



GDF SUEZ

ÊTRE UTILE AUX HOMMES



Méthanier Provalys, Montoir, France

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2012

RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2012

2 août 2012



Centrale à charbon de Paiton, Indonésie

**RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2012**

2 août 2012

Introduction et orientation stratégique

Gérard MESTRALLET
Président-Directeur Général

Faits marquants

- **Des résultats solides au premier semestre 2012 malgré un environnement difficile**
- **Maintien de la guidance 2012**
- **Confirmation de la politique de dividende**
- **Nouveau profil du Groupe** : 40-50 % des investissements de développement dans les pays à forte croissance à moyen terme
- **Réussite des développements commerciaux à l'étranger**
- **Évolutions réglementaires en France et en Belgique**

Résultats solides au S1 2012 et confirmation des objectifs annuels

Performance au S1 2012

En Mds€

S1 2012

RÉSULTAT NET RÉCURRENT,
PART DU GROUPE ⁽²⁾

2,5
+6,0%

EBITDA

9,2
+4,2%

INVESTISSEMENTS BRUTS

4,7

NOTATION

Notation de
catégorie « A »

Confirmation des objectifs financiers 2012⁽¹⁾

Résultat net récurrent, part du Groupe⁽²⁾ :
3,7-4,2 Mds€ sur la base d'un EBITDA indicatif
de 17 Mds€, à climat moyen et à régulation stable

Investissements bruts : ~10/11 Mds€⁽³⁾

Ratio dette nette/EBITDA ~2,5x et notation
de catégorie "A"

Dividende 2012 ≥ Dividende 2011

- (1) Les objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'une répercussion totale des coûts d'approvisionnement sur les tarifs réglementés du gaz en France, d'absence d'autre changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique. Hypothèses sous-jacentes : prix moyen du Brent 98 \$/baril en 2012 ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique 55 €/MWh en 2012 ; prix moyen du gaz au NBP 27 €/MWh en 2012
- (2) Résultat net hors coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et contribution nucléaire en Belgique
- (3) Hors rachat des intérêts minoritaires d'IPR pour 9,8 Mds€ en supposant la conversion totale des obligations convertibles

Politique de dividende attractive

Politique de dividende robuste et durable

Politique de dividende sur la période 2012-2015 :

Dividende N \geq Dividende N-1

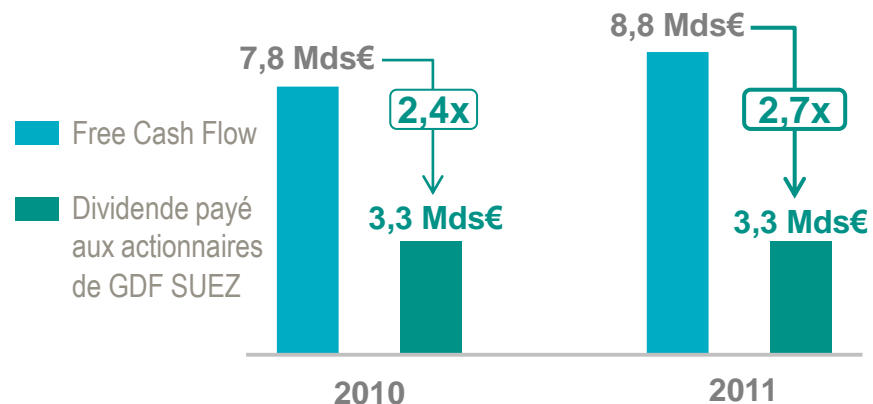
Acompte sur dividende 2012 de 0,83 € par action

- Option exceptionnelle de paiement en action pour optimiser le financement de la transaction d'IPR
- Date de détachement : 25 septembre
- Date de paiement : 25 octobre

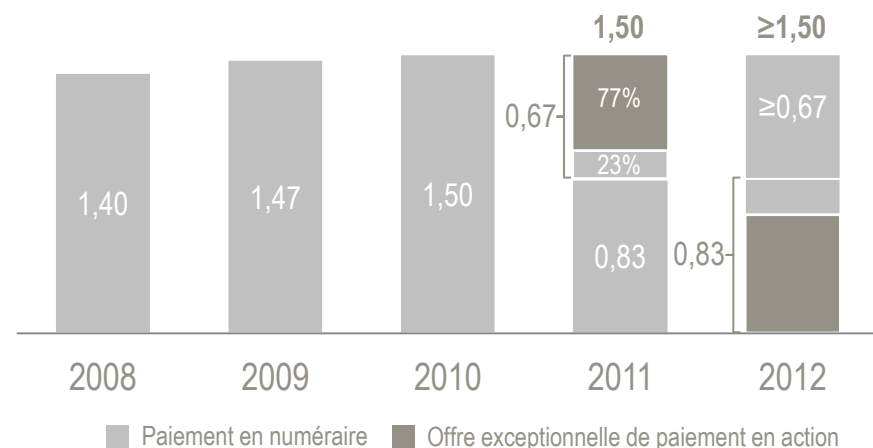
Politique de dividende stable

- Sécurisée par une forte génération de free cash flow
- Paiement d'un acompte et d'un solde

Sécurisée par une forte génération de free cash flow



Dividende ordinaire en €/action

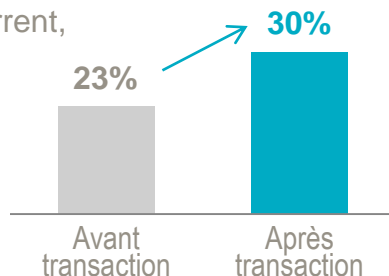


Présence accrue sur les marchés à forte croissance après l'intégration totale d'IPR

Une plate-forme d'investissement unique axée sur la création de valeur

- **Renforcement immédiat de la présence du Groupe sur les marchés à forte croissance**

% du résultat net récurrent, part du Groupe *pro forma* 2011



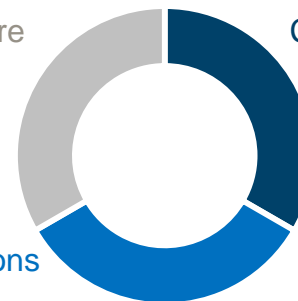
- **Impact relatif sur le BPA 2013** après dividende en actions et cessions additionnelles
- **40-50% des investissements de développement** dans les pays à forte croissance à moyen terme
- **Structure du Groupe simplifiée et recentrée**

Une structure de financement de la transaction équilibrée

Flexibilité financière
2-3 Mds€

Cessions additionnelles
3 Mds€

Dividende en actions
2-3 Mds€⁽¹⁾



Confiance du marché dans les perspectives de GDF SUEZ à long terme

- **Un taux d'acceptation du dividende en actions de 77%**
- **Des conditions de financement record obtenues :**
 - 4,5 Mds€ émis sur les marchés obligataires en mai et juillet 2012
 - Coût moyen de financement de 1,68% pour une maturité moyenne de 7 ans

(1) Sur la base d'un taux de souscription indicatif de 50 à 100 % du flottant

De multiples développements axés sur les marchés à forte croissance

NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS DEPUIS JANVIER 2012

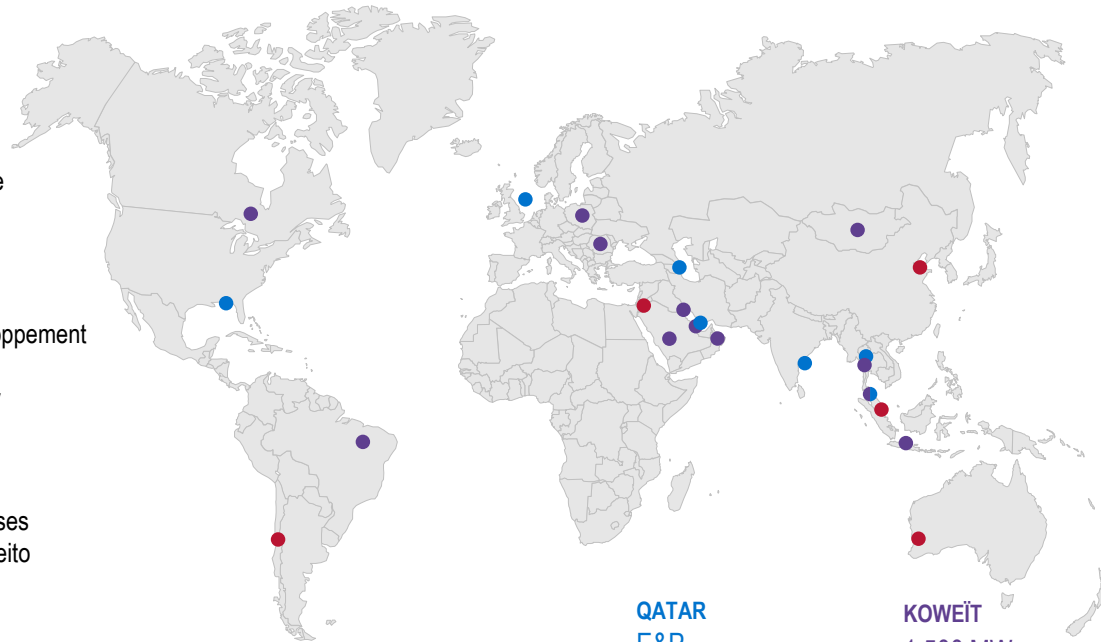
Electricité Gaz Services

CANADA
10 MW
Construction d'un projet solaire

ÉTATS-UNIS
jusqu'à 4 mtpa
Accord de développement commercial avec SEMPRA Energy

BRESIL
272 MW
Poursuite des mises en service à Estreito

CHILI
Acquisition de Termika, un des leaders dans la conception, l'installation et la gestion de services énergétiques



ROYAUME-UNI
E&P
Approbation du projet Cygnus

EUROPE
7,5 TWh sur 12 ans
Accord de ventes de GNL avec GASNOR

POLOGNE ET ROUMANIE
100 MW
Développement de 2 fermes éoliennes

AZERBAÏDJAN
E&P
Réserves estimées à 150-300 milliards de m³

CHINE
Construction du réseau de froid urbain de Yujiapu

MONGOLIE
415 MWe / 587 MWth
"Preferred bidder"

INDE
3.5 mtpa
Projet de terminal méthanier flottant

SINGAPOUR
430 MW
Mise en service commerciale de la centrale de Senoko

Ouverture d'une plate-forme de trading

MALAISIE
Acquisition de 49 % de PMSB, propriétaire du réseau de froid urbain de Cyberjaya

INDONESIE
440 MW PPA pour 2 projets géothermiques
815 MW Mise en service commerciale de Paiton 3

THAÏLANDE
3 cargaisons
Contrat de vente de GNL avec PTT

QATAR
E&P
1^{er} partenariat avec PetroChina

KOWEÏT
1,500 MW
"Preferred bidder" pour le projet Az Zour

THAÏLANDE
660 MW
Mise en service commerciale de la centrale de Gheco One

ARABIE SAOUDITE
532 MW Projet d'expansion de Tihama
604 MW Mise en service partielle de la centrale de Riyad

JORDANIE
0,4 Mm³/jour
Extension de l'usine de traitement des eaux usées d'As Samra

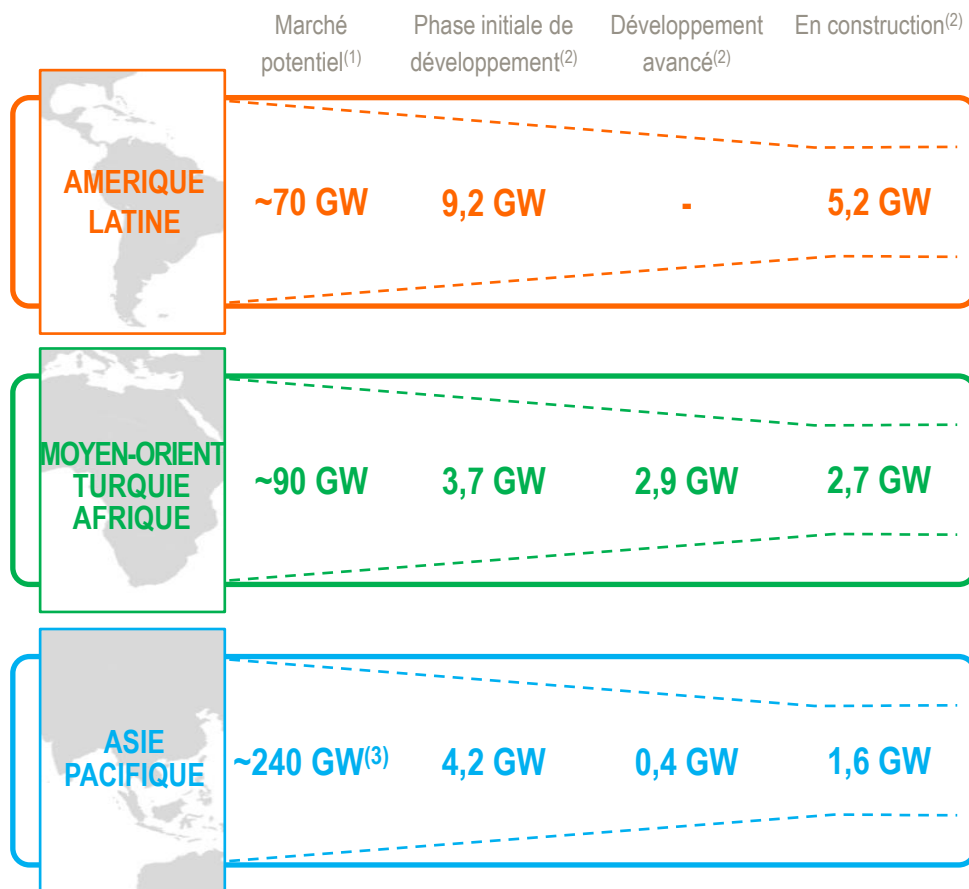
OMAN
494 MW
Mise en service partielle de la centrale de Sohar 2

BAHREÏN
1,234 MW
Mise en service commerciale du site d'Al Dur

AUSTRALIE
Nouveaux contrats dans l'eau et l'assainissement des eaux usées

Accélération du développement dans les pays à forte croissance

Production d'électricité



Gaz et Services

Principaux projets en cours, données à 100%

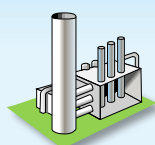
Touat, Algérie E&P	29,9 mbep/an 2015
Cygnus, Royaume-Uni E&P	14,2 mbep/an 2015
Gudrun, Norvège E&P	10 mbep/an 2014
Jangkrik, Indonésie E&P	4,2 mbep/an 2016
Eridan, France Transport	gazoduc 220 km 2016
Stublach, Royaume-Uni Stockage	400 Mm³ 2013-18
Melbourne, Australie Dessalement	0,45 Mm³/j 2012

(1) Besoin potentiel de nouvelles capacités dans les marchés cibles de GDF SUEZ dans les régions émergentes d'ici 2020

(2) A 100% (3) Hors besoins de capacités en Chine

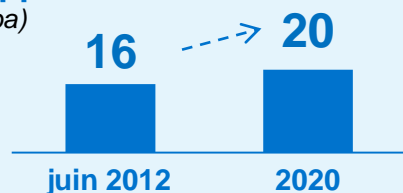
GNL : des perspectives attractives pour un métier clé

PRODUCTION & APPROVISIONNEMENT



Portefeuille d'approvisionnement diversifié (6 pays) incluant des capacités de liquéfaction

Portefeuille d'approvisionnement : (mtpa)



TRANSPORT DISTRIBUTION & INGÉNIERIE



Gestion optimisée de 17 méthaniers

Capacités de regazéification mondiales :



31,2 mtpa



24 projets d'ingénierie

VENTES

Contrats d'approvisionnement avec de grands acteurs asiatiques :

138 cargaisons entre 2010 et 2016

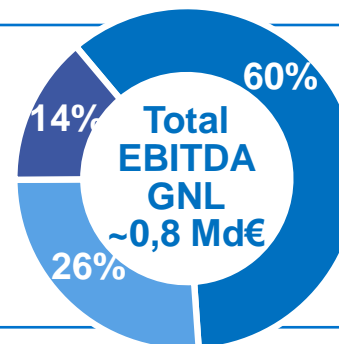
Objectif :

X2 ventes aux tiers d'ici 2020 (vs 2010), principalement dans les marchés émergents

Contribution significative des activités GNL à la performance du Groupe

Infrastructures à l'international (non régulées)

Infrastructures en Europe (régulées)



Approvisionnement et ventes

- Global Gaz & GNL
- Energie Europe
- Energie International

Au 31/12/2011

Une ambition centrée sur la performance et la flexibilité

Actions en cours 2012

Une feuille de route volontariste pour 2013-2014

Optimiser la base d'actifs / améliorer la création de valeur

- **Efficio 2** bien engagé :
0,3 Md€ au H1 2012
0,6 Md€ attendu en fin d'année

- Evaluation structurée pour réduire les coûts
- Référence systématique aux comparables

Focalisation sur le résultat net récurrent

Poids plus important dans la part variable de la **rémunération du management** en 2012

Accroître la flexibilité financière

- **Stricte sélection des investissements**
- **Programme d'optimisation du portefeuille**
(8 Mds€ déjà réalisés)

- **Limitation des investissements bruts**
~10/11 Mds€ ⁽¹⁾ en 2012,
bas de la fourchette de 9–11 Mds€ en 2013
- **Poursuite de l'optimisation du portefeuille**
(5 Mds€ à réaliser sur S2 2012–2013)

(1) Hors rachat des intérêts minoritaires d'IPR



Parc éolien de Guerville, France

**RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2012**

2 août 2012

Vers un profil d'activités européen adapté à un environnement difficile

Jean-François CIRELLI

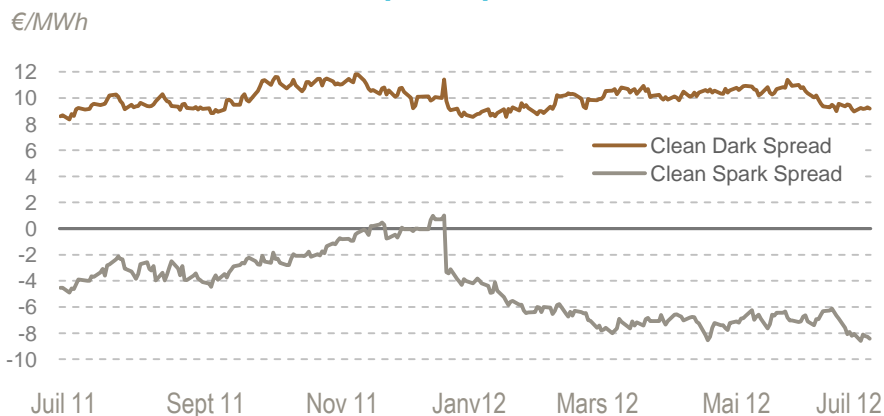
Vice-Président Directeur Général Délégué

Un environnement de marché difficile en Europe

Recul des prix de l'électricité



Pression sur les Clean Spark Spreads



Des conditions difficiles pour la production d'électricité

- **Demande stable mais faible au S1 2012**
- **Baisse des prix de l'électricité depuis la mi-2011**
- **Modification du *merit order* :**
 - bonne performance des actifs charbon
 - contexte difficile pour les CCGT et poursuite attendue de la baisse des *load factors* en 2013
- **Fin des allocations gratuites de CO₂ en 2013**

Priorité stratégique à l'optimisation de la base d'actifs

Priorités dans les conditions de marché actuelles

- Excellence opérationnelle
- Revue de la base d'actifs : mises sous cocon et fermetures de sites⁽¹⁾
 - 2,9 GW en 2011
 - 1,6 GW annoncés pour 2012-2013
- CWE⁽²⁾ : pas de nouveau projet de centrale thermique en raison des conditions de marché et de la réglementation

Gestion centralisée des actifs créatrice de valeur

- Flexibilité du portefeuille d'actifs
- Intégration totale des activités gaz, électricité et trading
- Services ancillaires

Développement très sélectif pour garantir une création de valeur maximale

(1) Y compris actifs IPR (2) Central Western Europe

Tarif du gaz en France

Évolution récente

- Décision positive du Conseil d'Etat
→ GDF SUEZ fondé à récupérer le manque à gagner du T4 2011

Impact positif sur les comptes au S2 2012 ⁽¹⁾⁽²⁾ :	Sur l'EBITDA	~290 M€
	Sur le résultat net	~190 M€

- Encaissements prévus principalement en 2013

Perspectives

- Hausse de 2 % annoncée par le gouvernement français en juillet, inférieure à la formule tarifaire (7,3% selon l'estimation du régulateur)
→ Hausse considérée par le régulateur et par le Conseil Supérieur de l'Energie comme insuffisante pour couvrir les coûts d'approvisionnement
→ Manque à gagner d'environ 30 M€ sur le 3^{ème} trimestre 2012⁽³⁾
→ GDF SUEZ prêt à mettre en œuvre les recours appropriés
- Travaux avec le gouvernement sur une réglementation relative à un tarif social et progressif

(1) Montant maximum à confirmer, avant coûts de facturation et actualisation

(2) Impact sur le RNpg et RNRpg, avec un taux d'imposition normatif

(3) Manque à gagner au niveau de l'EBITDA

Nucléaire en Belgique : développements récents

Stress tests

- **Robustesse des centrales nucléaires belges confirmée**
- **~200 M€ d'investissements⁽¹⁾ pour l'ensemble des centrales belges**

Extension de la durée de vie

- **Proposition du gouvernement belge d'extension partielle :**
 - Extension de la durée de vie de Tihange 1 (962 MW⁽²⁾) de 10 ans à partir de 2015
 - Arrêt de Doel 1 et 2 en 2015 (866 MW)
- **Contribution annuelle estimée des centrales dont l'arrêt est prévu : ~100 M€** avant contribution nucléaire et impôts
- Décision définitive de GDF SUEZ soumise à :
 - **un cadre légal complet et stable :** clarifications attendues en septembre 2012
 - **respect des critères d'investissement** des deux propriétaires des actifs

Investissement total à 100%	~600 M€
Part de GDF SUEZ	~300 M€

(1) Pour le secteur

(2) Dont GDF SUEZ détient 50%

Contribution positive de l'activité approvisionnements gaz

Une activité approvisionnements gaz impactée par la crise qui reste profitable

Confiance dans le maintien de la rentabilité de cette activité en 2012 et après :

- Politique dynamique de renégociation des contrats de gaz (fréquence adaptée à des marchés en mutation rapide)
- Gestion active des options de portefeuille
- Optimisation du portefeuille intégré GNL/gaz gazeux

Objectif constant dans les négociations : les contrats doivent être rentables sur nos marchés

• Tous les principaux contrats de gaz

→ ont été renégociés en 2010 et 2011

Statoil (T1 2010)

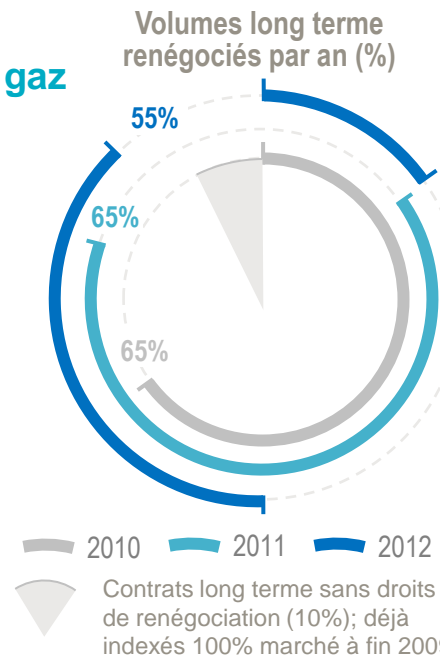
Gazprom (T3 2010 & T4 2011)

Eni (T4 2011)

Gas Terra (T1 2010 & T4 2011)

Sonatrach (T4 2010 & T4 2011)

→ seront renégociés en 2012 et 2013



• Préférence donnée aux négociations commerciales

- Pas d'arbitrage en cours sur les principaux contrats
- L'arbitrage reste une option si nécessaire

• De multiples leviers pour atteindre nos objectifs

- Augmentation de la part d'indexation marché
- Baisse des prix indexés pétrole
- Réduction des volumes
- Flexibilité accrue



Usine de dessalement Barka 2, Oman

**RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2012**

2 août 2012

Résultats financiers

Isabelle KOCHER

Directeur Général Adjoint, en charge des Finances

Résultats financiers

- **Des résultats semestriels solides**
- **Croissance du résultat net récurrent**
- **Progression de la génération de free cash flow**
- **Notation de crédit de premier plan**

Des résultats semestriels solides

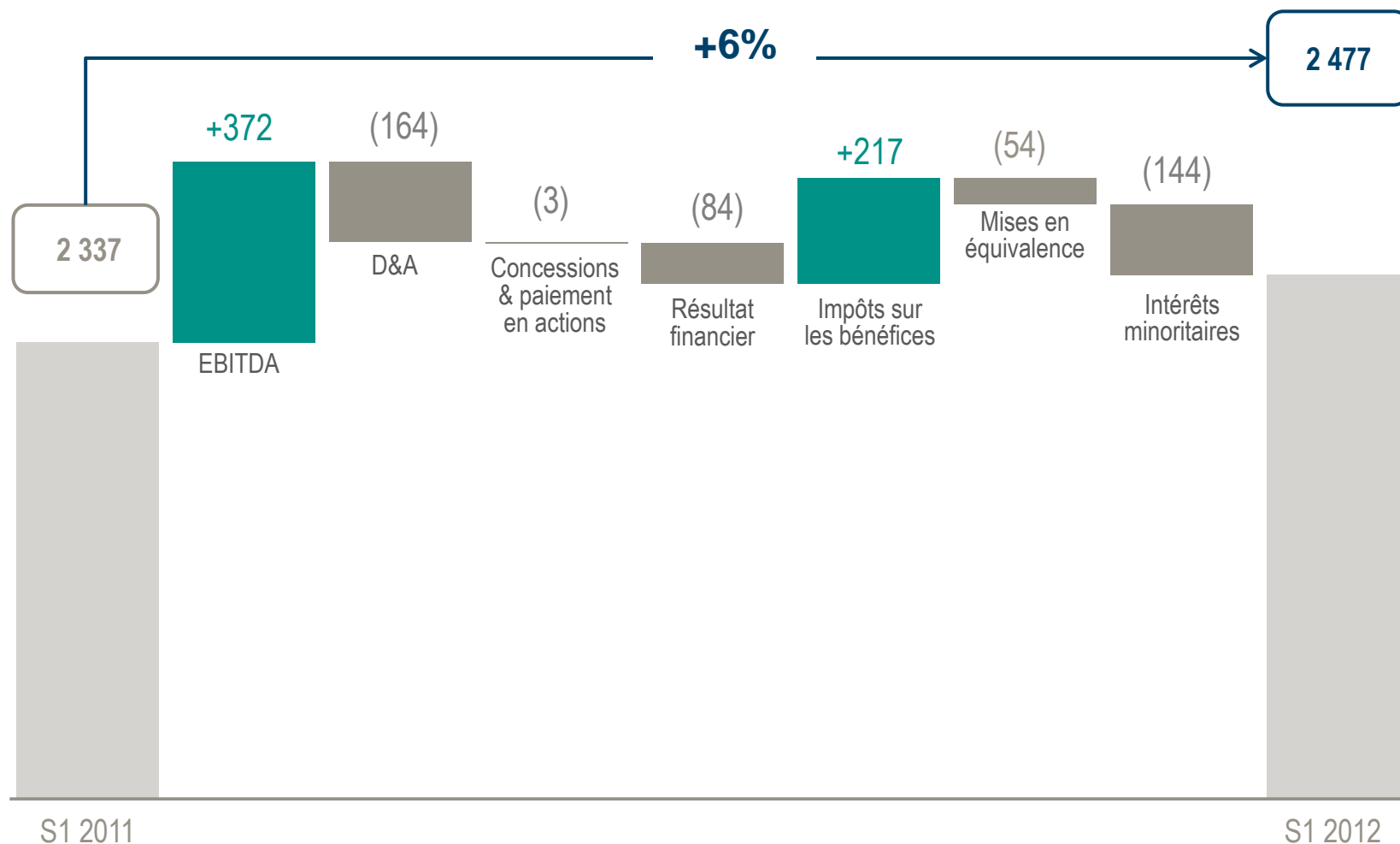
<i>En Mds€</i>	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11	
Résultat net récurrent, part du Groupe⁽¹⁾	2,3	2,5	+6,0%	
DPA récurrent (€/action)	1,05	1,11	+6,2%	
				Δ Organique
EBITDA	8,9	9,2	+4,2%	+3,7%
Résultat opérationnel courant	5,2	5,4	+3,9%	+5,1%
Résultat net part du Groupe	2,7	2,3	-14,9%	
Free Cash flow ⁽²⁾	4,5	4,7	+5,4%	

(1) Résultat net hors MtM, dépréciation d'actifs, cessions, autres éléments fiscaux non récurrents (dont contribution nucléaire en Belgique)

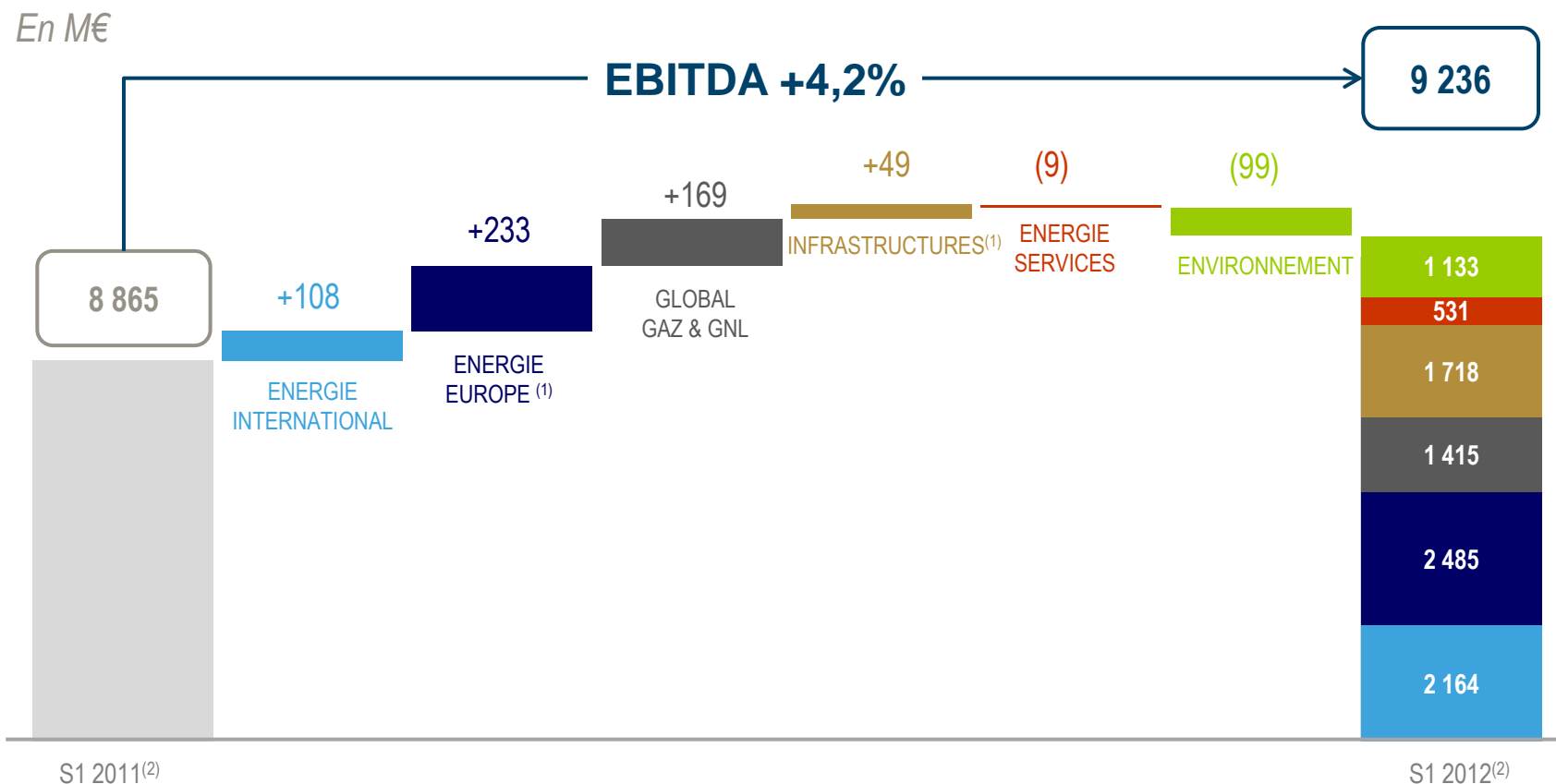
(2) Cash flow libre = cash flow opérationnel – impôts payés – charge nette d'intérêt ± ΔBFR – investissements de maintenance

Un résultat net récurrent en croissance (part du Groupe)

En M€



Croissance opérationnelle par branche



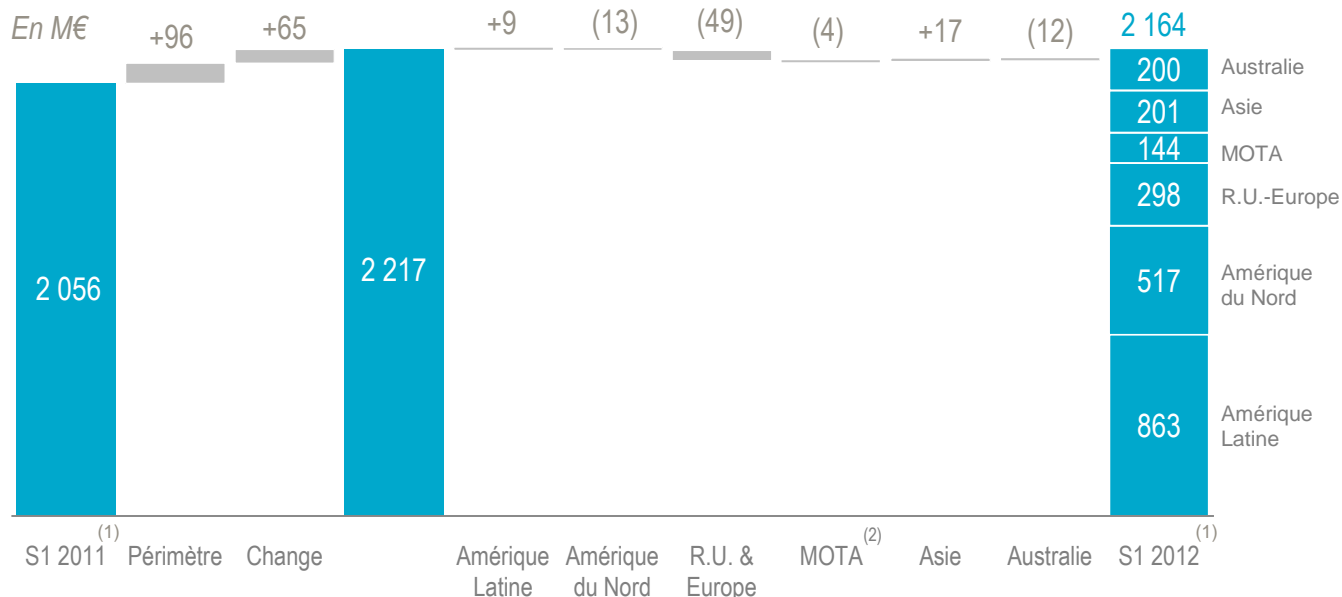
Croissance organique +3,7% dont
 Impact climatique France : +290 M€ (conditions exceptionnellement défavorables l'an dernier)
 Déficit tarifaire gaz en France : +73 M€ vs S1 2011

(1) Pour les branches Energie Europe et Infrastructures, l'impact des conditions climatiques en France a été respectivement de ~+2.4/+2.9 TWh froid au S1 2012 et ~ -16/-18 TWh chaud au S1 2011

(2) Y compris Autres : (130) M€ au S1 2011 et (210) M€ au S1 2012

Energie Internationale

EBITDA S1 2012 vs S1 2011



- Amélioration de la performance organique au Brésil
- Bonne performance de l'activité gaz compensée par la baisse de l'activité production d'électricité
- Performance au R.U. impactée par les conditions de marché
- Forte performance en Thaïlande
- Été frais en Australie
- Impact des mises en service : 96 M€
- Impact EBITDA Efficio : ~70 M€

En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	1 287	1 448	+12%
Résultat des sociétés associées	113	158	+40%
ROC + résultat des sociétés associées	1 400	1 606	+15%

Perspectives EBITDA 2012

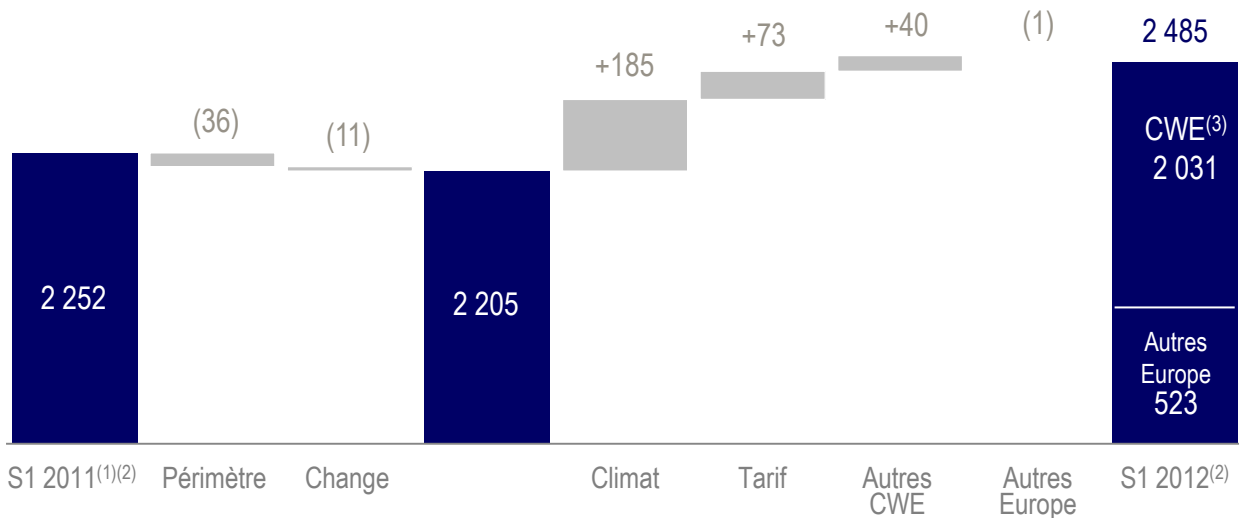
- Impact en année pleine des mises en service
- Impact du programme d'optimisation de portefeuille
- Dynamique des marchés « merchant » : potentiel d'amélioration au Texas, conditions défavorables au Royaume Uni
- Faiblesse de l'Euro

(1) Y compris Autres : (61) M€ au S1 2011 et (59) M€ au S1 2012 (2) Moyen-Orient, Turquie, Afrique

Energie Europe

EBITDA S1 2012 vs S1 2011

En M€



Central Western Europe :

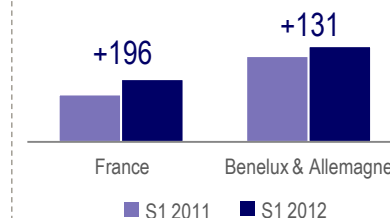
- Baisse des marges énergie

Effet périmètre : cession G6 Rete Gas en Italie en 2011

Impact des mises en service : 42 M€

Impact Efficio : ~65 M€

EBITDA CWE⁽³⁾ S1 2012 vs S1 2011



En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	1 434	1 647	+14,9%

Perspectives EBITDA 2012

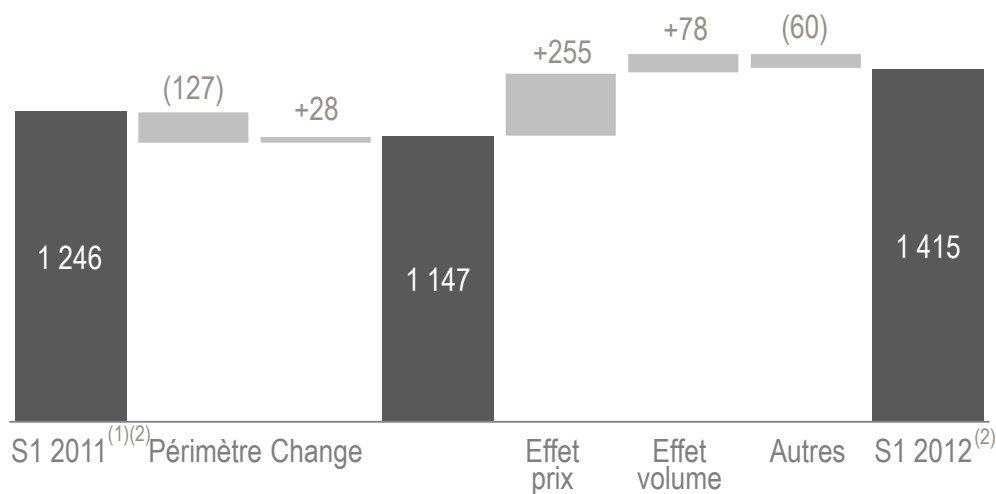
- Pression sur les spreads électriques
- Révisions de prix des contrats de gaz long terme

(1) Données proforma reflétant le nouveau périmètre Energie Europe et Global Gaz & GNL, non-audité (2) Y compris Autres : (52) M€ au S1 2011 et (69) M€ au S1 2012 (3) Central Western Europe

Global Gaz & GNL

EBITDA S1 2012 vs S1 2011

En M€



- Augmentation de la production d'hydrocarbures en particulier grâce au champ de Gjøa en Norvège
- Impact de l'augmentation du prix du pétrole
- Augmentation des ventes de GNL aux tiers avec 31 TWh soit 34 cargaisons
- Impact des mises en service : 44 M€
- Impact Efficio : ~10 M€

En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	687	740	+7,6%

Perspectives EBITDA 2012

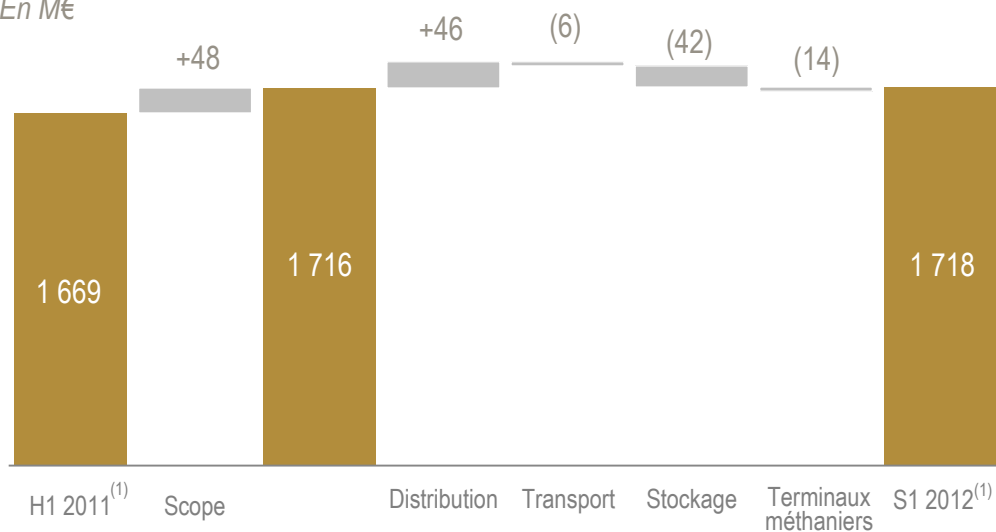
- E&P : augmentation des prix du pétrole et du gaz, production ~55 mbep en 2012
- LNG : augmentation des ventes aux tiers, impact de la cession d'Atlantic LNG

(1) Données proforma reflétant le nouveau périmètre Energie Europe et Global Gaz & GNL, non-audité (2) Y compris Autres : (11) M€ au S1 2011 et (16) M€ au S1 2012

Infrastructures

EBITDA S1 2012 vs S1 2011

En M€



- Retour à climat moyen
- Acquisition de stockages en Allemagne en août 2011
- Baisse des ventes de capacités de stockage en France
- Révision annuelle du tarif de distribution
- Impact Efficio : ~15 M€

En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	1 086	1 087	+0,1%

Perspectives EBITDA 2012

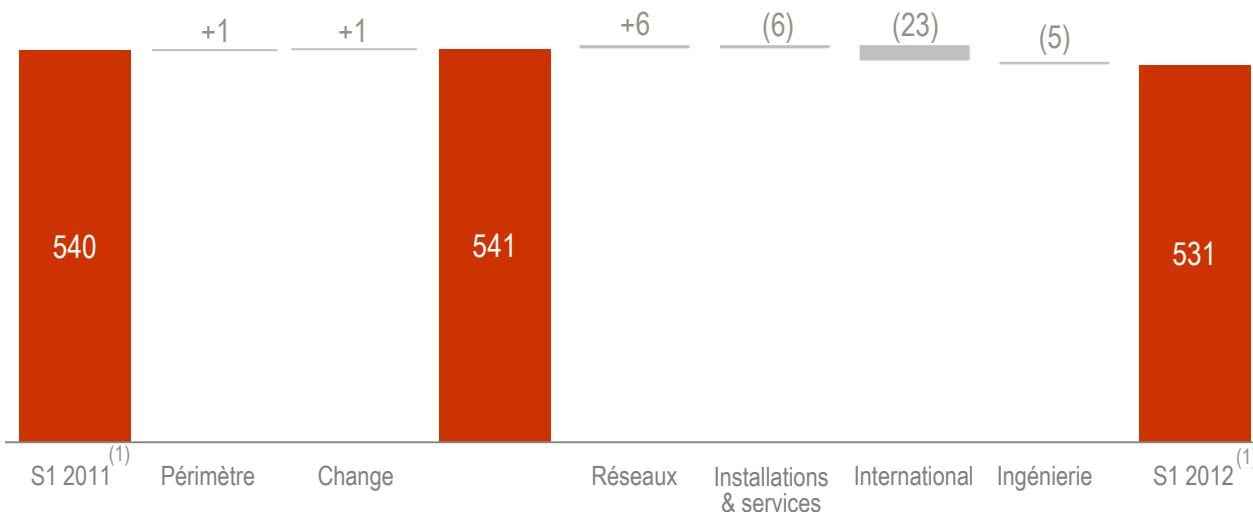
- Evolution de la BAR
- Acquisition de stockages en Allemagne (effet année pleine)

(1) Y compris Autres : 0 M€ au S1 2011 et 18 M€ au S1 2012

Energie Services

EBITDA S1 2012 vs S1 2011

En M€



- Développement de l'activité réseaux
- Croissance des activités installations & services
- Stabilité de l'international (effet positif non récurrent de 17 M€ au S1 2011)
- Pression sur les marges d'ingénierie
- Impact Efficio : ~45 M€

En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	377	358	-5,0%

Perspectives EBITDA 2012

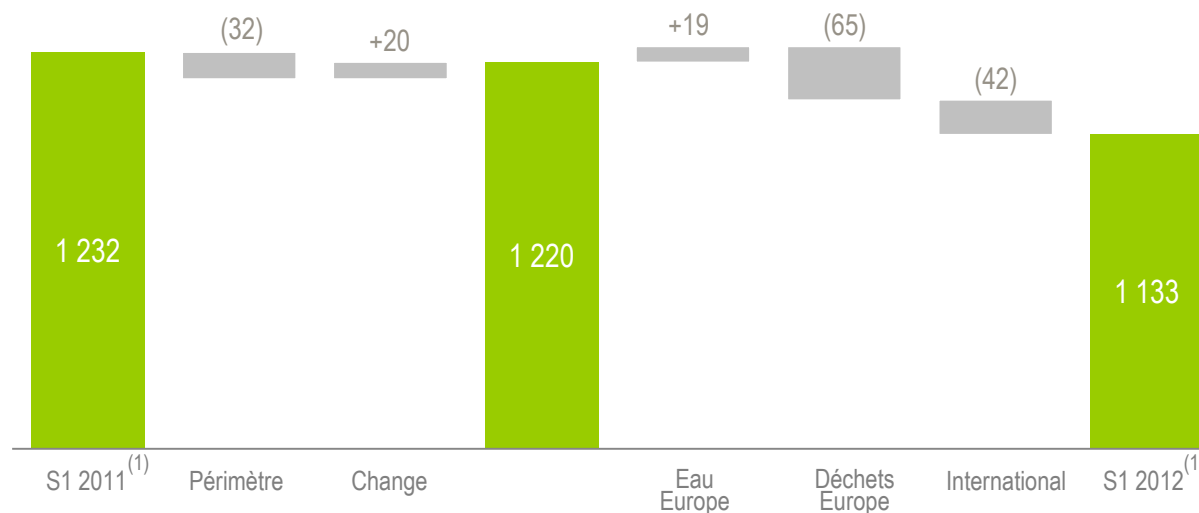
- Résistance aux conditions économiques
- Développement des centrales biomasse et des réseaux urbains

(1) Y compris Autres : (11) M€ au S1 2011 et +7 M€ au S1 2012, hors impact d'une cession de 8 M€

Environnement

EBITDA S1 2012 vs S1 2011

En M€



- Bonne performance des activités Eau Europe, Amérique du Nord et Chili
- Activité Déchets Europe affectée par la dégradation de la situation économique
- International affecté par le projet Melbourne
- Impact Efficio : ~60 M€

En M€	S1 2011	S1 2012	Δ 12/11
Résultat opérationnel courant	561	460 ⁽²⁾	-18,1%

Perspectives EBITDA 2012

- EBITDA 2012 stable vs 2011⁽³⁾
- Augmentation de 40 M€ du programme de réduction de coûts porté à 150 M€

(1) Y compris Autres : (29) M€ au S1 2011 et (28) M€ au S1 2012, hors impact d'une cession de 4 M€ (2) Dont (24) M€ de périmètre et (31) M€ pour Melbourne

(3) A conditions macro-économiques et réglementaires équivalentes à celles du premier semestre et stabilité des cours de matières premières par rapport à fin juin 2012

Une forte génération de cash flow opérationnel

En Mds€	S1 2011	S1 2012
Free cash flow ⁽¹⁾	4,5	4,7
Investissements de croissance ⁽²⁾	2,8	3,3
Dette nette ⁽³⁾	45,6 IPR pro forma au 31/12/2011	45,1
Dette nette / EBITDA ⁽⁴⁾	2,7x IPR pro forma au 31/12/2011	2,7x
Intérêts minoritaires (Bilan)	17,3 au 31/12/2011	11,4

- **Limitation des investissements bruts à :**
~10/11 Mds€ en 2012
Bas de la fourchette de 9–11 Mds€ en 2013
- **Réduction attendue du ratio dette nette/EBITDA :**
~2,5x à fin 2012
≤2,5x en 2013–2015
- **Un rating de catégorie “A” confirmé** après l’acquisition d’IPR
- **Structure du Groupe simplifiée :**
réduction de 1/3 des intérêts minoritaires au bilan

(1) Cash flow libre = cash flow opérationnel – impôts payés – charge nette d’intérêt ± ΔBFR – investissements de maintenance

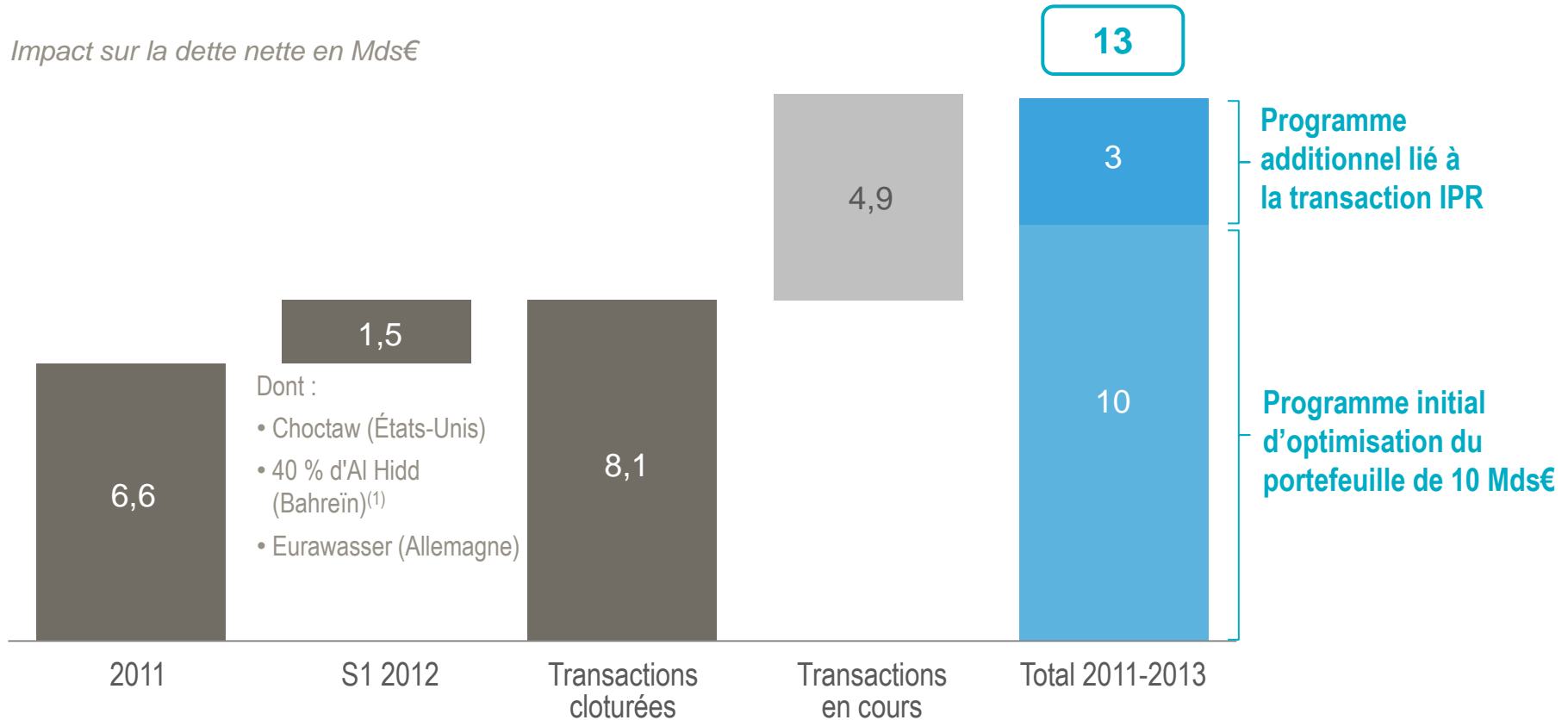
(2) Investissements de croissance = Investissements de développement + investissements financiers

(3) Hors impact net de la conversion des obligations convertibles (maximum de 0,7Mds€)

(4) Sur la base des 12 derniers mois d’EBITDA, proforma IPR

Un programme d'optimisation du portefeuille bien engagé et en ligne avec la stratégie du Groupe

Impact sur la dette nette en Mds€



Impact estimé 2012 vs 2011 pour les transactions clôturées en 2011-S1 2012

EBITDA ~(-550 M€) Résultat net récurrent, part du Groupe ~ (-250 M€)

(1) Classé en actif détenu en vue de la vente à hauteur de 0,6 Md€ en 2011

(2) Classé en actif détenu en vue de la vente au S1 2012



Terminal méthanier, Mejillones, Chili

**RÉSULTATS
SEMESTRIELS 2012**

2 août 2012

Conclusion

Gérard MESTRALLET
Président-Directeur Général

Un acteur énergétique mondial focalisé sur la performance

- Une étape décisive pour **accélérer le basculement de** GDF SUEZ **vers les marchés à forte croissance**
- **Une évolution structurelle qui modifie en profondeur l'identité** de GDF SUEZ pour devenir un acteur énergétique mondial
- Des **positions de pionnier** pour **capter pleinement la valeur à long terme**
- **Une proposition de valeur unique** au sein du secteur

Prochains événements

Roadshows septembre-octobre

Conference call T3 31 octobre

Investor Day T4

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 23 mars 2012 (sous le numéro D.12-0197). 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.