial



**Forte ambition de créer de la valeur
via la transition énergétique à travers le monde**

Des opportunités de croissance grâce à la transition énergétique à travers le monde

Une prise de conscience mondiale sur les questions environnementales et de santé

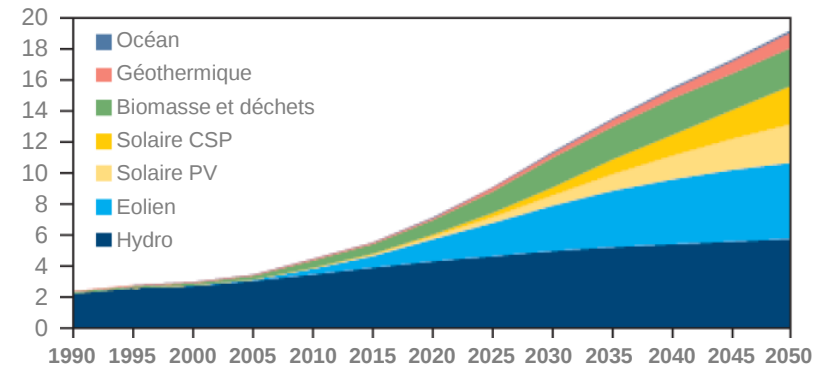
Développement rapide des ENR dans le monde

La croissance des ENR se déplace de l'Europe et des USA vers le reste du monde

Des opportunités mondiales pour l'efficacité énergétique

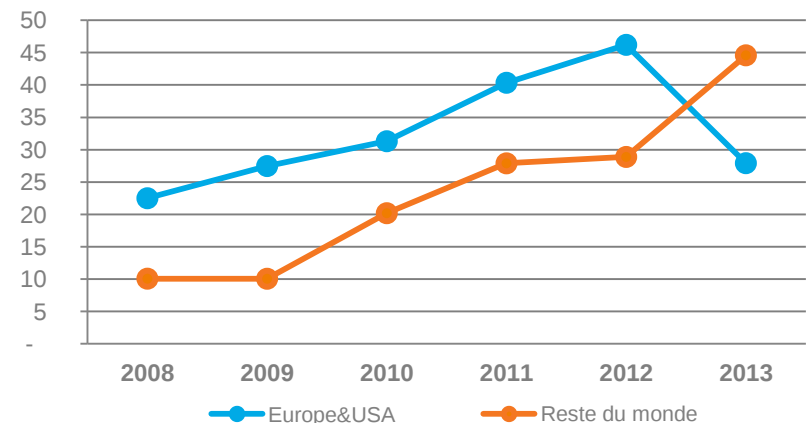
Innovation et nouvelles activités

EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR (PWh)



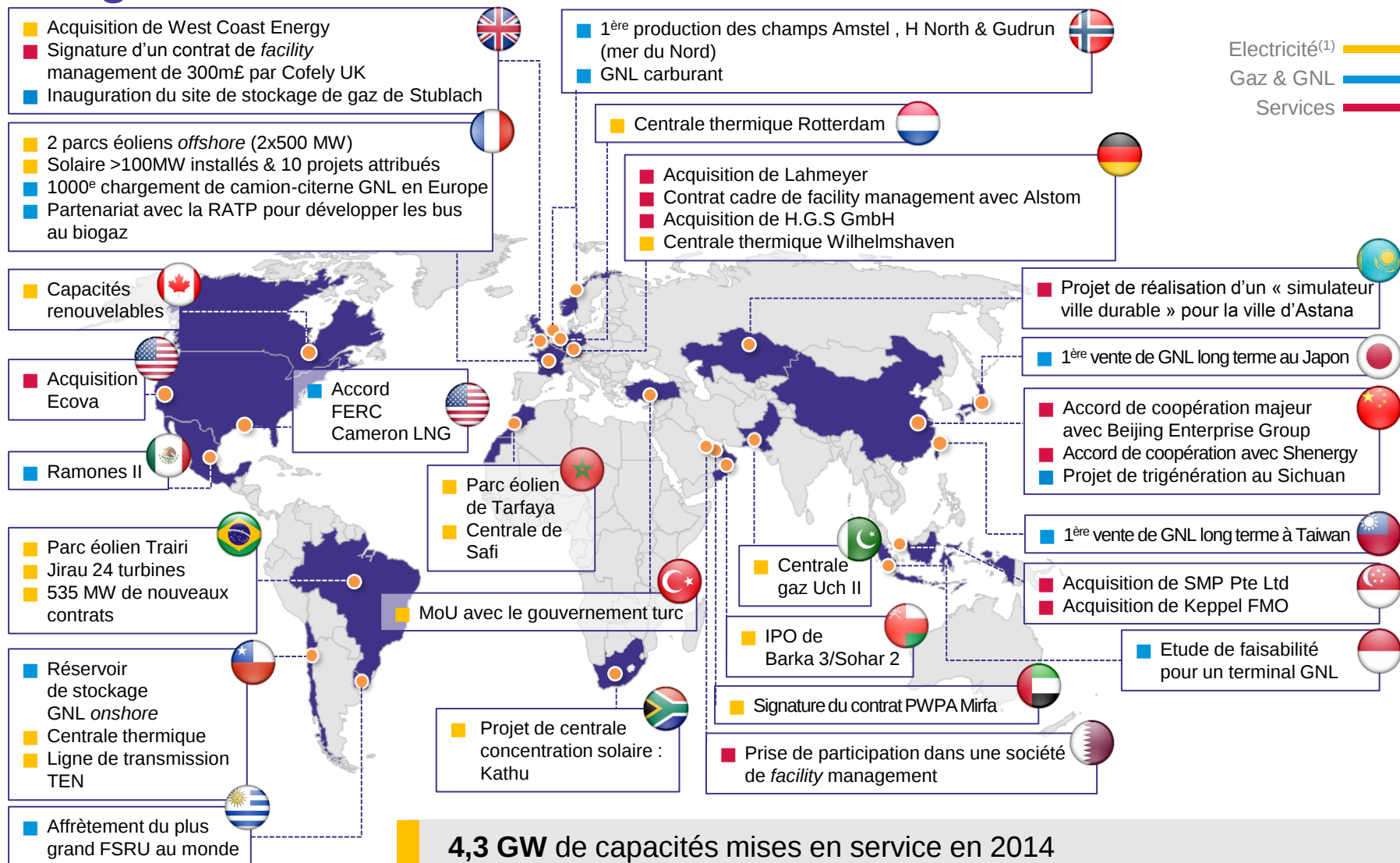
Source : AIE, World Energy Outlook 2014

NOUVELLES CAPACITÉS ENR PAR AN (GW)



Sources : ENERDATA, EPIA (European Photovoltaic Industry Association), GWEC (Global Wind Energy Council)

De grands succès assurant la croissance future



4,3 GW de capacités mises en service en 2014
10,5 GW en construction dont **4,4 GW** de projets ajoutés en 2014

(1) Chiffres de capacité électrique à 100%

Mise à jour de la situation en Belgique

CAPACITÉS NUCLÉAIRES DE GDF SUEZ EN BELGIQUE

	MW	Propriété	Fin des opérations
Doel 1	433	100%	15/2/2015 ⁽³⁾
Doel 2	433	100%	1/12/2015 ⁽³⁾
Doel 3	1 006	90%	1/10/2022
Doel 4	1 039	90%	1/7/2025
Tihange 1	962	50%	1/10/2025
Tihange 2	1 008	90%	1/2/2023
Tihange 3	1 046	90%	1/9/2025
Total	5 927	85%⁽¹⁾	

100% Electrabel
 10% EDF Luminus
 50% EDF

● En opération
 ● Indisponible

(1) Hors swap EON

(2) Autorité Fédérale de Contrôle Nucléaire

(3) Prolongation de 10 ans actuellement en négociation

T1

- Prolongation de 10 ans décidée en novembre 2013 et signée en mars 2014
- Capex de 0,6 Md€ (2012-2019) à partager avec EDF 50/50
- 0,16 Md€ dépensés à fin décembre 2014 (à 100%)

D1/2

- Décision du gouvernement (dec 2014) de prolonger de 10 ans la durée de vie de D1/2
- Prolongation soumise à l'autorisation de l'AFCN⁽²⁾
- Décision du Groupe en fonction des renégociations sur la contribution nucléaire pour la totalité de la flotte**

D3/T2

- Sous réserve de la décision de l'AFCN, redémarrage prévu le 1^{er} juillet 2015
L'impact de l'arrêt est de 40 m€ par mois pour les 2 unités (EBITDA, RNRpg)
- Avant toute soumission définitive du dossier, l'AFCN demande
 - des tests d'irradiation supplémentaires
 - la méthodologie détaillée des tests et des analyses

D4

- Redémarrage de D4 le 19 décembre 2014 (non soumis à la décision de l'AFCN)

Sécurité d'approvisionnement

- Optimisation du planning de maintenance afin de favoriser une meilleure disponibilité (T1, T3, D4) durant l'hiver

Contribution nucléaire

- Contribution nucléaire nette 2014 pour Electrabel : 397m€
- Plainte déposée auprès de la Commission Européenne en septembre 2014 qualifiant la contribution nucléaire d'aide d'Etat

REVUE FINANCIÈRE 2014



ÊTRE UTILE AUX HOMMES

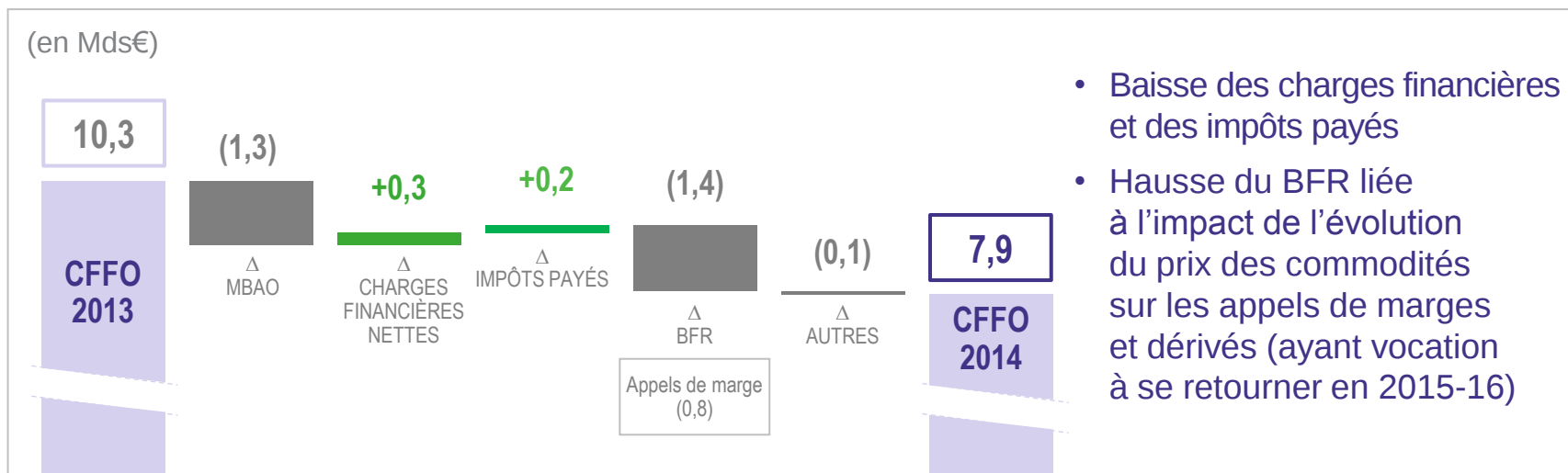
Atteinte de tous les objectifs

en Mds€	2013	2014			Objectifs / indications ⁽²⁾		
		Publié	Ajusté du climat en France	Δ 14/13 hors climat et rattrapage tarifaire			
EBITDA	13,0	12,1	12,5	+2,4%	12,3 - 13,3	12,5	✓
AMORTISSEMENTS & AUTRES	(5,4)	(5,0)			(5,0-5,2)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7,7	7,2	7,5	+8,2%	7,2 - 8,2	7,5	✓
RÉSULTAT FINANCIER (récurrent)	(1,6)	(1,4)			(1,6-1,8)		
IMPÔTS (récurrent)	(2,0)	(1,9)			(1,7-1,9)		
INTÉRÊTS MINORITAIRES (récurrent)	(0,7)	(0,8)			(0,6-0,8)		
RÉSULTAT NET RÉCURRENT part du groupe⁽¹⁾	3,4	3,1	3,4	+5,7%	3,1 - 3,5	3,4	✓
RÉSULTAT NET part du groupe	(9,6)	2,4					
DETTE NETTE/EBITDA	2,2x	2,3x			≤2,5x		✓

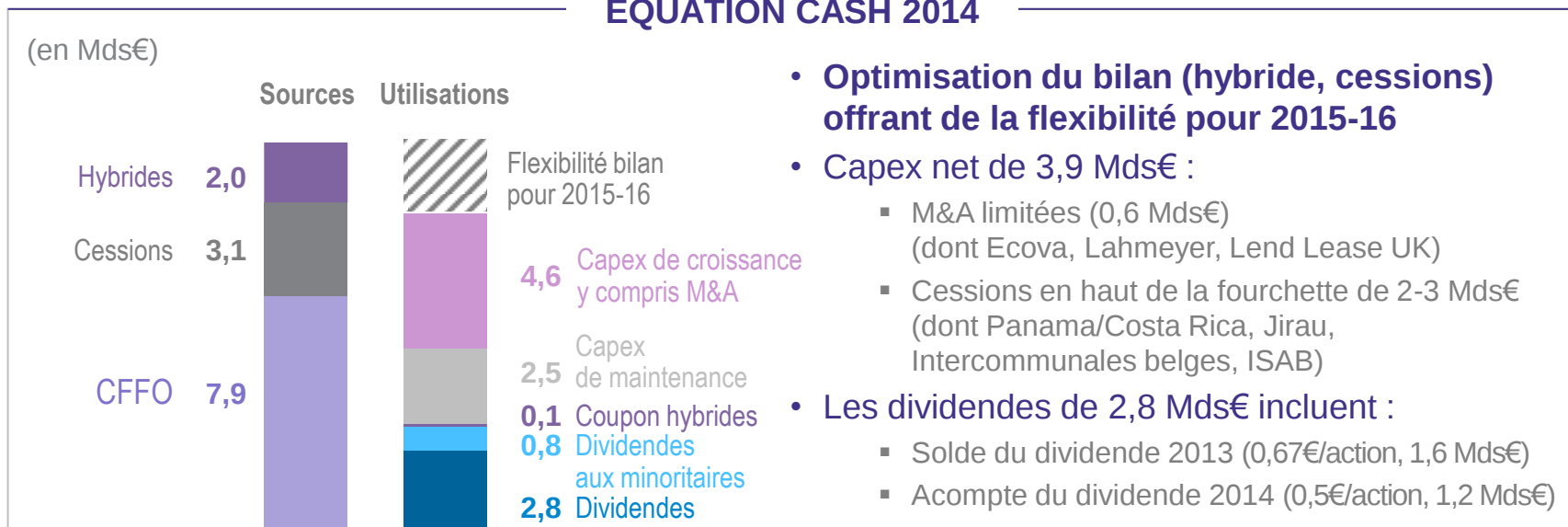
(1) Résultat net hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(2) Ces indications reposaient sur des hypothèses de climat moyen, répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2013 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyen suivant pour 2014 : 1,38 €/€, 3,38 €/BRL. La guidance sur le RNRpg a été ajustée le 12 juin 2014 suite à l'arrêt prolongé des centrales de Doel 3 et Tihange 2.

2014 : CFFO et équation cash offrant de la flexibilité pour 2015-16



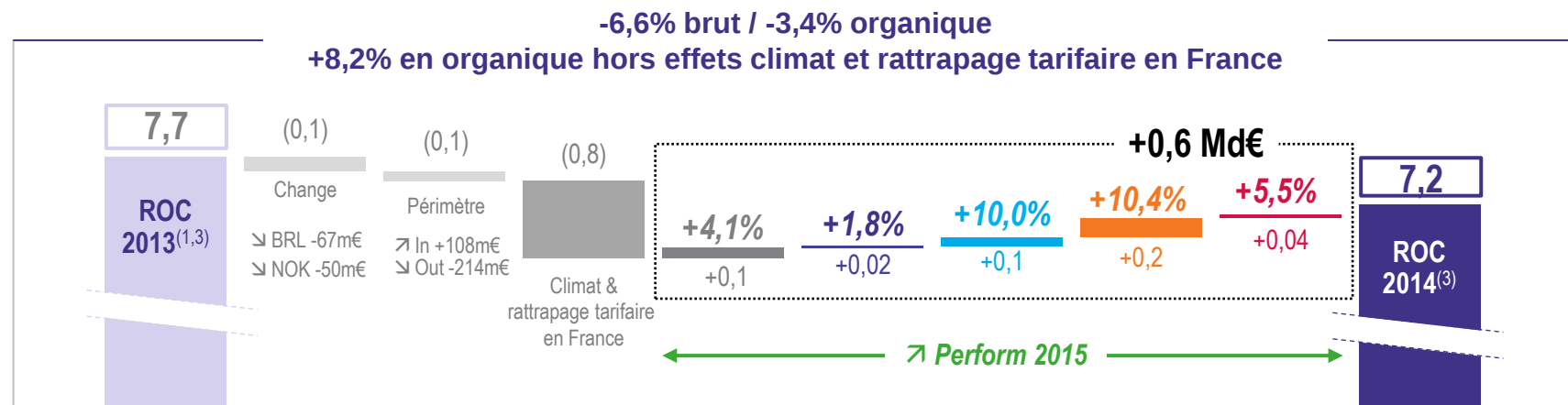
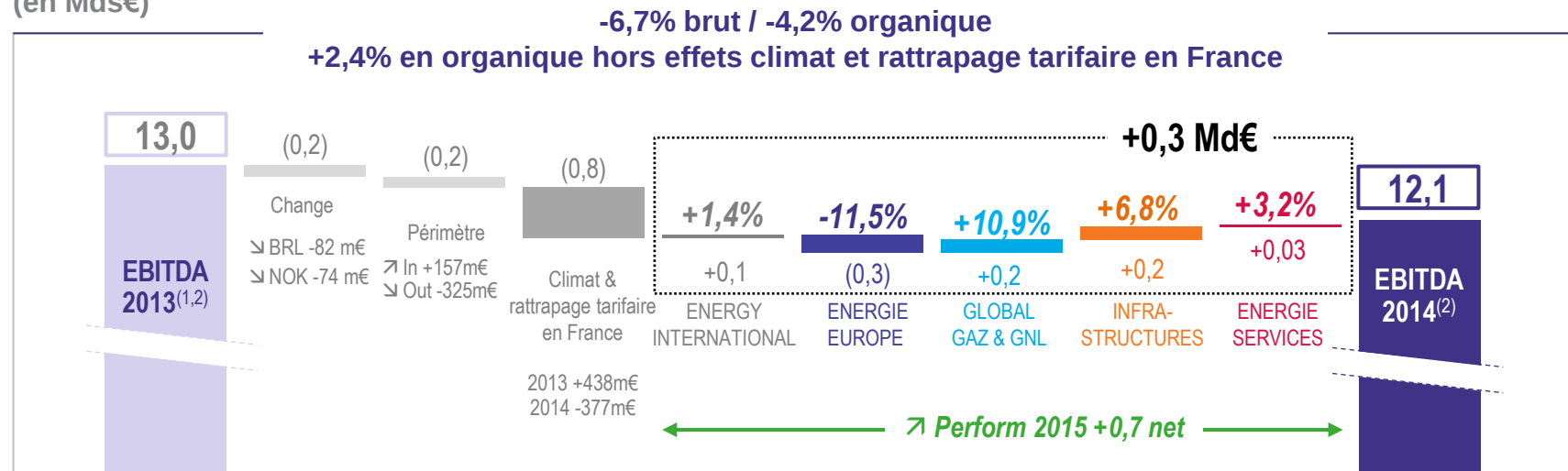
ÉQUATION CASH 2014



Croissance organique de l'EBITDA et du ROC en 2014

corrigées de l'effet climat et rattrapage tarifaire en France

Par branche
(en Mds€)



(1) Données 2013 figures pro forma nouvelles définitions de l'EBITDA et du ROC et post IFRS 10-11. ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(2) Y compris Autres (0,3) Md€ en 2013 et (0,2) Md€ en 2014

(3) Y compris Autres (0,5) Md€ en 2013 et (0,3) Md€ en 2014

EBITDA 2014 vs 2013 : principaux éléments organiques

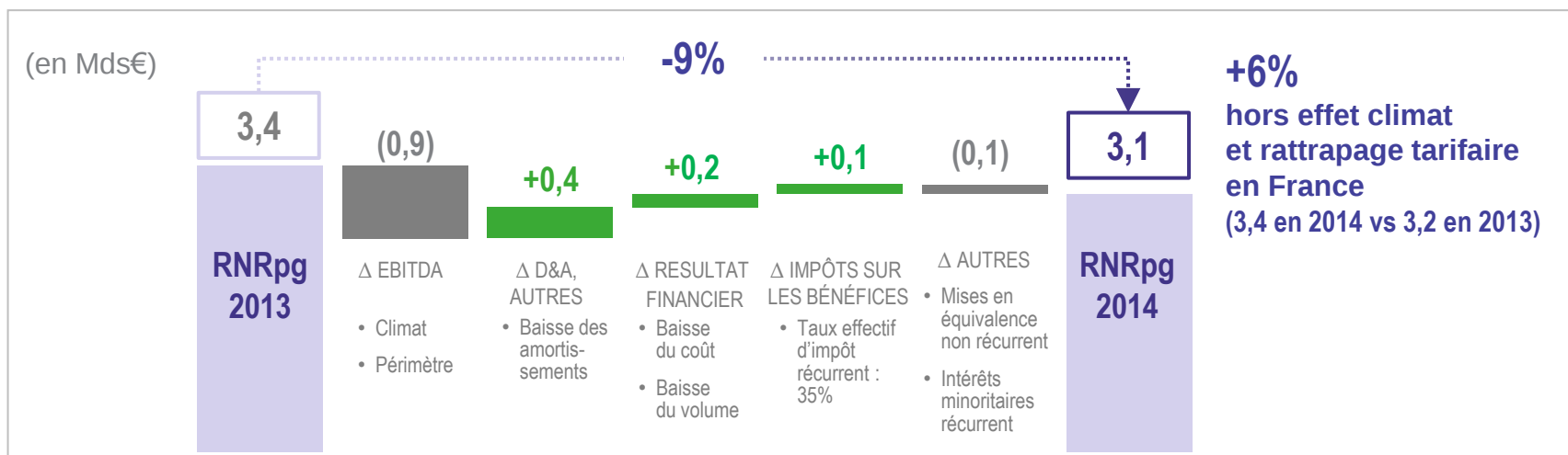
ENERGY INTERNATIONAL +0,1 Md€	ENERGIE EUROPE -0,8 Md€	GLOBAL GAZ & GNL +0,2 Md€	INFRA- STRUCTURES -0,1 Md€	ENERGIE SERVICES +0,03 Md€
Brésil -110 m€ ⬇ Hydrologie défavorable partiellement compensée par production des centrales thermiques ⬇ Délai Jirau ⬆ Indexation des PPA ⬆ Performance opérationnelle ⬆ Mises en service (Trairi, Jirau) Amérique du Nord +90 m€ ⬆ Performance production électricité (T1 froid) ⬇ Marges arbitrages GNL Royaume-Uni +40 m€ ⬆ Amélioration CDS Australie -70 m€ ⬇ Conditions de marché ⬇ Disponibilité centrales Chili +50 m€ ⬆ Marges Thaïlande +70 m€ ⬆ Disponibilité Gheco 1 ⬆ Amélioration des marges SAMEA +5 m€ ⬆ Mise en service Uch 2 ⬇ Non récurrents positifs en 2013	Climat chaud & rattrapage tarifaire en France -540 m€ ⬇ Indisponibilités centrales nucléaires -250 m€ ⬇ Production électrique prix <i>outright</i> -250 m€ volumes <i>outright</i> -100 m€ <i>spreads</i> -200 m€ ⬇ Commercialisation -200 m€ Appros & Trading +200 m€ ⬇	⬆ Volumes E&P (+3,6 mbep) ⬆ Prix E&P ⬆ Arbitrages GNL Asie/Europe (volumes) ⬆ Marges GNL, volumes Egypte	⬇ Climat chaud -275 m€ ⬆ Hausse de la BAR, tarifs ⬆ Stockage gaz	⬆ Hausse des marges EBIT (atteinte de l'objectif 5%) ⬇ Fin des Feed-in tarifs de cogénération
⬆ Perform +130 m€⁽¹⁾	⬆ Perform +390 m€⁽²⁾	⬆ Perform +80 m€⁽²⁾	⬆ Perform +110 m€⁽²⁾	⬆ Perform +90m€⁽²⁾

(1) Impact EBITDA brut inclus dans la performance opérationnelle

(2) Impact EBITDA brut

L'impact total EBITDA brut *Perform* inclut 100 m€ dans la branche Autres/Corporate

2014 : Du résultat net récurrent au résultat net



RNRpg 2014		3,1 Mds€	
Pertes de valeur	-1,0	GLOBAL GAZ & GNL	-0,4
		Centrales thermiques Royaume-Uni	-0,2
		Autres	-0,4
Plus values & effets de périmètre	+0,9	Intercommunales belges	+0,5
		IPO GTT	+0,4
MTM	-0,3		
Restructurations	-0,2		
Contribution nucléaire belge 2014	-0,4		
Autres ⁽¹⁾	+0,3		
RNpg ⁽²⁾ 2014		2,4 Mds€	

(1) Autres inclut les intérêts minoritaires et les impacts associés sur les impôts

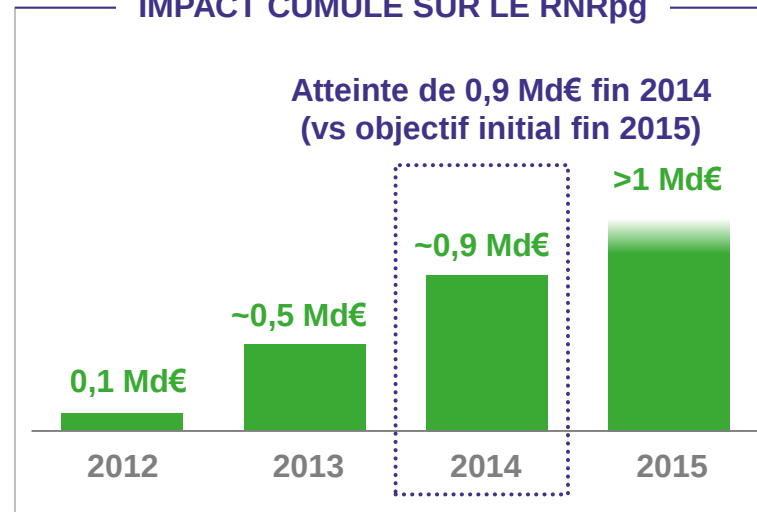
(2) Résultat Net part du groupe

Perform : objectif RNRpg atteint avec un an d'avance

CONTRIBUTIONS PERFORM

en Mds€	Cumulé 2012-2014	2014
EBITDA (brut)	2,6 OPEX 2,0 Autres 0,6	0,9 OPEX 0,7 Autres 0,2
Inflation des coûts fixes	(1,3)	(0,2)
EBITDA (net, estimé)	1,3	0,7
Post EBITDA	0,2	Obj. 2015 atteint
RNRpg estimé	0,9	0,4
Optimisation des Capex et du BFR	1,5	Obj. 2015 atteint

IMPACT CUMULÉ SUR LE RNRpg



Le succès de Perform 2015 a créé un *momentum* durable et systématique pour contrôler la performance opérationnelle

Statut du programme fin 2014

- Objectif OPEX parfaitement en ligne, alors que tous les autres leviers de performance opérationnelle ont atteint leur objectif dès 2014
- Des progrès significatifs en 2014 :
 - Optimisation des actifs de production d'électricité en Europe
 - Introduction de technologies mobiles pour optimiser le planning des activités chez Cofely Services
 - Création de la Direction des Centres de Services Partagés à travers toutes les branches

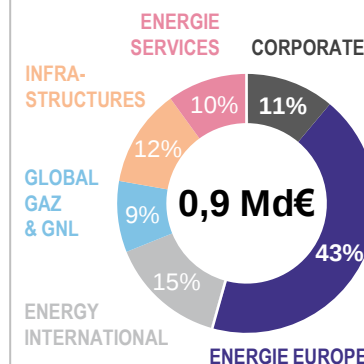
Leviers additionnels en 2015

- Accent mis sur les OPEX notamment en Europe (personnel et autres coûts) et Achats
- Mise en place de plans d'actions opérationnels développés en 2014 pour améliorer la performance et appuyer la mise en œuvre de la stratégie

Après 2015

- Perform 2015 a créé un cadre pour mesurer la performance opérationnelle

Contribution EBITDA brute 2014



Un bilan solide et une structure financière optimisée

GESTION ACTIVE DE LA DETTE

- **Refinancement par anticipation de 5 Mds€ de crédit syndiqué revolving**
- **Émission *green bond* d'un montant record de 2,5 Mds€** à un coupon historiquement bas de 1,9%
- **Nouvelle émission d'obligations hybrides pour 2 Mds€** renforçant le bilan à un coupon très bas de 3,4%
- **Rachat de 1,9 Md€ de dettes** portant un coupon moyen de 3,8%

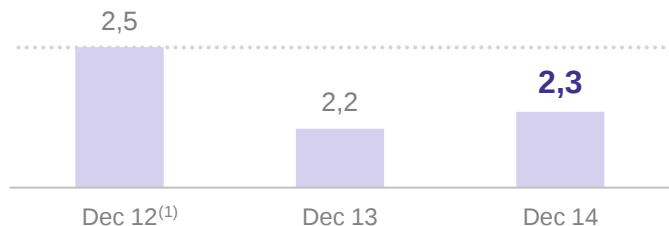
— Un profil de maturités obligataires bien réparti en Mds€



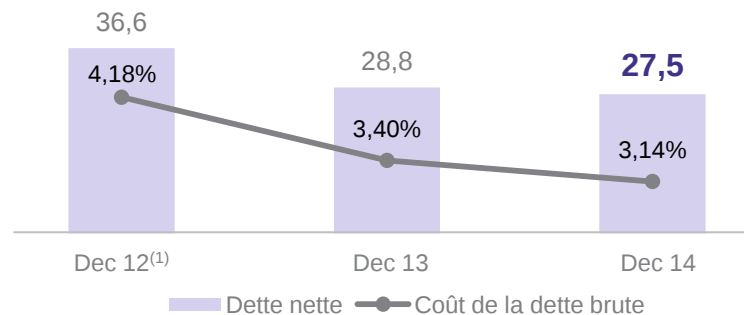
— Maturité moyenne de la dette nette 9,1 ans

BAISSE CONTINUE DU COUT DE LA DETTE BRUTE

— Dette nette/ EBITDA $\leq 2,5$ x



— Une structure de bilan solide en Mds€



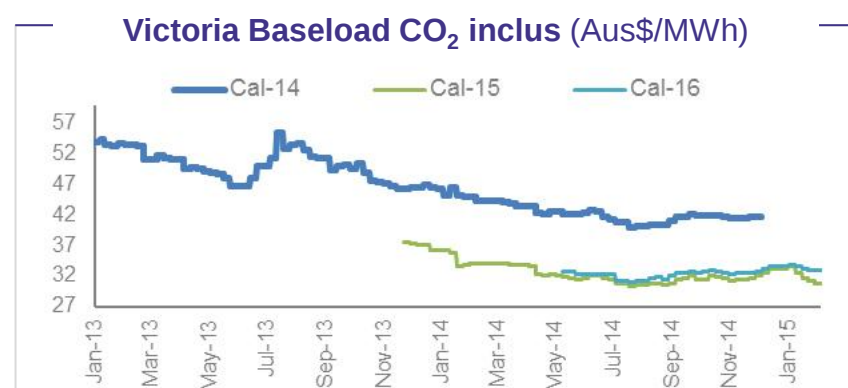
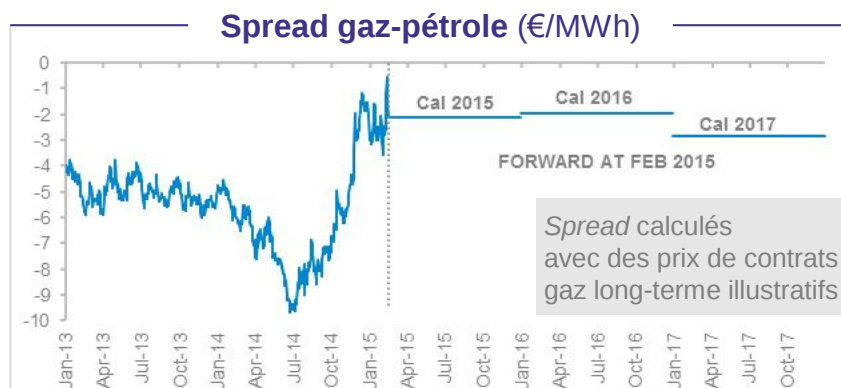
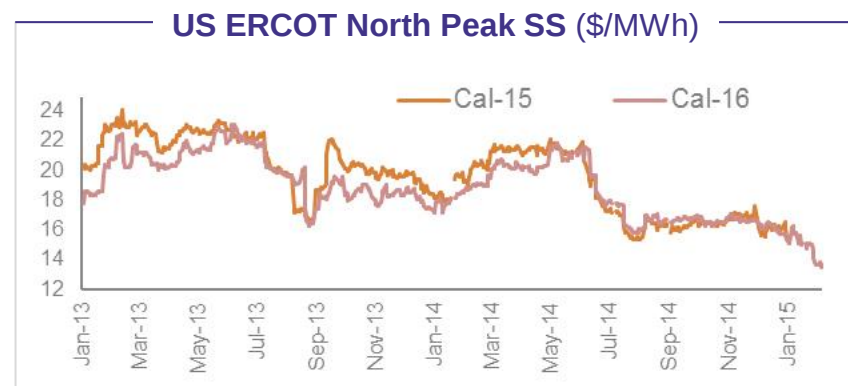
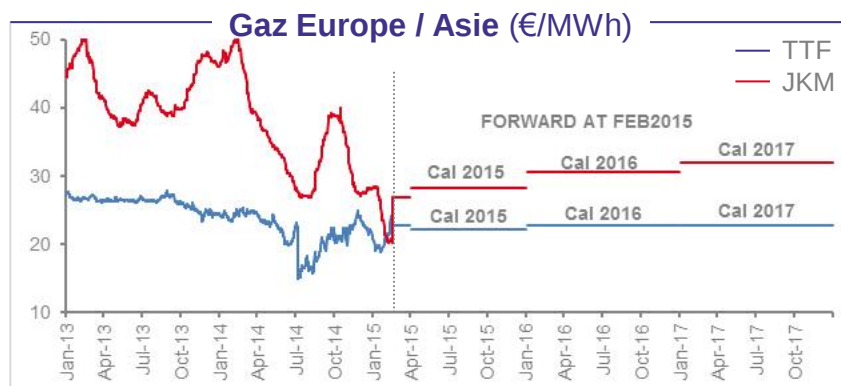
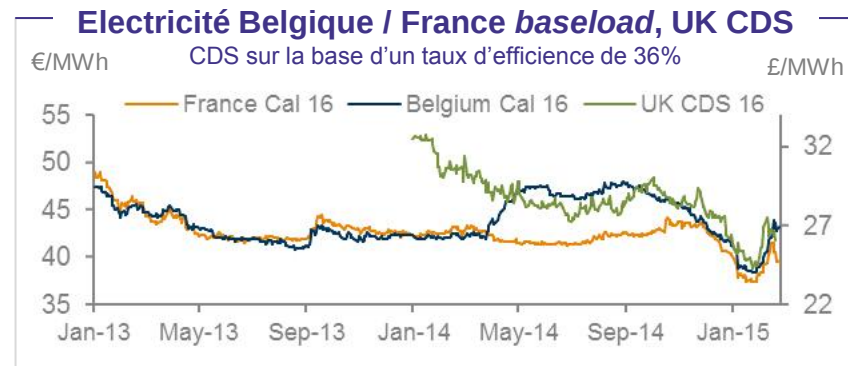
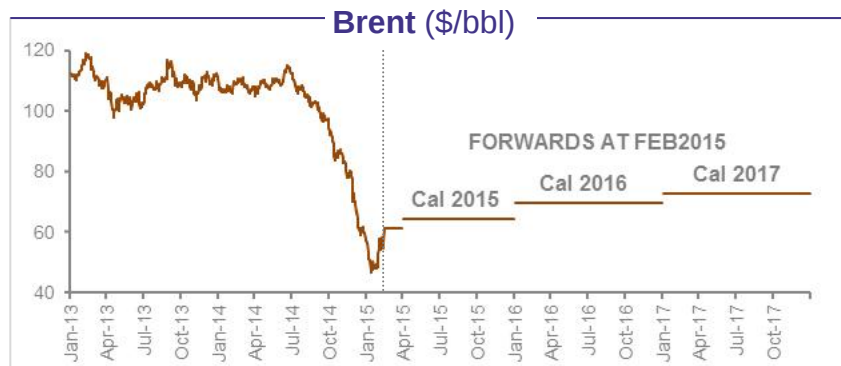
(1) Pro forma de la mise en équivalence de Suez Environnement mais hors impact IFRS 10/11

PERSPECTIVES 2015



ÊTRE UTILE AUX HOMMES

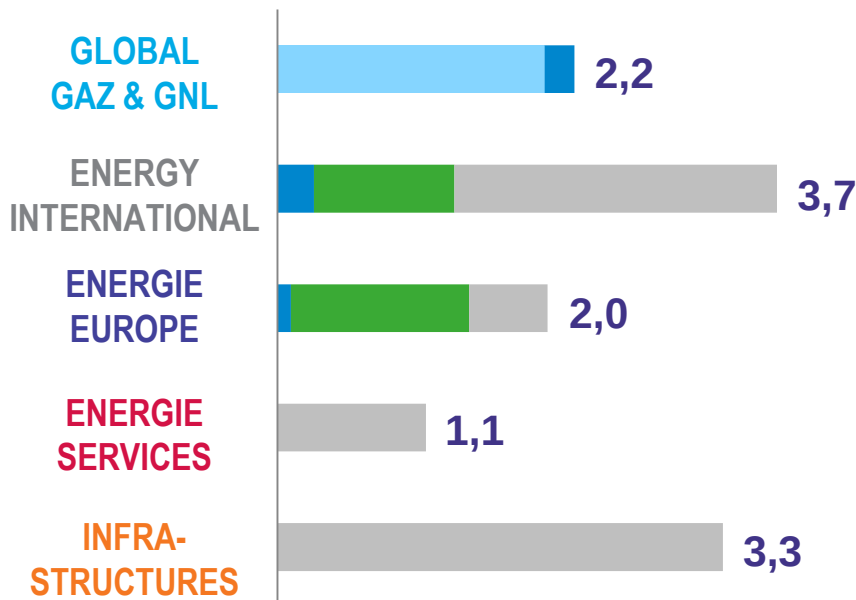
Evolution des prix des « commodités »



Exposition aux prix des « commodités »

EBITDA 2014 PAR BRANCHE

■ E&P ■ Appros, ventes GNL & Midstream ■ Electricité Merchant ■ Non exposé aux "commodités"



PRINCIPALES EXPOSITIONS AU NIVEAU EBITDA

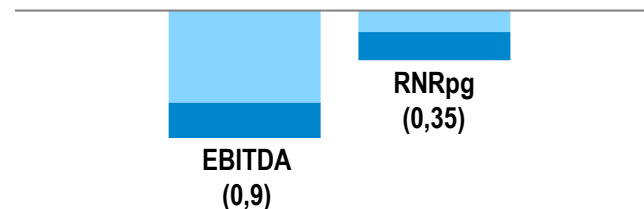
- Prix pétrole et gaz dans l'E&P
- *Spreads* interrégionaux GNL, principalement en Asie
- Contrats d'approvisionnement GNL indexés pétrole
- La plupart du business est contractée à long terme
- Prix électricité (Amérique du Nord, UK, Australie)
- *Spreads* interrégionaux GNL, principalement en Asie
- Prix de l'électricité en Europe
- *Spreads* européens gaz/pétrole
- *Spreads* interrégionaux GNL, principalement en Asie
- Exposition limitée aux prix pétrole/gaz

Couverture progressive de la production de gaz et d'électricité

EXPOSITIONS INHÉRENTES PAR ACTIVITÉS

	Pétrole	Gaz
E&P	Long	Long (Europe)
GNL	Court	Long (Europe/Asie)
Aval Gaz	Court	Long (Europe)

IMPACT DE LA CHUTE DES PRIX PÉTROLE/GAZ EN 2015 VS 2014, TOTAL GROUPE (en Mds€)



Un “Plan de réaction rapide” pour faire face à la chute des prix pétrole/gaz et préserver l'équation cash 2015-16

UN PLAN DE RÉACTION RAPIDE

ACTIONS SUR LES COÛTS

- Actions sur les frais SG&A dans l'ensemble du Groupe
- Revue détaillée et optimisation des coûts d'exploitation (notamment dans l'E&P et BEE)
- Renforcement des synergies entre métiers

Impact EBITDA +0,25 Md€ par an en 2015 et 2016

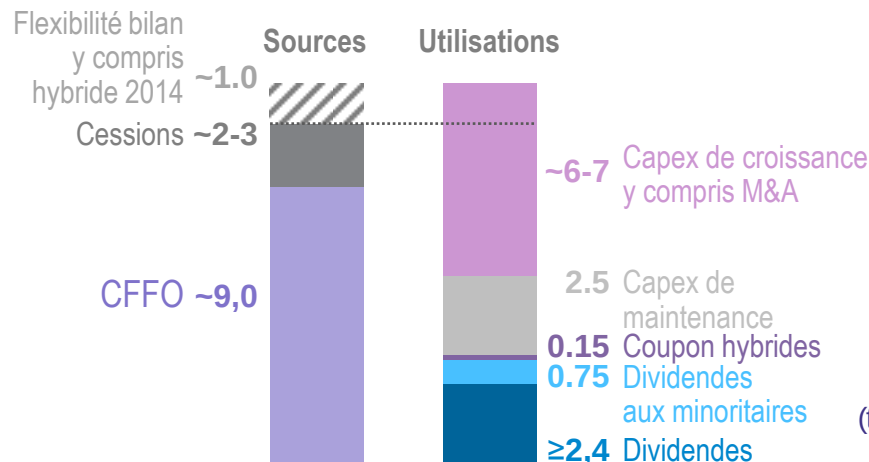
ACTIONS SUR LES CAPEX

- Réduction des Capex E&P
- Adaptation du timing dans les ambitions M&A

Réduction des Capex
de **0,4 Md€** sur 2015-16

Décalage de Capex M&A permettant
1,6 Md€ d'économies sur 2015-16

ÉQUATION CASH 2014-16 montants annuels moyens



Croissance du CFFO
sur la période
2014-2016

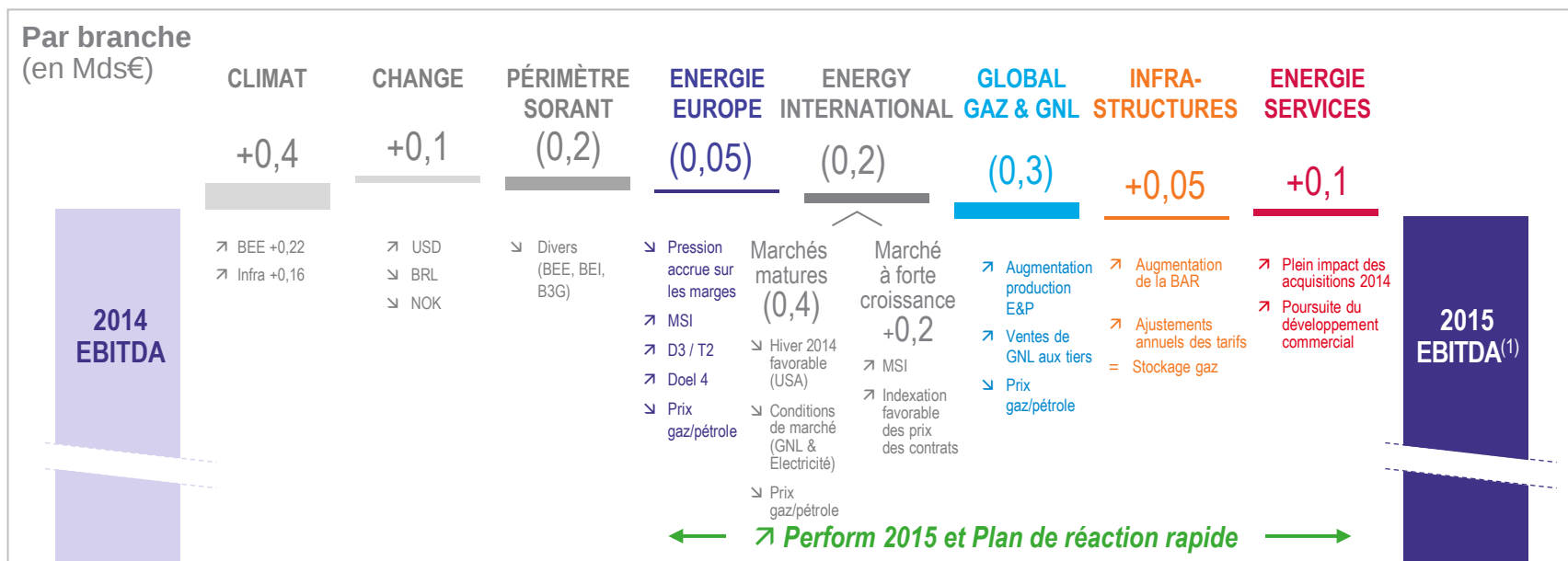
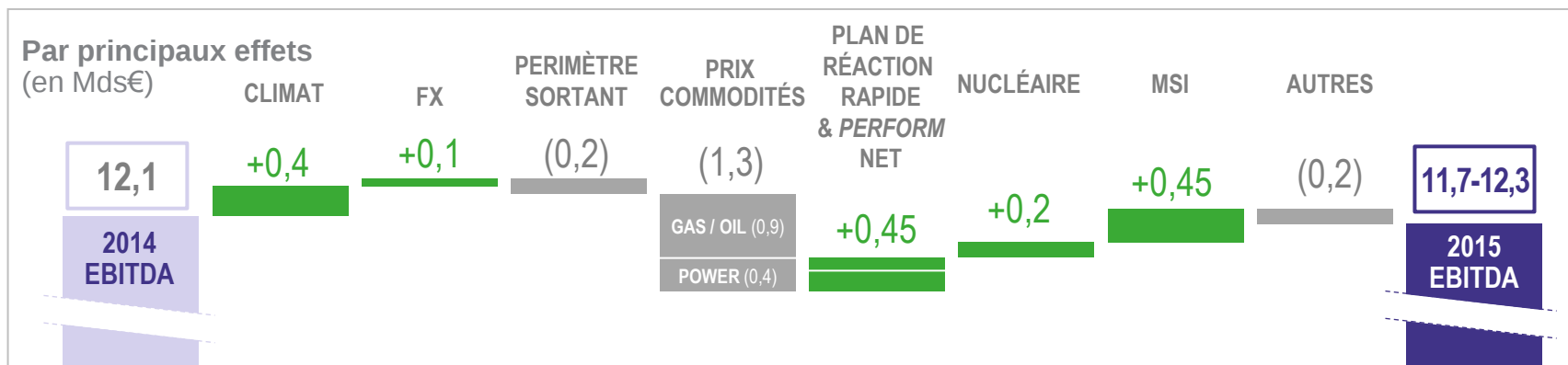
Important programme
de Capex nets
de 6-7 Mds€

Optimisation du bilan
offrant de la flexibilité

Dette nette/ EBITDA
≤ 2.5x

Maintien de la politique de dividende
(taux de distribution de 65-75% avec un minimum de 1€ par action)

Un EBITDA 2015 résilient malgré la chute des prix pétrole/gaz et des conditions demeurant difficiles dans les marchés matures



(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché au 31 décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/ \$: 1,22, €/BRL : 3,23

Point sur le Brésil

Tractebel Energia

Projet Jirau

2014

- Impact de l'hydrologie atténué par de fortes actions de gestion et une production thermique élevée
S1 2014 : -0,3 Md€
FY 2014 : -0,2 Md€
- L'indexation inflation des PPA et d'autres mesures de performance ont permis de compenser la quasi-totalité de l'impact hydro
FY 2014 : +0,15 Md€

EBITDA ~ -50 m€ vs 2013 (organique)

- Impact du délai dans l'*assured energy* et des prix spots élevés, partiellement compensés par l'accélération de la mise en service des turbines
- Provisions pour couvrir l'exposition supposée aux PPA
- Gains opérationnels

EBITDA ~ -60 m€ vs 2013 (organique)

2015

- Très faibles pluies en janvier et février
 - Niveaux des réservoirs à 23% aujourd'hui vs 35% fin février 2014
- Un système hydrologique attendu encore sous pression en 2015
- Changement dans la régulation : plafond du prix spot réduit de 823 à 388 BRL/MWh
- Fortes productions thermique et renouvelable prévues

- Totalité de l'*assured energy* (33 turbines) prévue au T2 2015
- Atteinte en novembre 2014 des obligations commerciales sur le marché régulé résultant des enchères A-5 (mai 2008)
- 24 turbines mises en service à ce jour et 2 unités additionnelles synchronisées
- Décision de l'ANEEL sur la force majeure attendue d'ici mi-2015

Guidance 2015 RNRpg⁽¹⁾ : 3,0-3,3 Mds€

en Mds€

2015⁽²⁾

EBITDA⁽³⁾	11,7-12,3
AMORTISSEMENTS & AUTRES	(4,9-5,1)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT⁽³⁾ après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6,8-7,4
RÉSULTAT FINANCIER (récurrent)	(1,5-1,6)
IMPÔTS (récurrent)	(1,6-1,8)
INTÉRÊTS MINORITAIRES (récurrent)	(0,7)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE⁽¹⁾	3,0-3,3

(1) Résultat net hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(2) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché au 31 décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23

(3) EBITDA et Résultat Opérationnel Courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

CROISSANCE À MOYEN TERME

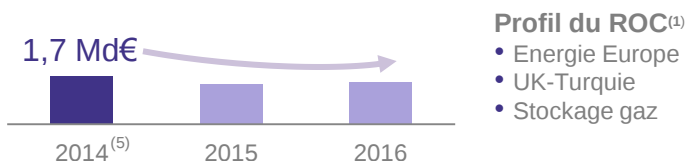


ÊTRE UTILE AUX HOMMES

Perspectives de croissance moyen terme résilientes malgré la chute des prix pétrole/gaz

Activités *merchant* dans l'énergie en Europe

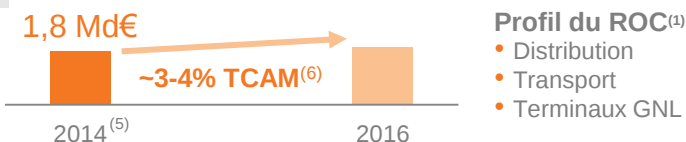
ATERRISSAGE SUR 2015-16



+

Infrastructures gaz régulées en France⁽²⁾

CASH FLOWS RÉGULIERS ET PRÉVISIBLES

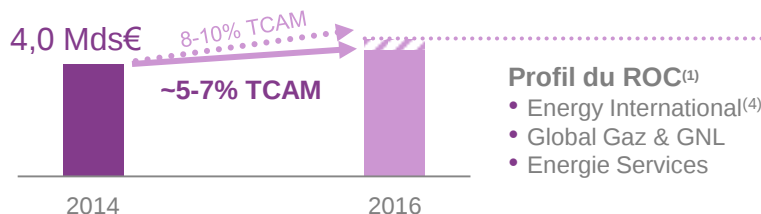


+

Plateformes de croissance⁽³⁾

- 5-7% sur la base des prix *forward* au 31/12/14 (67 \$/bbl, 22 €/MWh)
- 8-10% avant chute des prix pétrole/gaz (100 \$/bbl, 26 €/MWh)

PERSPECTIVES DE CROISSANCE RÉSILIENTES



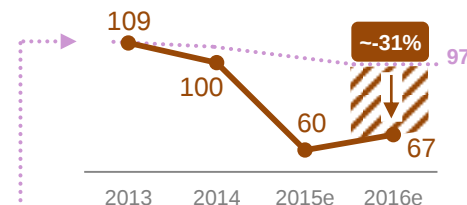
HYPOTHESES MISES A JOUR

• *Outright* Europe

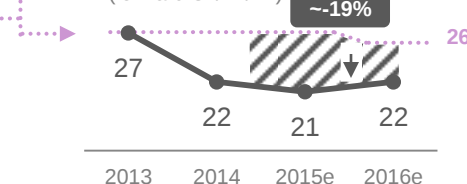
Redémarrage D3 / T2 au 1^{er} juillet 2015
2016 : 50% des volumes *CWE outright* restant à couvrir à ~41€/MWh

• Chute des prix pétrole/gaz

— **Brent** en \$/bbl (*forward* 31/12/14)



— **NBP** en €/MWh, couverture 2-3 ans (*forward* 31/12/14)



Portefeuille de risques bien équilibré

Augmentation du Résultat Net Récurrent part du Groupe à partir de 2016

(1) ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence. Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché au 31 décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23

(2) Branche Infrastructures hors stockages gaz
(3) Y compris Autres
(4) Hors UK-Turquie
(5) Corrigé de l'impact climat en France
(6) Taux de Croissance Annuel Moyen

Des investissements récents avec des rentabilités attractives

Analyse ROCE mi-vie

Le ROCE mi-vie correspond à :

- Résultat net d'exploitation **réel** moyen (2011-2014)
- Capitaux employés à la mise en service **divisés par 2**

Projets avec mise en service entre 2011 et 2013						ROCE mi-vie
	Thermique	ENR	E&P	Total	Capitaux employés (Mds€)	Moyenne pondérée
ENERGY INTERNATIONAL	13	2		15	4,5	15%
ENERGIE EUROPE	4	7		11	2,4	10%
GLOBAL GAZ & GNL			4	4	1,3	27%
INFRASTRUCTURES				4	6,5	7%
ENERGIE SERVICES				2	0,4	20%
TOTAL	17	9	4	36	15,1	12%

ROCE mi-vie

Europe *merchant*
9%

Infrastructures régulées
7%

Plateformes de croissance
18%

Des objectifs sociaux et environnementaux en bonne voie

Lutter contre le changement climatique

Baisse des émissions spécifiques de CO₂ vs 2012

2014
-2%

Objectifs

-10%
(2020)⁽¹⁾

Développement sélectif dans les renouvelables

- 2 435 MW MSI en 2014
dont ~400 MW en Europe

+42%

+50%
(2015)

augmentation de la capacité installée vs. 2009

Nouvel objectif ENR en Europe x2 d'ici 2025,
de 8 à 16 GW⁽²⁾

Émission d'un *Green Bond* d'un montant record de 2,5 Mds€ (éligibilité des projets selon l'évaluation de *Vigeo*)

Traiter les risques liés au changement climatique

- Soutien à un **mécanisme mondial du prix du carbone** et à des améliorations des marchés du **carbone**
- Promotion de **solutions innovantes et respectueuses du climat**
- Partie prenante à la **préparation du COP21** (Paris 2015)

Santé & Sécurité

taux de fréquence en
amélioration permanente,
en baisse de 7% vs. 2013

2014

4,1

2015
objectifs

<4

Biodiversité

% de sites sensibles
dans l'UE avec un plan
d'actions biodiversité

72%

100%

Mixité

% de femmes cadres

22%

25%

Formation

Part des salariés en formation
chaque année

68%

>66%

Actionnariat salarié

% du capital du Groupe
détenu par les salariés

3,2%

3%

Publication du premier **Rapport Intégré** en 2014

GDF SUEZ est intégré dans les **4 indices Euronext Vigeo**

(1) 434 kgCO₂eq/MWh en 2014 vs 443 kgCO₂eq/MWh en 2012 hors SUEZ Environnement

(2) A 100%, 8 GW installés fin S1 2014 en Europe, hors branche Energie Services

Conclusion

Confirmation de la pertinence du *business model*

Un Plan de réaction rapide à la chute des prix pétrole/gaz qui permet d'annoncer des résultats **2015 résilients**⁽¹⁾

- Résultat Net Récurrent, part du groupe⁽²⁾ : 3,0 - 3,3 Mds€
- Estimations d'EBITDA de 11,7 - 12,3 Mds€ / ROC⁽³⁾ de 6,8 - 7,4 Mds€

Objectifs financiers 2014-16

- Capex nets⁽⁴⁾ : 6 - 7 Mds€ par an en moyenne
- Ratio dette nette/EBITDA $\leq 2,5x$ et rating de catégorie "A"
- Dividende : taux de distribution⁽⁵⁾ de 65-75 % avec un minimum de 1€ par action

Une succession bien anticipée au niveau du top management

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché au 31 décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23

(2) Résultat net hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(3) Après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(4) Capex nets = Investissements bruts - cessions ; (cash et effet dette nette)

(5) Sur la base du Résultat Net Récurrent part du groupe

Avertissement

Déclarations prospectives

La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction de GDF SUEZ estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres GDF SUEZ sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle de GDF SUEZ qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par GDF SUEZ auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence de GDF SUEZ enregistré auprès de l'AMF le 20 mars 2014 (sous le numéro D.14-0176). L'attention des investisseurs et des porteurs de titres GDF SUEZ est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur GDF SUEZ.