Ilo – Pérou

Sohar II - Oman

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

GDF SUEZ

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2013

1er août 2013

Faits marquants

- **Des résultats semestriels 2013 qui reflètent à la fois :**
  - une bonne performance opérationnelle et un climat favorable
  - des conditions de marché et régulatoires difficiles en Europe
  - un résultat net qui bénéficie d'un coût de la dette en baisse
- **Confirmation des objectifs 2013**
- **En route vers la transformation du Groupe avec des progrès dans les pays à forte croissance**
  - de nouveaux succès qui alimentent la croissance future
  - intensification de la présence sur les marchés en croissance
- **Accélération des mesures pour faire face à des marchés de l'énergie en Europe se dégradant davantage**
  - développement de nouveaux business modèles en Europe pour capitaliser sur les grandes tendances
- **Un plan d'actions *Perform* 2015 en bonne voie**
- **Augmentation de la flexibilité financière grâce à l'avancement du programme d'optimisation de portefeuille et de gestion de la dette**

Résultats S1 : bonne performance opérationnelle
Confirmation des objectifs annuels 2013

Données non auditées pro forma avec mise en équivalence de Suez Environnement

Performance S1 2013

En Mds€	S1 2013	Δ 13/12
RÉSULTAT NET RÉCURRENT, PART DU GROUPE (RNRpg)(1)	**2,4**	*-1,7%*
ROC AJUSTÉ(2)	**5,1**	*-2,3% (brut)* *+2,4% (organique)*
EBITDA	**7,6**	*-6,6% (brut)* *-2,6% (organique)*
CASH FLOW FROM OPERATIONS (CFFO)(3)	**5,2**	*-4,0%*
INVESTISSEMENTS BRUTS	**3,3**	
ACOMPTE SUR DIVIDENDE(4)	**0,83 €/action** stable vs S1 2012	
DETTE NETTE	**32,2** -4,4 vs fin 2012	
NOTATION(5)	**A / A1**	

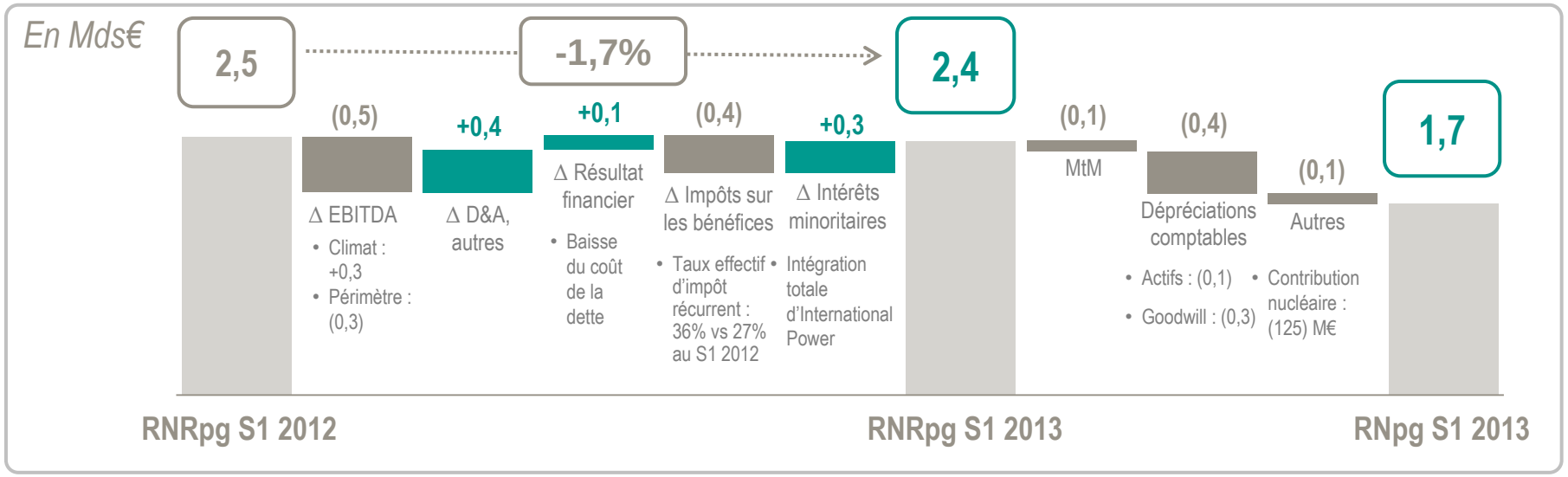
Confirmation des objectifs financiers 2013(6)

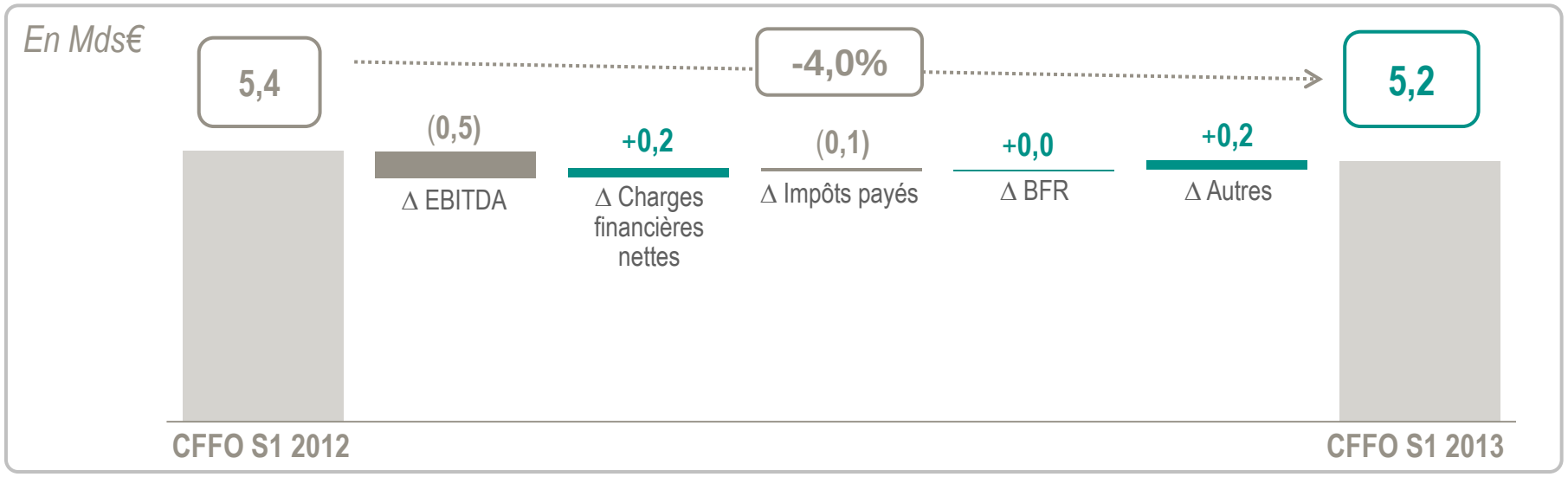
- **Résultat net récurrent, part du Groupe(1): 3,1-3,5 Mds€**
  - EBITDA indicatif : 13-14 Mds€
- **Investissements bruts : 7-8 Mds€**
- **Ratio dette nette/EBITDA ≤2,5x et notation de catégorie "A"**

(1) Hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et contribution nucléaire en Belgique
(2) Résultat Opérationnel Courant + quote-part de résultat des entreprises associées – part non récurrente du résultat des entreprises associées
(3) Free Cash Flow avant investissements de maintenance
(4) Acompte qui sera payé le 20 novembre 2013, date de détachement 15 novembre 2013, date d'inscription 19 novembre 2013
(5) Notations LT S&P/Moody's avec perspectives négatives
(6) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 au 2ème trimestre 2013, d'absence de changement substantiel de règlementation et de l'environnement macro-économique, de mise en équivalence de SUEZ Environnement au 01/01/2013, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin janvier 2013 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2013 : €/$: 1,27 ; €/BRL : 2,42. Ces objectifs intègrent l'impact positif de la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs de gaz.

Résultat net et cash flow :

Performance opérationnelle et climat compensent des conditions de marchés détériorées; une génération de cash flow toujours forte

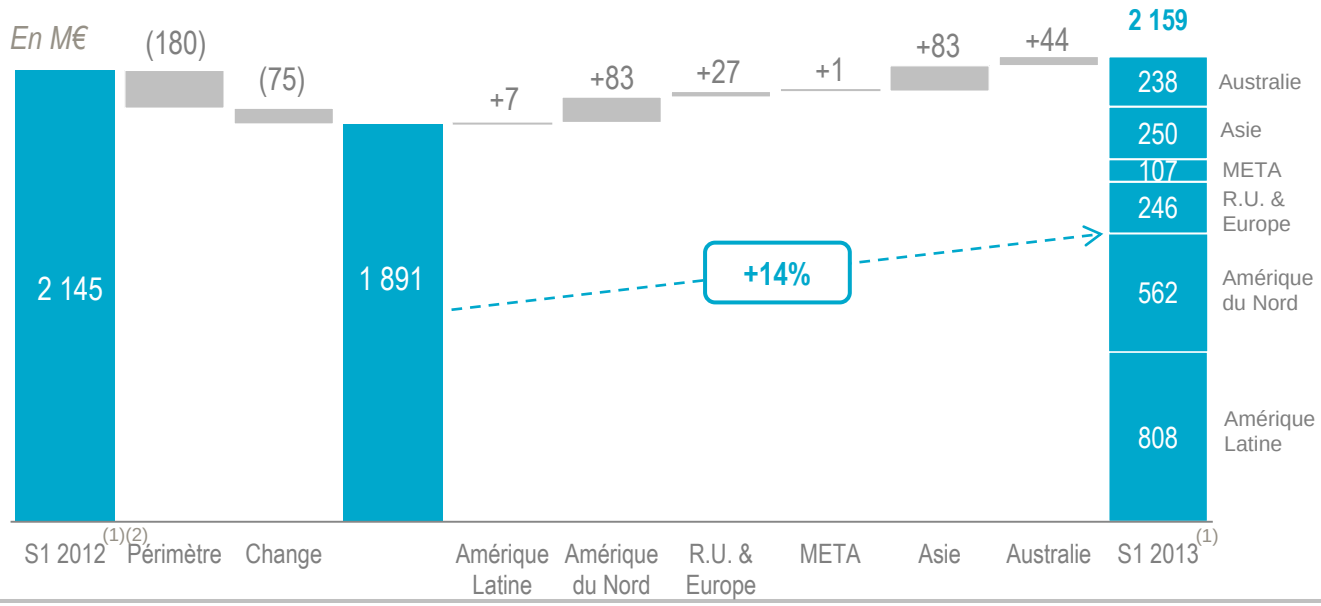




Energy International

Forte performance en Thaïlande, au Brésil, au Pérou et dans le GNL aux États-Unis

EBITDA S1 2013 vs S1 2012



- Forte performance en Asie et en Australie
- La région Amérique du Nord bénéficie de diversions de cargaisons de GNL
- Hausse de la performance au Brésil et au Pérou compensant des pannes techniques et un changement de business modèle GNL au Chili
- 5,1 GW de nouvelles capacités mises en service depuis juin 2012, essentiellement en Asie et en Moyen-Orient, Turquie, Afrique contribuant à la croissance du ROC ajusté
- Impact brut *Perform* 2015 : ~60 M€

En M€	S1 2012	**S1 2013**	Δ 13/12	Δ org
Résultat opérationnel courant(2)	1 429	**1 529**	+7,0%	+22%
ROC ajusté(3)	1 600	**1 678**	+4,9%	+18%

Perspectives EBITDA 2013

- Effet année pleine des capacités mises en service au S1, avec 0,7 GW de plus attendues au S2
- Baisse de la contribution des diversions de GNL attendues au S2
- Programme d'optimisation de portefeuille
- *Perform* 2015

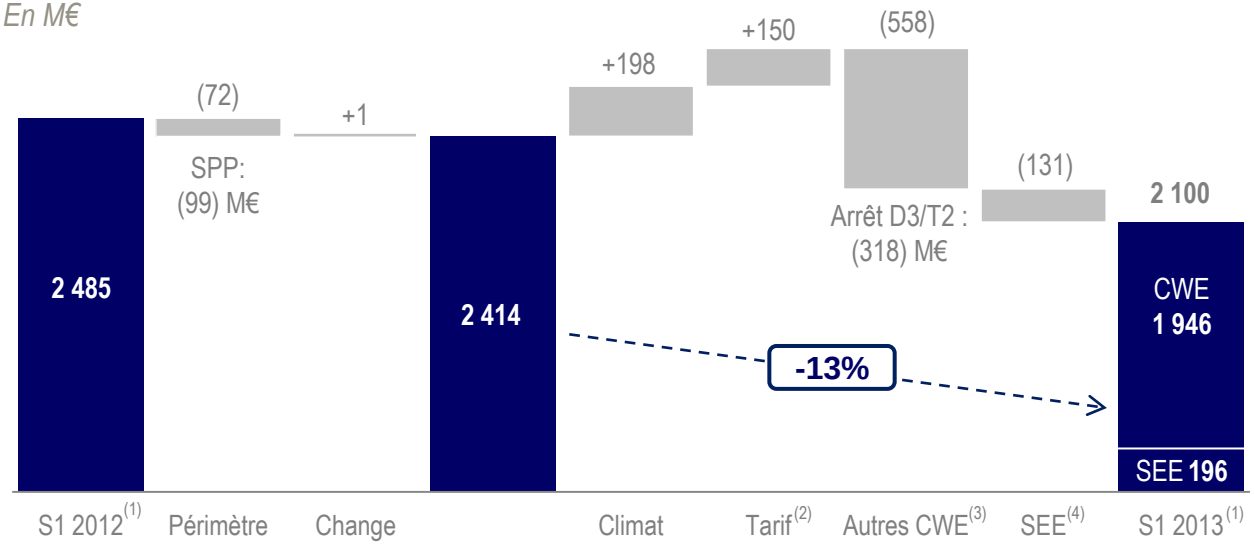
(1) Total y compris Autres : (77) M€ au S1 2012 et (53) M€ au S1 2013 (2) S1 2012 retraité de la réallocation de coûts corporate précédemment inclus dans la branche "Autres"
(3) ROC ajusté = Résultat Opérationnel Courant + quote-part de résultat des entreprises associées – part non récurrente du résultat des entreprises associées

Energie Europe

Conditions de marché difficiles, arrêt de Doel 3 / Tihange 2 mais impacts positifs du climat et des tarifs en France

EBITDA S1 2013 vs S1 2012

En M€



- Baisse des marges énergie de Central Western Europe
- Arrêt des centrales nucléaires belges, redémarrage en juin 2013
- France : retour à une situation normale pour les tarifs du gaz
- Effet positif des renégociations de contrats de gaz long terme de 2012
- Impact brut *Perform* 2015 : ~150 M€

En M€	S1 2012	**S1 2013**	Δ 13/12	Δ org
Résultat opérationnel courant	1 647	**1 360**	-17%	-15%
ROC ajusté	1 703	**1 406**	-18%	-15%

Perspectives EBITDA 2013

- Prix de l'électricité sous pression, fin des quotas de CO_2, érosion des parts de marché
- Redémarrage de Doel 3 / Tihange 2 en juin 2013
- Programme d'optimisation de portefeuille
- *Perform* 2015

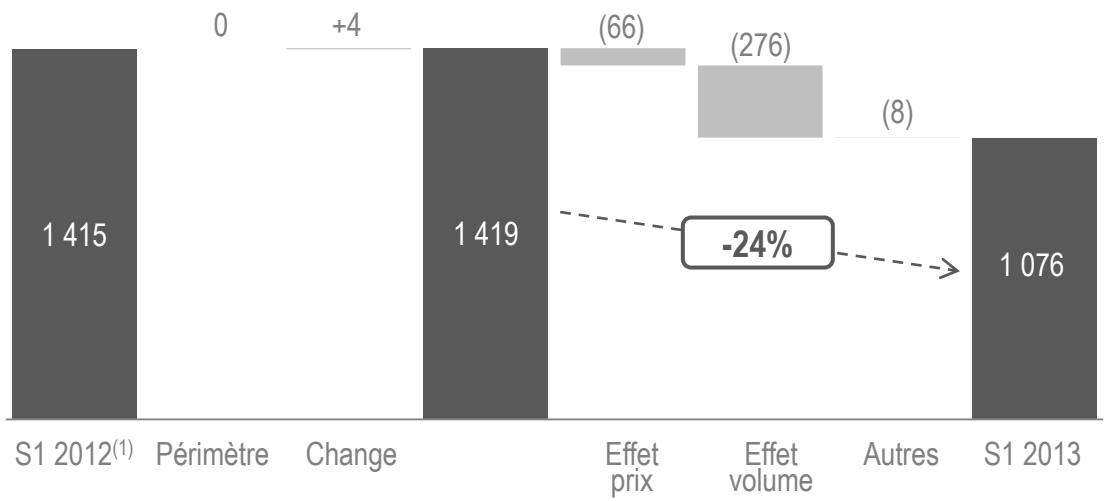
(1) Y compris Autres : -69 M€ au S1 2012 et -41 M€ au S1 2013
(2) Rattrapage tarifaire en lien avec la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs réglementés du gaz en France, comptabilisé au T1 2013
(3) Central Western Europe (4) Southern & Eastern Europe

Global Gaz & GNL

Baisse temporaire des volumes E&P partiellement compensée par de fortes ventes de GNL en Asie

EBITDA S1 2013 vs S1 2012

En M€



- Impact négatif du prix des commodités
- Impact de la baisse de la production en raison de :
  - Déclin naturel prévu de certains champs existants
  - Maintenance et réparation sur Snøhvit et Njord
- Augmentation des ventes de GNL aux tiers avec 39 TWh soit 44 cargaisons au S1 2013, (vs 31 TWh au S1 2012), notamment en Asie
- Baisse de l'approvisionnement en provenance d'Egypte
- Impact brut *Perform* 2015 : ~80 M€

En M€	S1 2012	**S1 2013**	Δ 13/12	Δ org
Résultat opérationnel courant	740	**574**	-22%	-23%

Perspectives EBITDA 2013

- E&P: production attendue au S2 2013 similaire à celle du S2 2012
- GNL: fortes ventes de GNL aux tiers partiellement compensées par des conditions de marché défavorables en Europe et des problèmes d'approvisionnement en Egypte
- *Perform* 2015: une avancée significative au S1 qui continuera au S2 2013

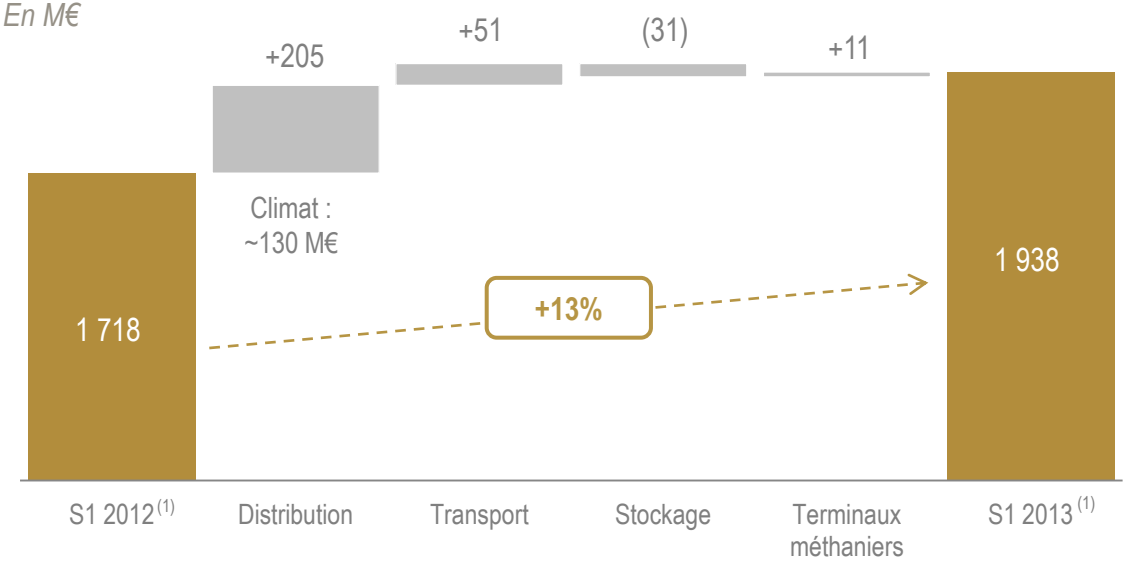
(1) Y compris Autres : -16 M€ au S1 2012 et -9 M€ au S1 2013

Infrastructures

Impact favorable du climat, bonne performance mais des conditions difficiles pour le stockage

EBITDA S1 2013 vs S1 2012

En M€



- Conditions climatiques très favorables
- Baisse des ventes de capacités de stockage en France
- Impact positif des nouveaux tarifs de distribution, transport et des terminaux GNL
- Impact brut *Perform* 2015 : ~45 M€

En M€	S1 2012	**S1 2013**	Δ 13/12	Δ org
Résultat opérationnel courant	1 087	**1 306**	+20%	+20%

Perspectives EBITDA 2013

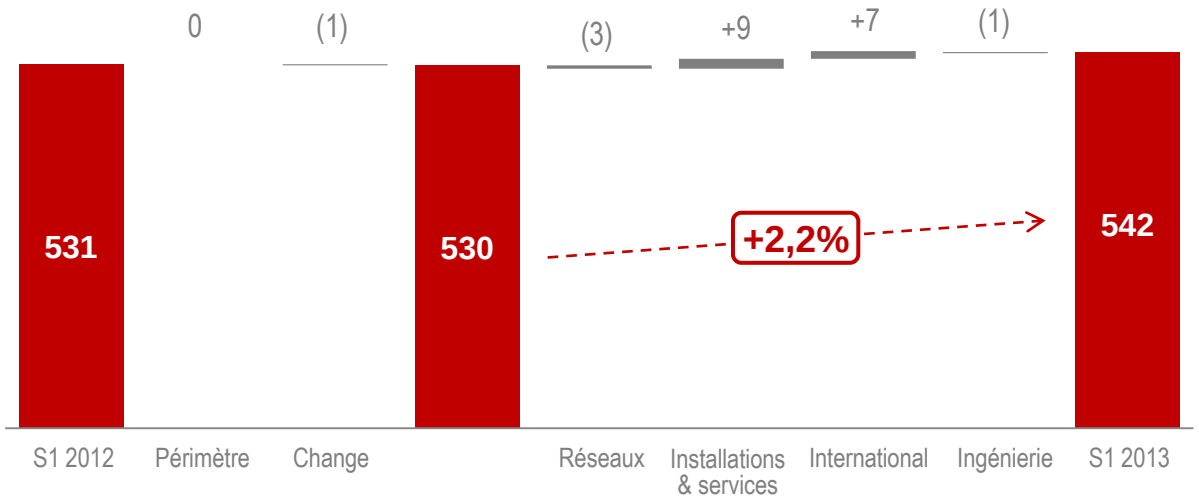
- Impact positif des nouveaux tarifs :
  - tarif de distribution depuis le 1er juillet 2012
  - transport et terminaux méthaniers depuis le 1er avril 2013
- Augmentation de la BAR
- Pression supplémentaire sur les ventes de capacités de stockage de gaz
- *Perform* 2015

(1) Y compris Autres: 18 M€ an S1 2012 et 2 M€ au S1 2013

Energie Services
Fort dynamisme commercial

EBITDA S1 2013 vs S1 2012

En M€



- Poursuite de la croissance des activités Installations & services
- Croissance soutenue des activités à l'international
- Pression sur les marges d'ingénierie
- Impact de la fin des tarifs de rachat de cogénération sur les activités Réseaux et Services
- Impact brut *Perform* 2015 : ~40 M€

En M€	S1 2012	**S1 2013**	Δ 13/12	Δ org
Résultat opérationnel courant	358	**370**	+3,3%	+4,1%

Perspectives EBITDA 2013

- EBITDA au-dessus de 1 Md€
- *Perform* 2015 renforcé

La création de valeur à long terme au cœur de notre stratégie

Accélérer dans les marchés à forte croissance, optimiser dans les marchés matures

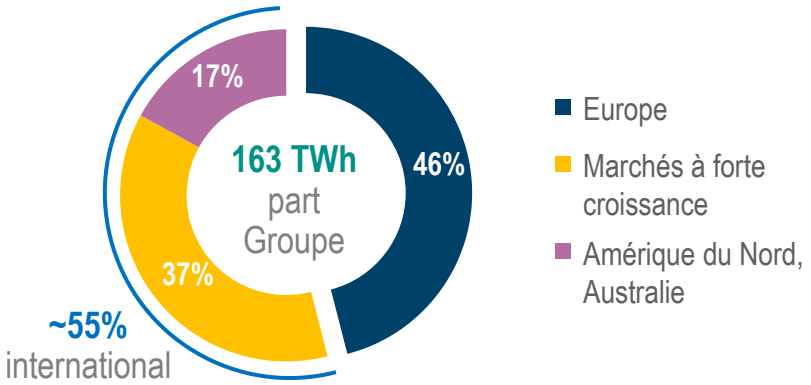
Accélérer le développement dans les marchés à forte croissance

Une large gamme d'opportunités

- 90% des besoins mondiaux additionnels d'énergie sont hors OCDE(1)
- Augmentation de ~380 GW(2) des capacités d'ici 2020

ACTIONS

- Des avancées avec 2.6 GW mis en service au S1 2013, dont 90% dans les marchés à forte croissance
- 46% des capex de croissance du S1 alloués aux marchés à forte croissance
- 54% de la production d'électricité du S1 à l'international



Optimiser et intégrer dans les marchés matures

Des difficultés sans précédent en Europe

- Baisse de la demande, baisse des prix de l'électricité et une pression à la baisse qui continue
- Transformation du business modèle
- Croissance des besoins en efficacité énergétique offrant des opportunités: 80 Mds€ de marché additionnel potentiel d'ici 2020

ACTIONS

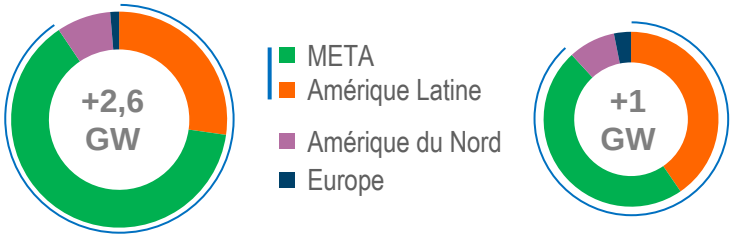
- Revue rigoureuse de la flotte – "cash test" sur les actifs fonctionnant peu
- Progrès importants sur *Perform* 2015 : 480 M€ d'impact brut P&L au S1 2013

(1) Source : IEA, scenario new policies, 2010-2035
(2) Potentiel de besoin de nouvelles capacités dans les marchés ciblés par GDF SUEZ dans les régions émergentes en 2012-2020

Transformation du Groupe : intensification de la présence sur les marchés en croissance

Augmentation soutenue des capacités avec ~90% dans les marchés à forte croissance au S1 2013

A 100%(1) — En propriété nette(2)

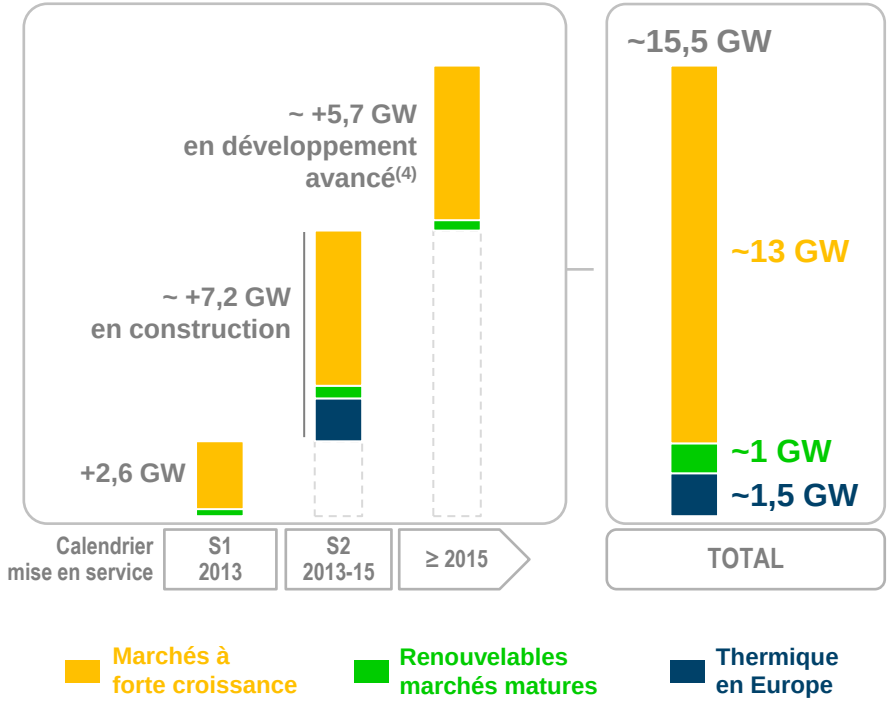


- **Arabie Saoudite :** mise en service totale de Riyadh PP11 (1 729 MW(3), gaz, 20%(2))
- **Oman :** mise en service totale de Barka 3 & Sohar 2 (2 x 744 MW(3), gaz, 46%(2))
- **Brésil :** mise en service totale d'Estreito (1 087 MW(3), hydro, 28%(2))
- **Pérou :** Ilo 2 (564 MW, thermique,62%(2))

Croissance attendue grâce aux nouvelles capacités à venir

Mises en service attendues de ~15,5 GW(1)

~80% dans les marchés à forte croissance

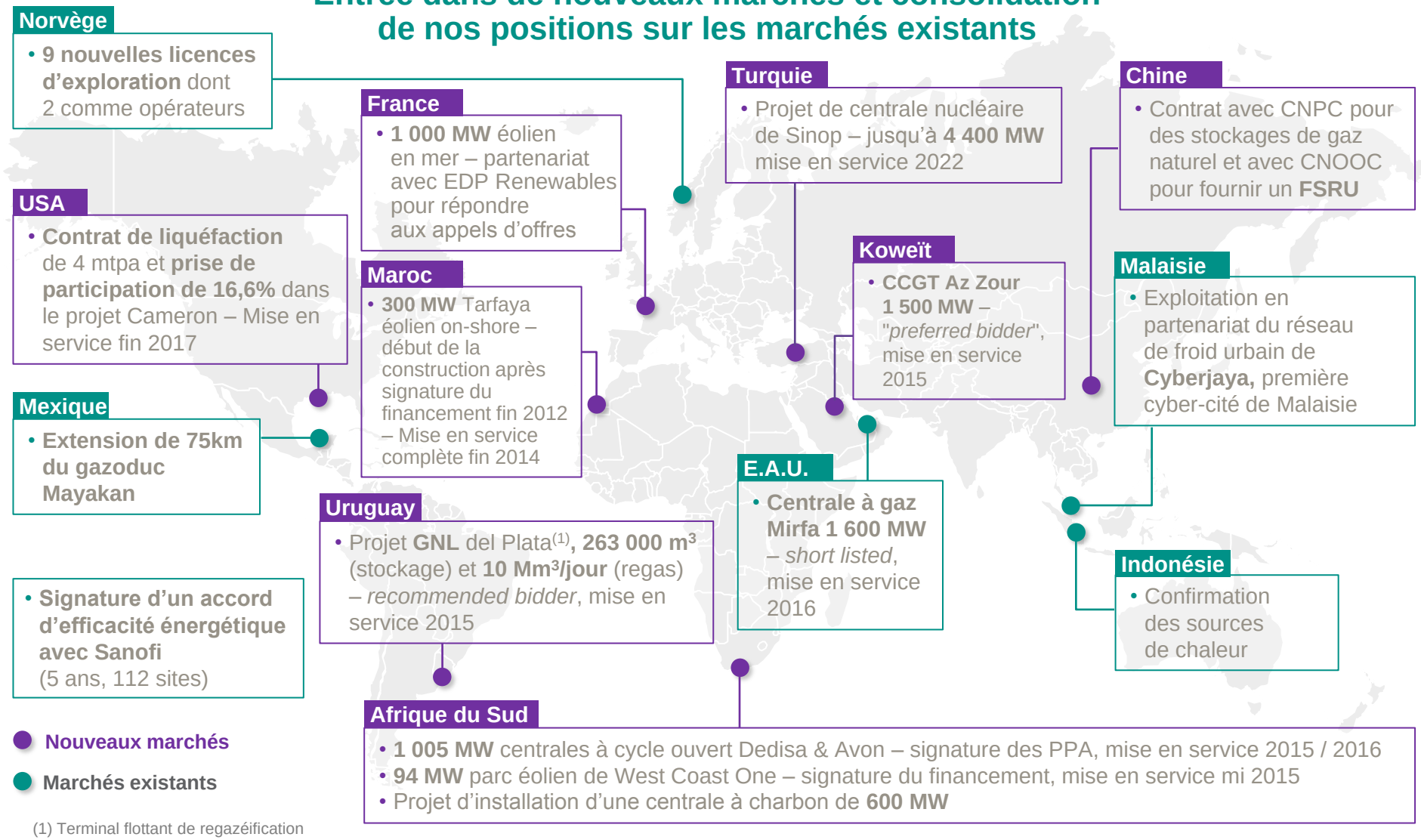


Croissance dans des marchés choisis offrant une bonne visibilité sur la génération de cash

(1) A fin juin 2013; A 100% (2) Part détenue par GDF SUEZ (3) Capacités à 100% y compris mises en service partielles avant 2013
(4) Négociations avancées / « *preferred bidder* » ou Note d'Investissement approuvée par le Comité d'Investissement de la Branche

Transformation du Groupe : de nouveaux succès qui alimentent la croissance future

Entrée dans de nouveaux marchés et consolidation de nos positions sur les marchés existants



Norvège
- **9 nouvelles licences d'exploration** dont 2 comme opérateurs

France
- **1 000 MW** éolien en mer – partenariat avec EDP Renewables pour répondre aux appels d'offres

Turquie
- Projet de centrale nucléaire de Sinop – jusqu'à **4 400 MW** mise en service 2022

Chine
- Contrat avec CNPC pour des stockages de gaz naturel et avec CNOOC pour fournir un **FSRU**

USA
- **Contrat de liquéfaction** de 4 mtpa et **prise de participation de 16,6%** dans le projet Cameron – Mise en service fin 2017

Maroc
- **300 MW** Tarfaya éolien on-shore – début de la construction après signature du financement fin 2012 – Mise en service complète fin 2014

Koweït
- **CCGT Az Zour 1 500 MW** – "*preferred bidder*", mise en service 2015

Malaisie
- Exploitation en partenariat du réseau de froid urbain de **Cyberjaya,** première cyber-cité de Malaisie

Mexique
- **Extension de 75km du gazoduc Mayakan**

Uruguay
- Projet **GNL** del Plata(1)**, 263 000 m³** (stockage) et **10 Mm³/jour** (regas) – *recommended bidder*, mise en service 2015

E.A.U.
- **Centrale à gaz Mirfa 1 600 MW** – *short listed*, mise en service 2016

Indonésie
- Confirmation des sources de chaleur

- **Signature d'un accord d'efficacité énergétique avec Sanofi** (5 ans, 112 sites)

Afrique du Sud
- **1 005 MW** centrales à cycle ouvert Dedisa & Avon – signature des PPA, mise en service 2015 / 2016
- **94 MW** parc éolien de West Coast One – signature du financement, mise en service mi 2015
- Projet d'installation d'une centrale à charbon de **600 MW**

Nouveaux marchés

Marchés existants

(1) Terminal flottant de regazéification

Europe : de réels progrès réalisés avec les principaux intervenants

Principaux évènements du S1 2013

Nucléaire en Belgique

- Redémarrage de Doel 3 et Tihange 2
- Extension de Tihange 1 en considération
- Contestation en justice de la contribution nucléaire

Renégociation active et continue des contrats de gaz long terme

Nouvelle formule tarifaire du gaz en France appliquée automatiquement, mensuellement

- Indexation marché augmentée à 46%

Un appel lancé en faveur d'une nouvelle politique énergétique

Promouvoir activement une amélioration de l'organisation du marché en Europe

➔ Construire une approche coordonnée au niveau européen

- Mise en place de mécanismes de capacités pour garantir la sécurité d'approvisionnement

➔ Mettre en place un marché du carbone fiable

- Vote de juillet 2013 sur le backloading: un premier pas positif mais largement insuffisant

➔ Promouvoir une approche plus durable des énergies renouvelables

Europe : poursuite de l'optimisation opérationnelle

Revue rigoureuse de la flotte avec un accent sur les actifs qui fonctionnent peu

Conditions difficiles pour la flotte de CCGT

- *Load factor* de 31% au S1 2013

Une revue "cash test" sur les actifs fonctionnant peu

- Décisions déjà annoncées : **10,6 GW**(1)
  - Fermeture / mise sous cocon / conversion en unité de pointe : 8,6 GW
  - Optimisation : 2 GW
- Nouvelles décisions au cours du S1 2013 : mise sous cocon de **1,4 GW**
- Prochaine étape : revue additionnelle de **2 GW**

Un plan d'actions sur le terrain en Europe avec *Perform* 2015

Plan de réduction ambitieux des coûts IT

- De ~580 M€ en 2011 à ~465 M€ en 2015

Réduction du coût des ventes

- Réduction de 50 M€ sur 5 ans sur le contrat de *call center*

Réduction des coûts d'exploitation et de maintenance dans la production d'électricité

- Mutualisation accrue des ressources
- De ~1 800 M€ en 2011 à ~1 530 M€ en 2015

(1) Depuis 2009

Europe : émergence d'un nouveau business modèle

Développement dans la production d'électricité ciblé sur les renouvelables

Approche sélective

- Priorité à l'éolien *onshore* et au solaire : **~200 MW** en construction(1)
- Positionnement dans l'éolien *offshore*
- Développement de partenariats et de projets mis en équivalence

(1) A fin juin 2013; à 100%

Innover avec de nouveaux business modèles

Principales tendances de marché		Les offres innovantes de GDF SUEZ
Développement des services autour de la vente d'énergie	➔	Fort avantage compétitif de GDF SUEZ : développement via la branche Energie Services et mise en commun des compétences dans le Groupe
Déclin de la demande d'énergie	➔	Contrats d'efficacité énergétique
Décentralisation	➔	Biogaz, réseaux urbains, renouvelables, cogénération, GNL de détail
Digitalisation	➔	Offres *smart* énergie (*DolceVita ZenBox, Vertuoz Habitat)*, compteurs intelligents *Gazpar,* gestion de la demande

Plan d'actions *Perform 2015* : en bonne voie pour délivrer tous les objectifs

Exemples significatifs

G&A
- Simplification de l'organisation du siège, regroupement des principaux sites parisiens, amélioration continue de l'efficacité des Centres de Services Partagés

Achats
- Lancement réussi de 2 vagues portant sur plus de 20 catégories d'achats

Autres Opex
- Optimisation des cycles de maintenance dans la production d'électricité (Europe & International)

Chiffre d'affaires
- Amélioration de la performance des centrales : rendement, efficacité et capacité

Post EBITDA
- Refinancements à des conditions historiquement favorables

Impact brut P&L cumulé
(EBITDA et post EBITDA)

~2,8 Mds€ en 2015

avec SEV en mise en équivalence

Impact cumulé de l'optimisation des Capex et du BFR

~0,9 Md€ en 2015

Contribution P&L au S1 2013

avec SEV en mise en équivalence

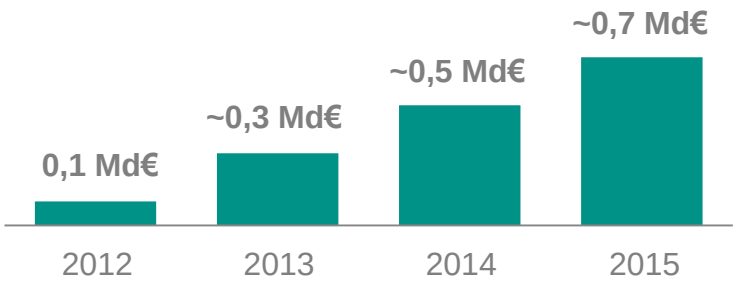
En M€

Contribution brute EBITDA	**380**
Post EBITDA	**100**
Optimisation des Capex et du BFR	**110**

Contribution nette EBITDA estimée(1)	**~230**
RNRpg estimé	**~200**

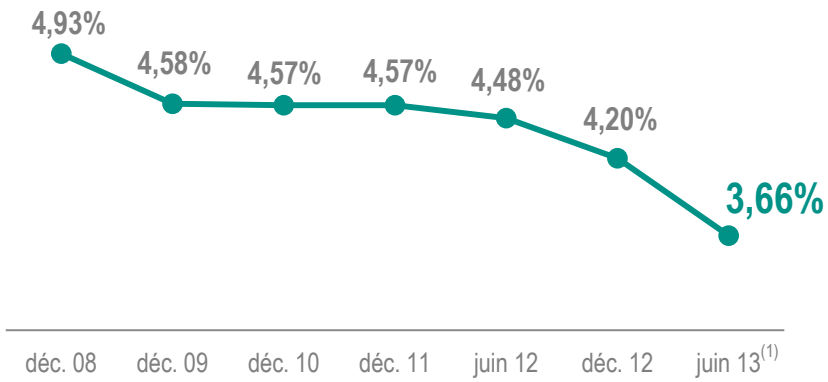
(1) Net de l'inflation des coûts

Impact net positif cumulé sur le résultat net récurrent part du groupe



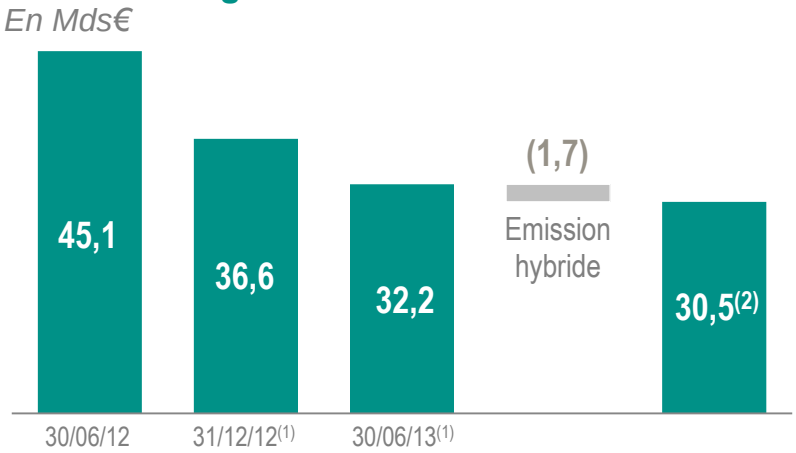
Des progrès significatifs sur le programme d'optimisation de portefeuille et la gestion de la dette

Forte baisse du coût de la dette brute



- Émissions obligataires à des conditions attractives
- Refinancement d'une partie de la dette d'Energy International présentant un coût élevé
- Gestion active du risque de taux d'intérêts avec plus de 80% de taux fixes ou capés à fin juin

Un objectif 2014 de 30 Mds€ de dette nette atteignable avec un an d'avance



Accélérer la transformation du Groupe

Logique stratégique

- Réduire l'exposition sur certains marchés ou activités
- Mettre en place des partenariats ou les adapter pour optimiser certains investissements
- Accroître la flexibilité financière

Exécution : des critères stricts

- Dilution limitée du RNRpg
- Combinaison de cessions et de partenariats

Objectif : 11 Mds€ d'impact dette nette sur 2013-2014

Réalisé : > 3 Mds€ d'impact dette nette au S1 2013

(1) Pro forma SEV (2) Ajustée de l'émission de dette hybride de juillet 2013

Conclusion

- **Progrès significatifs et accélération de la stratégie de transformation du Groupe**
- **Plan d'actions *Perform* 2015 et développement de nouveaux business modèles pour répondre à l'évolution des marchés de l'énergie en Europe**
- **Renforcer notre avantage compétitif dans les services à l'énergie**
- **Saisir des opportunités dans les marchés en croissance en allouant davantage d'investissements à nos positions de leader mondial**
- **Mettre en œuvre le programme d'optimisation de portefeuille et de gestion de la dette pour accompagner la stratégie et augmenter la flexibilité financière**
- **Confirmation des objectifs 2013**

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 22 mars 2013 (sous le numéro D.13-0206). 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.