

SNET

**Mission de droit d'alerte relatif à l'évolution de
l'actionnariat et du plan industriel**



Introduction

SNET

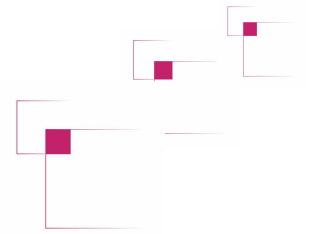
2 rue Jacques Daguerre
92563 Rueil Malmaison

- Le présent rapport rend compte de la mission que nous a confiée le CCE conformément aux dispositions de l'article L.2323-78 du code du travail (anciennement art L.432-5), concernant la procédure de droit d'alerte relative à l'évolution de l'actionnariat de la SNET et du plan industriel.
- Les questions posées par les représentants du personnel portaient sur :
 - > **Les détails de l'accord E.ON / ENEL / ACCIONA concernant la SNET**
 - > **Les parts restantes au sein du capital de la SNET**
 - > **La physionomie du nouvel actionnaire**
 - > **L'intégration de la SNET dans le nouvel ensemble et le plan industriel**
 - > **Les impacts sur l'emploi et les conditions de travail**
- Dans le cadre de cette note, nous avons eu des entretiens Messieurs POYER, REITER, DUQUENOY, FRULEUX, HAYA, MUNOZ, CARUEL, MILARD, CHARVET et ROLLES, que nous remercions pour leur accueil.
- **Compte tenu d'un accès tardif à certaines informations (telles que les hypothèses du plan industriel), ce rapport a été rédigé dans des délais très serrés. Deux points : les indicateurs de performances économiques par sites et le benchmark des sites, non essentiels au rendu de l'avis du CCE sur le plan industriel, seront analysés dans le cadre de notre prochaine intervention sur l'examen des comptes 2008 et du budget 2009.**
- Outre les signataires du présent document, Fabrice CRESTE et Pierre CHARBONNEAU ont également participé à l'élaboration de ce rapport.
- En vous remerciant de la confiance que vous nous témoignez, nous restons à votre disposition pour vous fournir toutes explications complémentaires et pour, éventuellement, approfondir les aspects que vous estimeriez nécessaires à l'appréciation de la situation de l'entreprise.

Paris, le 12 juin 2009

Pierre FERRACCI
Yonnel HUCHARD
Marie BRAMLI





Détails de l'accord E.ON / ENEL / ACCIONA et Parts restantes au sein du capital de la SNET



L'accord E.ON / ENEL / ACCIONA : d'importantes cessions d'actifs à E.ON, dont la SNET, en échange de son retrait de l'acquisition d'ENDESA

En avril 2007, **un accord a été signé entre E.ON** et le fournisseur électrique italien **ENEL** et la société espagnole de construction **ACCIONA** pour mettre fin aux controverses autour de **l'acquisition du fournisseur espagnol d'énergie ENDESA** (OPA successives) :

- E.ON s'est engagé à ne pas procéder à son OPA sur ENDESA mais à s'assurer de l'acquisition des activités d'Endesa en Espagne, Italie et France, ainsi qu'en Pologne et en Turquie...
- ...à condition qu'ENEL et ACCIONA prennent le contrôle effectif d'ENDESA et que l'accord obtienne l'autorisation des autorités compétentes
 - > En **Espagne**, acquisition par E.ON auprès d'ENEL du fournisseur d'électricité VIESGO, ainsi que de capacités additionnelles de génération ; E.ON est ainsi devenu le n°4 sur le territoire espagnol, avec une capacité de 6.400 MW prévue en 2010 et une part de marché de 10 %
 - > En **Italie**, grâce à un potentiel de synergies importantes avec les capacités déjà existantes, les nouvelles acquisitions d'E.ON permettent d'atteindre 5.000 MW de capacité de production, permettant au Groupe de devenir le 4ème plus grand producteur d'électricité transalpin
 - > En **France**, l'énergéticien allemand est devenu le n° 3 du marché français de la production d'électricité via l'acquisition de la SNET
- **Les prix d'achat et de vente** ont été déterminés par les « **prix du marché** », estimés par des banques d'investissement reconnues



Un prix d'achat de la SNET *a priori* élevé : quelle rentabilisation de cet investissement dans un contexte de fermeture à court / moyen terme des capacités de production ?

■ Le prix d'achat de la SNET par E.ON ne nous a pas été communiqué

- > Le prix global d'achat par E.ON des actifs d'ENDESA en Espagne, en Italie et en France s'est élevé à 11 Mds€
- > Compte tenu du déroulement des opérations (OPA successives, recours juridiques, pressions politiques...), ce prix a été négocié en l'absence de réelles « due diligences » (analyses approfondies de la situation des entreprises et de la valeur des actifs) avant la cession

■ Le contexte de l'opération et sa date de réalisation (en 2007, période de fort développement des investissements dans le secteur de l'énergie et de surenchère sur les prix d'achat des opérateurs énergétiques dans le cadre de la recomposition du secteur et de la « course à la taille »), laissent à penser que le prix d'achat de la SNET a été élevé.

■ Les normes de gestion du Groupe E.ON induisent la nécessité d'une rapide rentabilisation d'un lourd investissement de cette nature :

- > Or la valeur de la SNET est en grande partie constituée par son potentiel de développement (et donc par ses projets d'investissement), dans un contexte de fermeture programmée prochaine des centrales au charbon soumises au durcissement des contraintes environnementales et de forte réduction des capacités de production associée
- > Le report ou l'annulation des projets de développement initiés par ENDESA n'apparaît-il pas ainsi difficile à concilier avec l'objectif de rentabilisation rapide de l'important effort financier d'acquisition de la SNET ?



Montée à 100 % d'E.ON dans le capital de la SNET : peut-elle être conditionnée par l'Etat au maintien d'un programme d'investissement ambitieux ?

■ Quid des parts restantes (35 %) au sein du capital de la SNET ?

> Les 2 actionnaires minoritaires ont l'intention de vendre leurs parts :

- Charbonnages de France, dans le cadre de sa dissolution et de la liquidation de ses actifs
- EDF, dont l'objectif est d'afficher une réelle ouverture du marché français

> E.ON a fait connaître son souhait d'acquérir 100 % du capital

- Bénéficie-t-il d'un droit de préemption ?

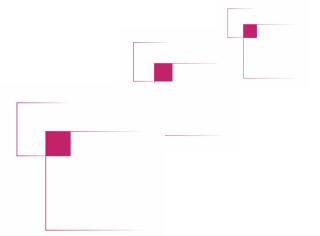
> Les choses pourraient se décanter en ce moment

- Après une longue période d'incertitudes sur l'évolution de l'actionnariat de la SNET

> L'Etat ne pourrait-il pas avoir intérêt :

- A ce que le 3ème opérateur du marché français ait les moyens de se développer
- Mais aussi à organiser une plate-forme indirecte d'observation de la stratégie du 3ème acteur français (sachant qu'il est présent dans le capital des 2 premiers), via l'octroi de la minorité de blocage au sein de la SNET à une tierce entité ?
- Et pourquoi pas à **conditionner la montée à 100 % d'E.ON au maintien d'un programme d'investissement ambitieux sur le territoire français...**?





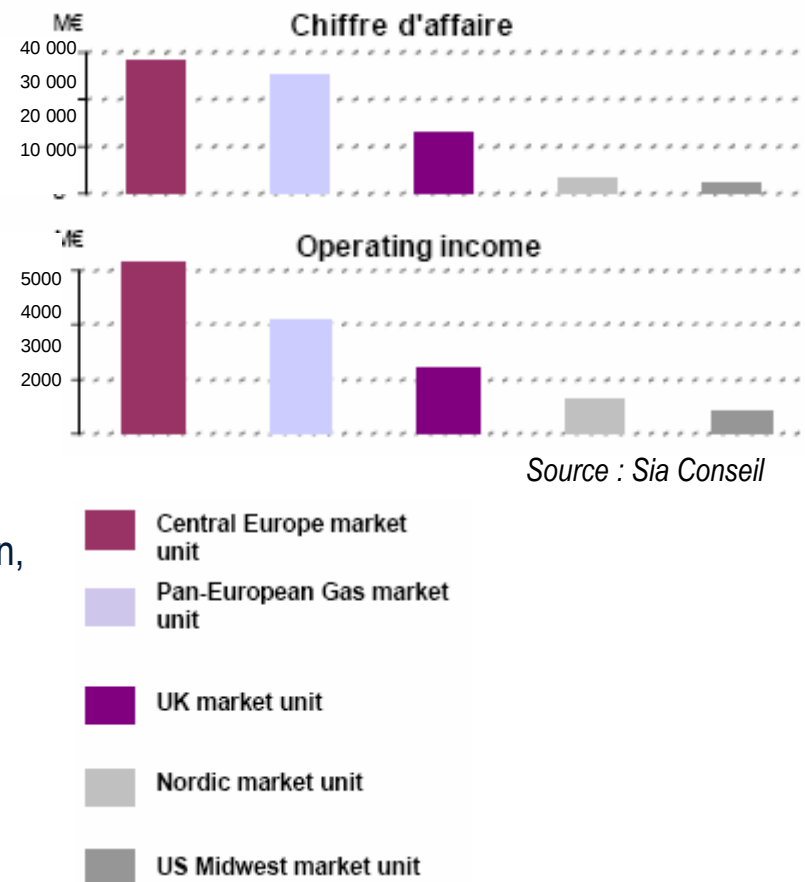
La physionomie du nouvel actionnaire E.ON



E.ON : premier énergéticien européen, première capitalisation boursière allemande

Création	2000
Forme juridique	Société Anonyme
Siège social	Düsseldorf en Allemagne
Direction	Ulrich Hartmann, Wulf H. Bernotat, Marcus Schenk
Effectif	93 538 en 2008 (87 815 en 2007)
Chiffre d'affaires	86.753 Mds€ (Rapport financier 2008)
Résultat net	5.598 Mds€ (Rapport financier 2008)

Chiffre d'affaire ventilé par zone



- **Premier énergéticien européen** en termes de chiffre d'affaires
- **Six divisions** responsables chacune d'un marché spécifique : Europe centrale, Pays nordiques, Royaume-Uni, Midwest américain, Gaz pan-européen, et la Société allemande E.ON AG.
- Clients : 27,7 Millions dans plus de 20 pays, dont 17 en Europe
- Cotée à la bourse de Francfort, **E.ON AG est la plus grosse capitalisation boursière** de l'indice DAX allemand : 99,5 milliard € sans aucun actionnaire dépassant 5%



Un historique de croissance depuis sa création en 2000

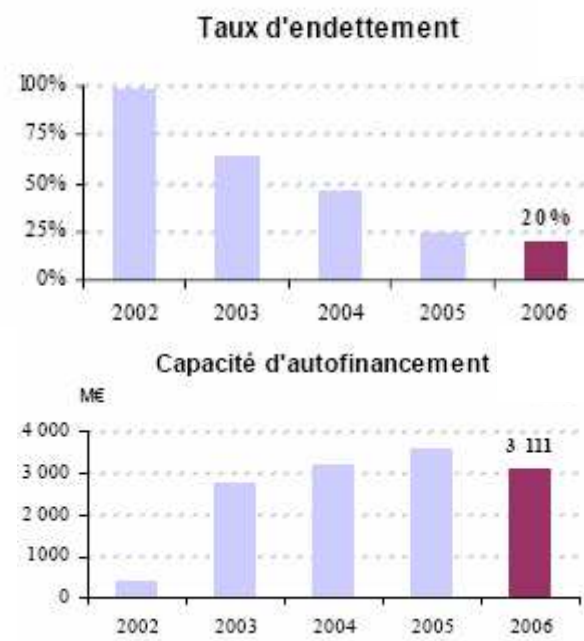
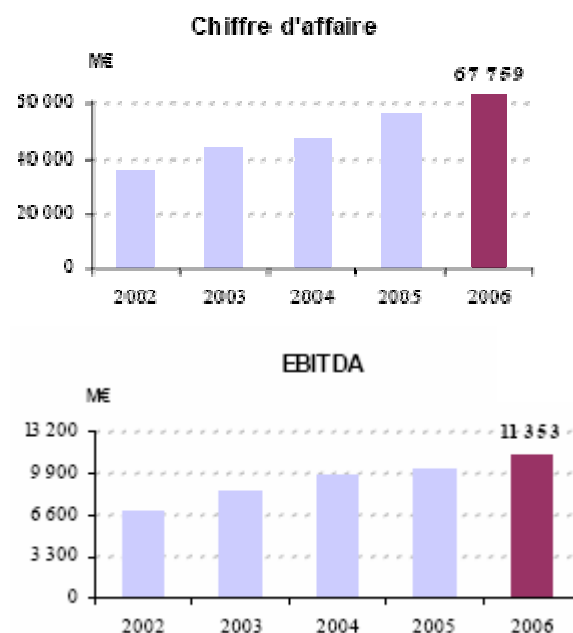
- **2000 : création d'E.ON** suite à la **fusion de VEBA et VIAG**, tous deux créés en 1920
- **Janvier 2002 : acquisition de Powergen**, second plus important producteur d'électricité au Royaume-Uni
- **2003** : Entrée d'E.ON sur le marché du gaz avec l'**acquisition de Ruhrgas**, présent dans 20 pays d'Europe
- **2006 : tentative d'acquisition de Endesa. C'est finalement l'offre conjointe de Enel et Acciona qui sera retenue en échange d'un accord permettant à E.ON d'acquérir des positions en France, en Espagne et en Italie.**
- **E.ON aujourd'hui :**
 - > Leader européen en tant qu'énergéticien ; premier fournisseur mondial d'énergie privé
 - > Développements sur le marché des énergies renouvelables avec l'acquisition de plusieurs parcs éoliens
 - > Forte croissance externe pour compléter la chaîne de valeur et sécuriser l'approvisionnement en gaz



De 2002 à 2006 : croissance soutenue de l'activité et forte réduction de l'endettement net

En M€	2002	2003	2004	2005	2006
Chiffre d'affaires	37059	46363	49103	56399	67759
Résultat d'exploitation	7680	9458	10520	10272	11353
Résultat net part du groupe	2777	4647	4339	7407	5057
Dettes financières	13979	7855	5483	-3863	-268
Effectifs	107856	66549	69710	79947	80612

Source : Opes'C



Source : Sia Conseil

En 2008 : développement rapide du chiffre d'affaires mais explosion de l'endettement net en lien avec la croissance externe

	2007	2008	Var.
Ventes d'électricité (TWh)	487	614.6	+ 26%
Ventes de gaz (TWh)	1092.3	1224	+ 12%
Chiffre d'affaires (M€)	68731	86753	+ 26%
EBITDA ajusté (M€)	12450	13385	+ 8%
EBIT ajusté (M€)	9208	9878	+ 7%
Résultat net (M€)	5115	5598	+ 9%
investissements (M€)	11306	18406	+ 63%
Employés (en fin d'année)	87815	93538	+ 7%
Dividende par action (€)	1.37	1.5	+ 9%
Capitalisation boursière (Md€)	92	54.2	- 41%
Rentabilité économique (%)	14.5	12.9	-1.6 pts
Dette économique nette (M€)	-23432	-44946	+ 92%
Dette économique nette/EBITDA ajusté	1.9	3.2	+1.3 pts

Source : Rapport annuel 2008

- **Notable progression du chiffre d'affaires** et des résultats 2008...
- ...mais **explosion de la dette nette**, en lien avec les **lourds investissements** de croissance externe
- L'estimation du résultat net 2009 ne ressort plus qu'à 1,27 Mds€ en raison de fortes dépréciations sur des actifs américains et italiens
- E.ON table en 2010 sur un bénéfice d'exploitation (Ebit) d'environ 11 Mds€



Une stratégie basée sur le renforcement de sa position de leader énergétique en Europe

- **Business model intégré** : E.ON est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique grâce à des activités de production d'électricité et d'extraction de gaz naturel, de Trading et de commercialisation aux clients finaux. E.ON est également intégré horizontalement pour profiter de la convergence gaz-électricité. Le Groupe souhaite renforcer ces niveaux d'intégration afin de profiter des synergies possibles.

- **Forte position sur les marchés** :
 - > Construction de nouvelles centrales électriques et modernisation du parc de centrales actuel (avec le développement de « process plus efficaces et plus écologiques »).
 - > Sécurisation des approvisionnements : nouveaux gisements (notamment en Sibérie), contrat de construction d'un pipeline de gaz naturel traversant la mer Baltique...
 - > L'objectif : devenir la première compagnie mondiale d'électricité et de gaz

→ **Priorités stratégiques** :

- > Renforcer sa position en Europe : **Europe occidentale** (Espagne, Italie et France) suite à l'accord avec ENEL et ACCIONA, en échange du retrait de son offre d'OPA sur ENDESA; **Scandinavie** : rachat de 44,6% du capital de « Statkraft » en 2006; Implantation durable **en Europe de l'Est** et développements en **Russie**; optimisation du commerce de détail au **Royaume Uni**, opportunités en **Turquie**...
- > Renforcer l'expertise technologique afin de développer les technologies de pointe (centrale charbon plus efficace, capture et stockage du CO2, profonds offshore sous marins...)
- > Sécuriser les approvisionnements de gaz par la production propre de gaz et GNL; renforcer le support gaz pan-européen
- > Développer l'offre d'énergies renouvelables...



De lourds investissements récents

En M€	2007	2008	Diff.
Europe Centrale	2581	3188	+ 607
Gaz paneuropéen	2424	1215	- 1209
Grande Bretagne	1364	1162	- 202
Europe du Nord	914	939	+ 25
Midwest américain	690	650	- 40
Energy trading		8	+ 8
Nouveaux marchés	207	3305	+ 3098
Corporate center	3126	7939	+ 4813
TOTAL	11306	18406	+ 7100
Total hors Allemagne	9058	15415	+ 6357

- Investissements en unités de production et en infrastructures réseaux pour les **champs éoliens de la mer du Nord** : 2.965M€
- Apports de capital dans des producteurs d'électricité, acquisition de **parts de SOTEC** (incinération d'ordures ménagères) : 223M€
- **Infrastructures de production et de transport de Gaz** : coût de développement et d'exploration : 943 M€
- Augmentations au **capital de Nord Stream**
- Investissements en **Grande Bretagne** : 1.162 M€ (immobilier, usines et équipements...)
- Investissements en **Europe du Nord** pour maintenir et étendre la production et moderniser le réseau de distribution
- Acquisition des **actifs provenant d'Enel, Acciona et Endesa** suite à l'accord après l'OPA sur Endesa
- **Nouveaux marchés:**
 - > Energies renouvelables : 1.484 M€
 - > Russie (OGK-4) : 644 M€
 - > Italie (centrales de Livorno et Terni) : 860 M€
 - > Espagne : 317 M€



Une situation financière tendue en 2008

En M€	2007	2008	Diff.	Var.
EBITDA	12450	13385	+ 935	+ 7.5%
CAF (cash flow opérationnel)	8726	6738	- 1988	- 22.8%
Dividendes	2210	2560	+ 350	+ 15.8%
Investissements	11306	18406	+ 7100	+ 62.8%
Total	13516	20966	+ 7450	+ 55.1%
Dette économique nette	-23432	-44946	- 21514	+ 91.8%

- En 2008, la CAF a diminué de 22,8% alors que les investissements ont augmenté de 18 Mds€.
- En conséquence, **compte tenu de la politique ambitieuse de distribution de dividendes (+15,8 % à 2,5 Mds€), la dette économique nette a presque doublé**



Des effectifs de plus de 93.500 personnes en 2008, en progression de 6,5 %

Effectifs par région en 2008

Europe centrale	44.142
Gaz Paneuropéen	9.827
Grande Bretagne	17.480
Division Nord	5.826
Midwest américain	3.110
Trading	885
Nouveaux marchés	9.214
Fonction centrale	3.054
Total	93.538

Effectifs par pays en 2008

Allemagne	39.281
Grande Bretagne	18.581
Roumanie	8.507
Russie	5.709
Suède	5.574
Hongrie	5.116
Etats-Unis & Canada	3.250
République Tchèque	2.768
Bulgarie	2.120
Autre	5.607

Source : Rapport Annuel 2008

- En décembre 2007, les **effectifs du Groupe E.ON** s'élevaient à 87.815 personnes ; ils sont passés à **93.538 personnes** en décembre 2008, soit une progression de +6,5 %
- **L'Allemagne regroupe plus de 40 % des effectifs**, suivie de la Grande Bretagne (près de 20 %).



Des objectifs de performance Groupe toujours accrues malgré le contexte de crise

■ Les effets de la crise sur le Groupe :

- > Effets directs : 170 M€ : baisse de la demande, « mauvaise dette » (actifs « toxiques » ?...) et dépréciations d'actifs
- > Effets indirects : 81 M€ : effets de change négatifs (monnaies anglaise, suédoise, hongroise et russe) et baisse des prix du pétrole et du gaz
- > Associés aux impacts d'un renforcement de la régulation (baisse des tarifs du transport du gaz...)

■ Les objectifs de performance

- > **Amélioration de l'EBIT de 1,5 Mds€ jusqu'en 2011**
- > **Baisse du niveau d'endettement, qui représente l'enjeu majeur pour le Groupe** : l'objectif est la diminution du niveau de « Dette économique nette / EBITDA ajusté », de 3,2 en 2008 à 3 :
- > On notera toutefois que **les performances d'E.ON**, tant en termes de niveau d'endettement (le ratio actuel de 3,2 est inférieur à la moyenne des principaux acteurs du secteur, soit 3,4), que de niveau de résultat ou de politique de dividendes (niveau de distribution plus élevé que le marché), **sont élevées en comparaison des principaux concurrents du Groupe**. Sachant qu'en outre, **le secteur de l'énergie se sort nettement mieux de la crise financière** que d'autres.
- > **Les très grandes ambitions d'E.ON en matières de performances économiques, guidées, à l'instar des autres Groupes cotés, par le cours de l'action, ne pourraient-elles être revues à la baisse, ne serait-ce que partiellement, dans un contexte où la crise touche durement tous les secteurs économiques ?**



Ambitieux plan d'économies, cessions d'actifs et réduction du plan d'investissement

■ Les objectifs du programme d'économies « Perform to win » :

- > **1,1 Mds€ d'économies** : principalement dans le secteur des ventes et sur les fonctions support
- > **Intensification des efforts de productivité : 400 M€** : en particulier dans les domaines de la production (par exemple, via la plus grande disponibilité des installations nucléaires dans le Nord de l'Europe) et du stockage (optimisation des réserves flexibles de capacités)
- > **Amélioration du processus de décision** : rationalisation de la structure de décision, clarification des responsabilités, simplification des reportings

■ Les priorités d'investissement pour la période 2009-2011

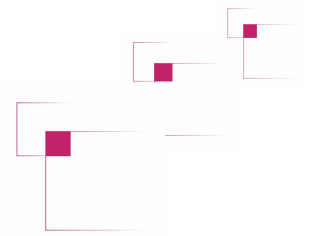
- > **60 Mds€ pour la période 2007-2010**
 - Finalisation des investissements en Italie, en Espagne, en France (pour un coût total de 11,5 Mds€), en Russie et dans les énergies renouvelables
 - Optimisation du portefeuille via des échanges d'actifs (sans impact cash)
 - Investissements de croissance organique
- > **30 Mds€ pour la période 2009-2011 au lieu des 36 Mds€ prévus (réduction de 20 %)**
 - Environ un tiers sur la maintenance des installations
 - Près des deux tiers sur la croissance externe
 - Environ 15 Mds€ destinés à développer les capacités de génération

■ Des cessions d'actifs non prioritaires de 10 Mds€

- > Vente du réseau de transmission allemand et de Thüga (participations minoritaires dans des fournisseurs régionaux allemands) notamment

■ Suppression de 450 emplois au Royaume-Uni et de 1.800 emplois dans ses filiales de distribution régionales en Allemagne notamment

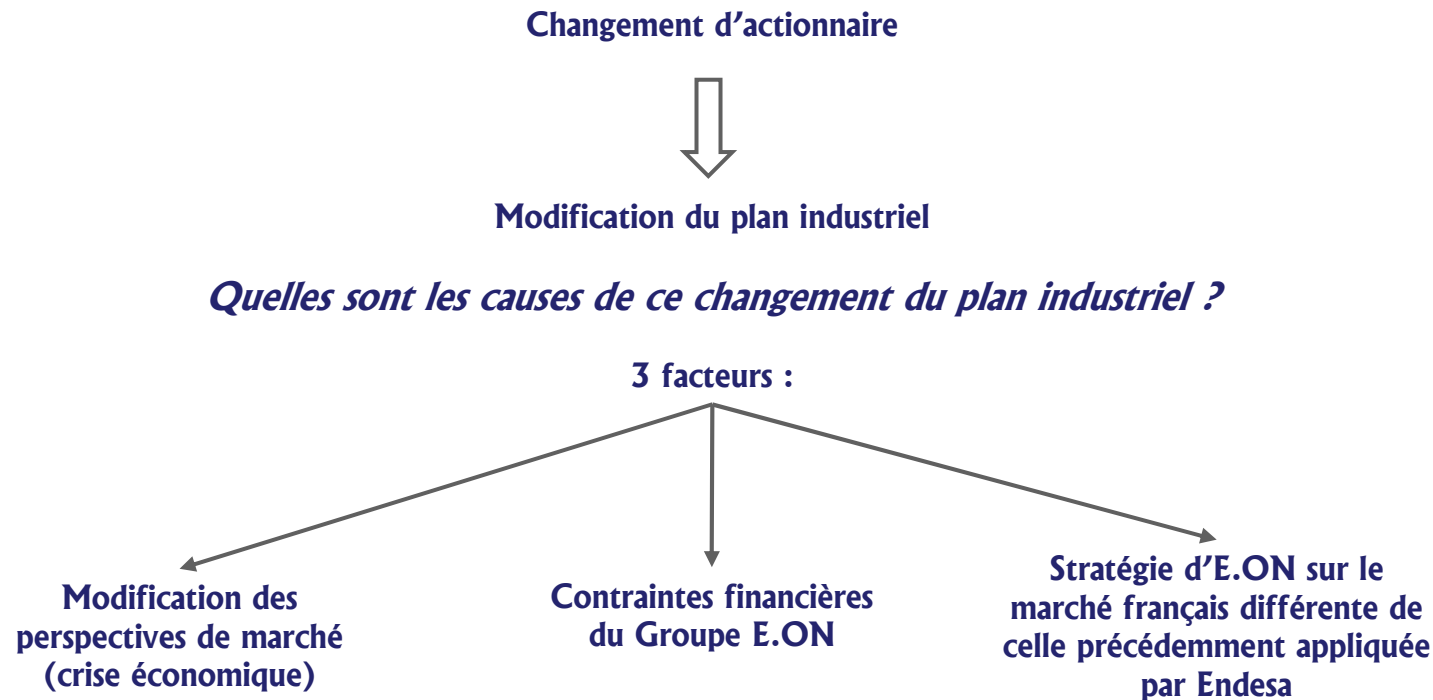




Le plan industriel



Problématique : pourquoi le plan industriel de la SNET a-t-il changé suite à la modification de l'actionnariat ?



Questions :

- Quelle est la part de chacun de ces 3 facteurs dans la décision de modifier le plan industriel ?
- Quelle est la part des facteurs « externes » (crise économique, perspectives du marché français ...) et des facteurs spécifiques à E.ON (politique financière d'E.ON, stratégie du Groupe sur le marché français) ?

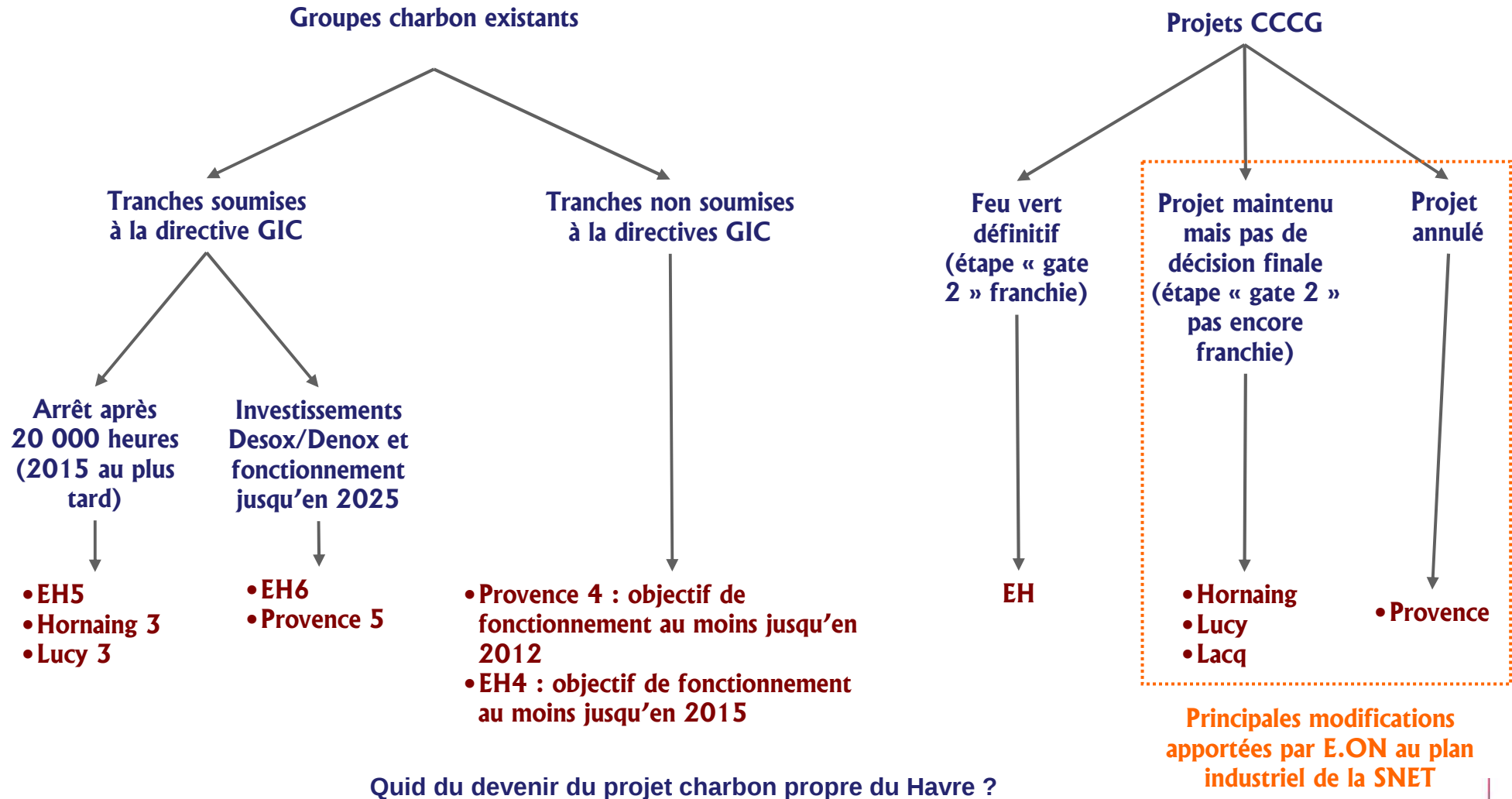


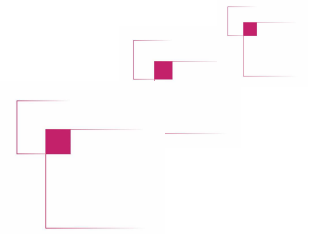
Le plan industriel prévu par E.ON reprend en grande partie celui d'Endesa ...

Émile Huchet	EH4	Tranche non impactée par la directive GIC Objectif de fonctionnement jusqu'en 2015, voire au-delà sauf nouvelle contrainte réglementaire
	EH5	Tranche soumise à la directive GIC Arrêt après les 20.000 heures (entre 2012 et 2014)
	EH6	Tranche soumise à la directive GIC Investissement dans un dispositif Desox/Denox et fonctionnement jusqu'à 2025
	Projet CCGT	Mise en service industrielle prévue ■ en février 2010 pour le 1 ^{er} bloc, ■ en mars 2010 pour le 2 nd bloc.
Hornaing	H3	Tranche soumise à la directive GIC Arrêt après les 20.000 heures (entre 2012 et 2014)
	Projet CCGT	Le projet est « actuellement sous le niveau de rentabilité demandé par E.ON » Le projet progresse afin de préparer la décision
Lucy	Lucy3	Tranche soumise à la directive GIC Arrêt après les 20.000 heures (entre 2013 et 2015)
	CCGT	« En l'état, le projet se situe sous le seuil de rentabilité demandé par E.ON » Le projet est néanmoins maintenu avec l'objectif de l'améliorer
Provence	Provence 4	Tranche non impactée par la directive GIC Fonctionnement assuré jusqu'à fin 2012 (fin du contrat EDF) et incertain au-delà
	Provence 5	Tranche soumise à la directive GIC Investissement dans un dispositif Desox/Denox et fonctionnement jusqu'à 2025
	Projet CCGT	Annulé



... Les principales modifications portent sur les projets de CCCG





La décision d'investissement : un processus centralisé au niveau du Groupe E.ON



Les grandes lignes du processus de décision d'investissement

■ Un processus en 2 étapes :

> “Gate 1” : un examen préalable permet de déterminer si le projet est en adéquation avec la stratégie du groupe et s'il peut offrir des perspectives économiques satisfaisantes. Cette étape doit précéder les premiers engagements financiers et les négociations avec des tierces parties.

> “Gate 2”:

- Si l'étape “gate 1” est franchie, le projet est approfondi et un deuxième examen conduit soit à un feu vert définitif, soit à une annulation.
- Les études économiques sont réalisées par des équipes d'E.ON.

■ La procédure de décision appliquée dépend des montants en jeu. Les projets de plus de 25 M€ portés par des filiales d'E.ON doivent être soumis au Groupe (pas de décision locale). En fonction de l'importance du projet, la décision finale appartient soit au directoire d'E.ON Energie A.G., soit au Conseil de surveillance.

■ Les instances dirigeantes d'E.ON effectuent les arbitrages entre les différents projets à l'échelle du Groupe. Ces projets sont mis en concurrence dans le cadre d'une enveloppe financière limitée.

■ La France n'est-elle pas particulièrement touchée par les objectifs de réduction des investissements du Groupe E.ON ?



Principes généraux d'évaluation des projets : des critères économiques mais aussi stratégiques

La procédure d'évaluation des projets s'attache particulièrement aux critères suivants :

- L'investissement doit être en adéquation avec les objectifs stratégiques du Groupe.
- L'investissement doit présenter un profil risques/opportunités équilibré.
- L'évaluation économique du projet doit remplir les critères du Groupe :
 - > La valeur actuelle nette (VAN) doit être positive compte tenu du coût du capital,
 - > Le coût du capital est spécifique à la région et à la nature des activités,
 - > Le calcul économique doit couvrir la durée de vie du projet et tenir compte de la fiscalité,
 - > Les prix sont déterminés par référence au marché. Si le marché à terme n'offre pas d'échéance suffisamment longue pour couvrir la durée de vie du projet, les prix de marché sont estimés sur la base d'un modèle de long terme.
 - > Les objectifs de TRI (Taux de Rentabilité Interne) sont généralement compris entre 7 % et 8 %



La valorisation économique des projets de CCGT

Données de marché :

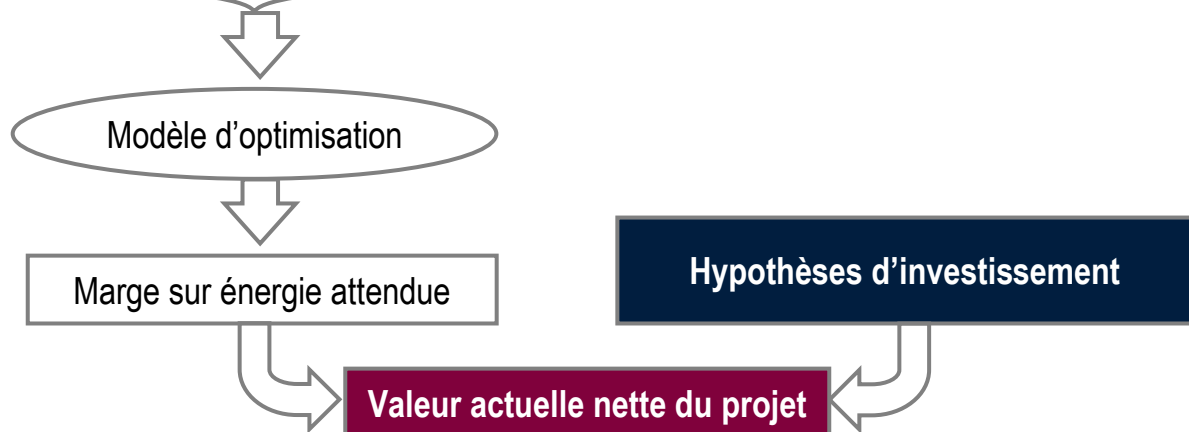
- Électricité : courbe horaire
- Gaz : courbe mensuelle
- CO2 : Valeurs annuelles

Caractéristiques des approvisionnements en gaz :

- Take or Pay journalier
- Gestion de l'excédent ou du déficit de gaz par rapport au Take or Pay
- Contraintes de stockage (Capacité totale, débit de soutirage, tunnel)

Contraintes techniques d'un CCGT :

- Rendement : dégradation au MT, avec la durée de vie de la tranche
- Puissance disponible : variation saisonnière et dégradation annuelle
- Démarrage : limitation annuelle, coût fixe par démarrage, consommation suivant le type (chaud ou froid)



La construction des données de marché

- Les données de marché font partie des « inputs » du modèle de simulation de la marge sur énergie.
- Les données relatives à l'offre et à la demande ont été fournies par la SNET aux économistes allemands d'E.ON. Ces données permettent de déterminer des courbes de prix (gaz, électricité, CO₂).
- Les données de références sont celles communiquées par RTE dans son Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (qui sert aussi à l'élaboration de la Programmation Pluriannuelle des Investissements ou PPI).
- Données relatives à l'offre :
 - > RTE fait état de 22 demandes de raccordement de CCGT acceptées..
 - > ... et de 7 projets probables. La SNET a retenu uniquement ces 7 projets dans ses hypothèses d'évolution de l'offre.
 - > 8 tranches CCGT (d'environ 400 MW chacune) sont aujourd'hui en cours de construction (2 pour la SNET à CEH, 2 à Fos et Montoir pour GDF Suez, 2 pour EDF à Blenod et Martigues, 1 pour Poweo à Pont sur Sambre et 1 pour Atel / Alpic à Bayet).
 - > La PPI estime que le marché français peut recevoir 10 CCGT.



Les hypothèses techniques du projet : l'exemple d'Hornaing

Puissance :

Puissance Brute	434,0 MW
Puissance Nette	423,0 MW
Puissance Min Tech	254,6 MW

Courbe de dégradation moyenne de la puissance et du rendement prévue sur la durée de vie de la tranche.

Rendement :

Rendement à Max Tech	57,86%
Rendement à Min Tech	54,74%

Variation saisonnière de la Pmax (influence des températures)

Émission de CO2 : 0,375 Tm/MWh

Service Système

7 %

(Réduction de la Puissance Max et augmentation de la Puissance Min pour la réserver au RTE)

Consommation démarrage :

- chaud	356 MWh
- froid	733 MWh

Coût d'un démarrage : 16 660 €



Les hypothèses d'investissement (exemple d'Hornaing)

Contrat EPC	244 435
Chaudière de récupération	34 125
Connexion électrique RTE	4 421
Connexion Gaz	22 481
Travaux pris en charge par SNET	13 500
Démolitions	2 627
Pièces de Rechange contrat LTSA	6 650
Études, Développement du projet, Autres	3 063
Investissement k€	331 302



Outre le calcul économique, des aspects qualitatifs sont aussi pris en compte

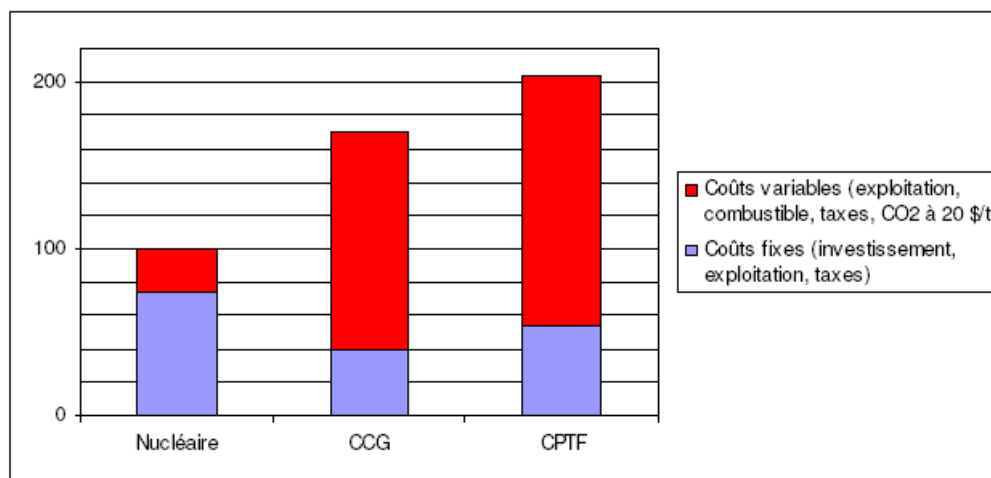
- Faisabilité technique : risques de construction, difficultés de raccordement aux réseaux, etc.
- Obtention des autorisations.
- Approvisionnements en combustibles : concurrence, flexibilité, stockage, etc.
- Environnement juridique.
- Dynamique du marché, ouverture, positionnement des concurrents, etc.



Des raisons économiques sont invoquées pour l'annulation du projet de CCGT de Gardanne

- Le projet n'est pas pénalisé par le niveau de prix du gaz, qui est relativement homogène pour tous les sites (tarif STS de GDF SUEZ).
- Le coût du raccordement au réseau de GRTgaz est plus élevé que sur les autres sites (surcoût évoqué de l'ordre de 10 à 20 M€), mais ce coût d'investissement influe relativement peu sur l'économie du projet. En effet, les coûts variables sont prépondérants (v. ci-dessous) et le niveau des coûts fixes n'est pas le plus déterminant.
- Le handicap le plus lourd du site de Gardanne serait lié à la modulation des approvisionnements en gaz, plus onéreuse que pour les sites situés à proximité des points d'entrée sur le réseau ou des stockages.

Structure du coût complet du MWh pour un fonctionnement en base (source : DGEC)



Annulation du projet de Gardanne : un coût de l'ordre de 1,3 M€

- Au plan comptable, l'annulation du projet se traduit par les mouvements suivants :
 - > Les montants qui avaient été enregistrés en immobilisations sont soustraits de l'actif...
 - > ... et passés en charges au compte de résultat.

- Les sommes ainsi perdues sont de l'ordre de 1,3 M€. La majeure partie de ce montant est liée aux coûts de raccordement aux réseaux de RTE et GRTgaz :
 - > Dès lors que l'autorisation de raccordement est délivrée, l'entreprise doit verser aux gestionnaires des réseaux de transport une garantie de 10%.

 - > En cas d'annulation du projet, quid des coûts engagés par les GRT pour réaliser les raccordements ?

- Nota : le coût des investissements engagés pour les projets CCGT s'élève à :
 - > EH 7 et 8 : 480 M€
 - > Hornaing 4 : 24 M€
 - > Lucy 4 : 6 M€
 - > Marsillon : 2,8 M€
 - > Gardanne : 1,3 M€



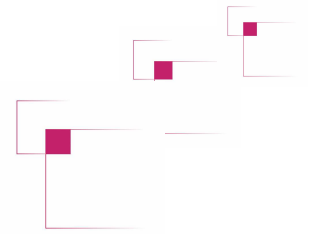
- Au plan économique, les critères appliqués par E.ON ne diffèrent pas beaucoup de ceux d'Endesa (TRI entre 7 % et 8 %).
- Endesa n'appliquait pas formellement un processus de décision en 2 étapes comparable à celui d'E.ON. Mais en pratique, les équipes financières de Madrid pratiquaient aussi des arbitrages sous contrainte financière entre les différents projets présentés à l'échelle Groupe.
- Le plan industriel a été construit sur des hypothèses économiques antérieures à la crise économique. ***A priori, l'argument de la crise ne peut donc pas être suffisant pour justifier la modification du plan industriel de la SNET par E.ON.***
- Selon la direction de la SNET, le benchmark des sites n'est pas pris en compte dans l'évaluation des projets et la mise au point du plan industriel.



... et questions complémentaires

- Le « climat social » sur les sites fait-il partie des critères qualitatifs d'évaluation des projets ?
- Les critères de rentabilité d'un investissement de croissance externe tel que l'acquisition de la SNET ne devraient-ils pas être moins rigoureux s'agissant d'un investissement considéré comme « stratégique », sachant que :
 - > « Le marché français offre pour E.ON une réelle opportunité de croissance » (Doc CCE du 25 mars 2009).
 - > « Partout où le Groupe E.ON est présent, son objectif est d'occuper une part importante du marché » (Doc CCE du 25 mars 2009).
- Ne pourrait-on adosser les projets de CCGT à des contrats de long terme du type de ceux existant avec EDF ou Sorégies ? Ceci ne serait-il pas de nature à sécuriser ces projets au plan économique et à faciliter leur acceptation par le Groupe ? Cette possibilité est-elle recherchée ?
- Le report des projets CCGT n'est-il pas susceptible de conduire à terme à une annulation des permis de construire ?

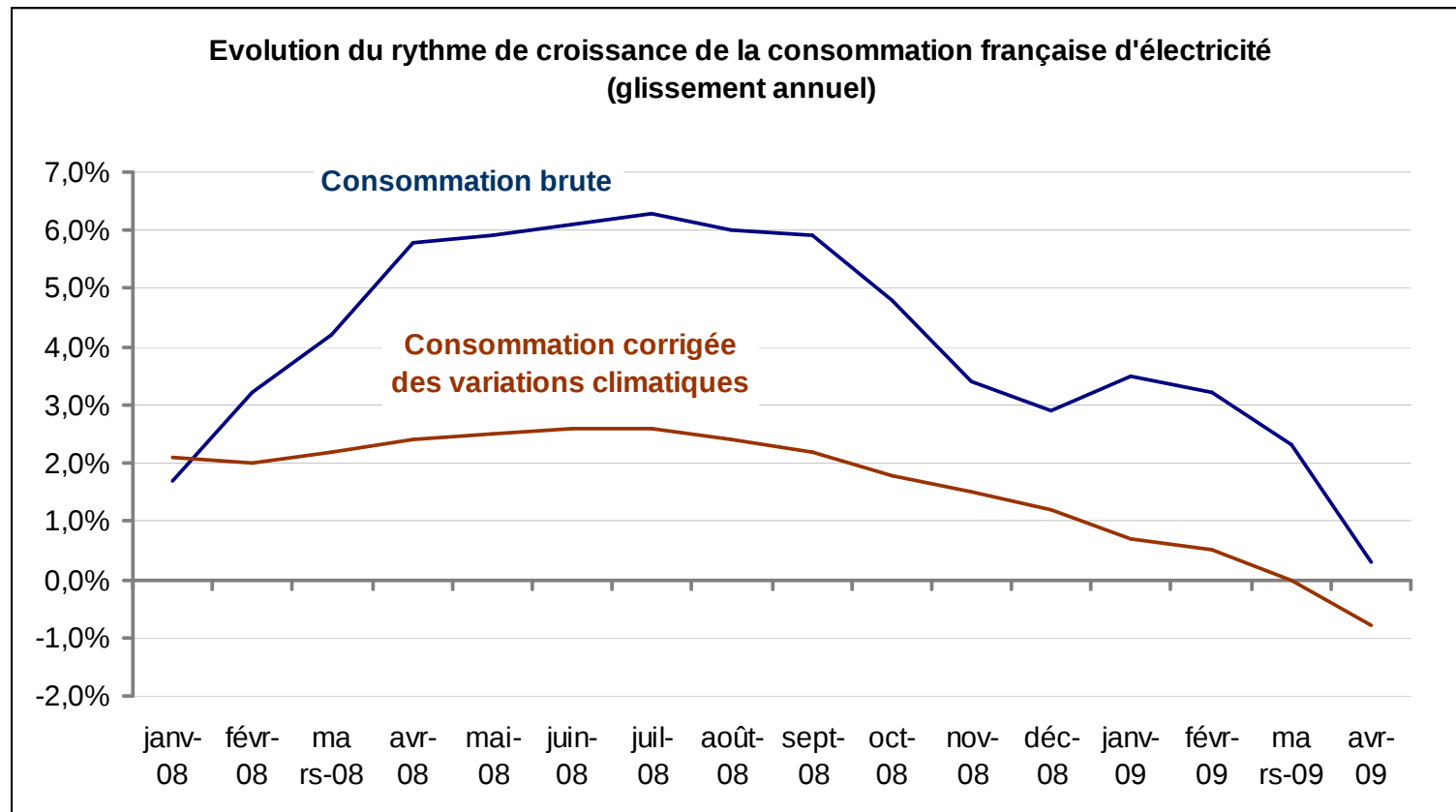




La crise économique remet-elle en cause les perspectives de développement de la SNET ?



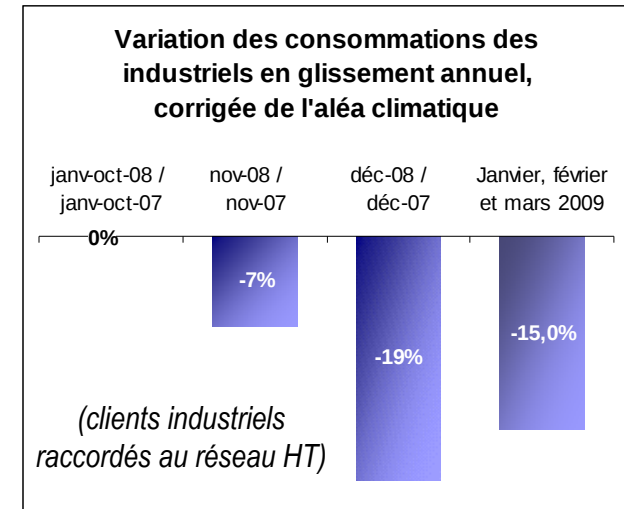
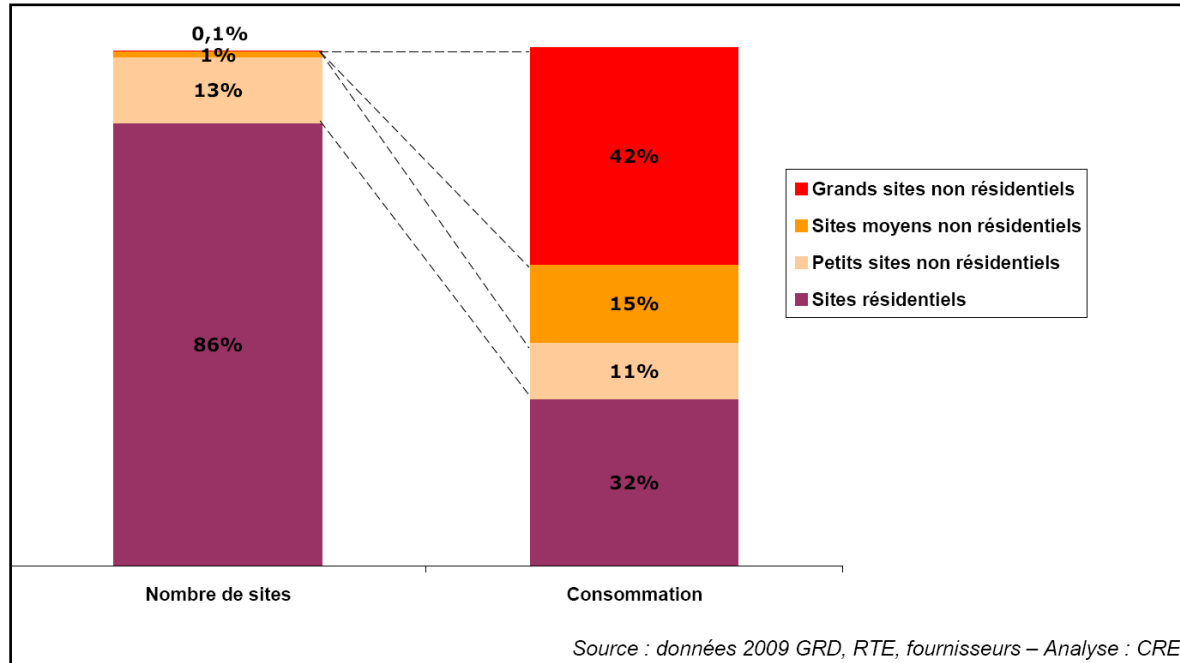
Croissance ralentie de la consommation française d'électricité (à climat moyen) depuis mi-2008, et véritable baisse en mars et avril 2009



D'après des données RTE



Cette baisse est liée à la chute de la demande des industriels



D'après des données RTE

- Les clients industriels et les grands sites tertiaires représentent autour de 57% des volumes de consommation d'électricité en France.
- La consommation des grands industriels a fortement baissé depuis novembre 2008.
- En revanche, la consommation des clients particuliers est peu affectée par la crise économique.

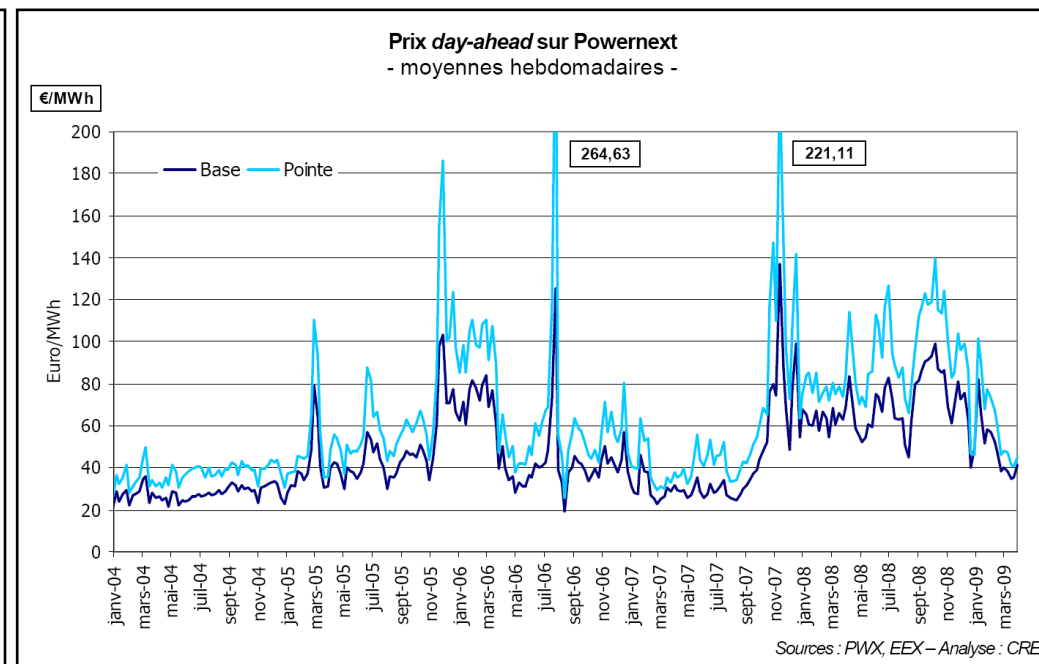
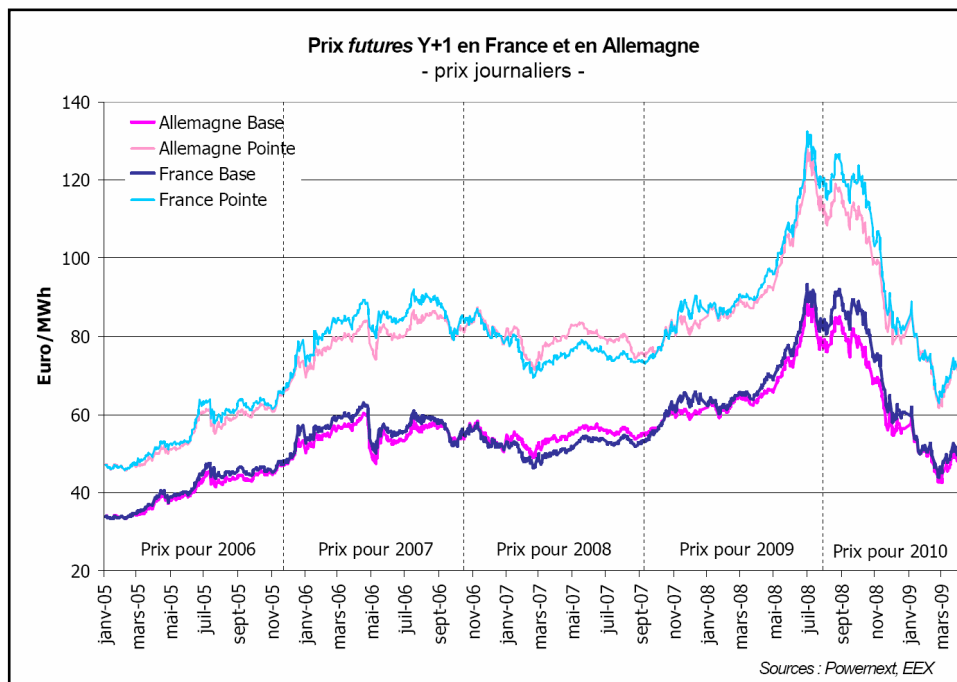


La dynamique de la demande en pointe n'est pas affectée par la crise

- Selon RTE, une part importante des nouveaux besoins de moyens de production est liée non pas à la croissance de la demande globale (en volume), mais à « *l'accélération de la dynamique des consommations en pointe* ».
- Cette dynamique induit des besoins spécifiques en moyens de production de pointe et de semi-base.
- Cette dynamique est notamment liée au chauffage électrique. Elle n'est pas atténuée par la baisse de la consommation des grands industriels, au contraire (ces derniers consomment plutôt du « ruban »)



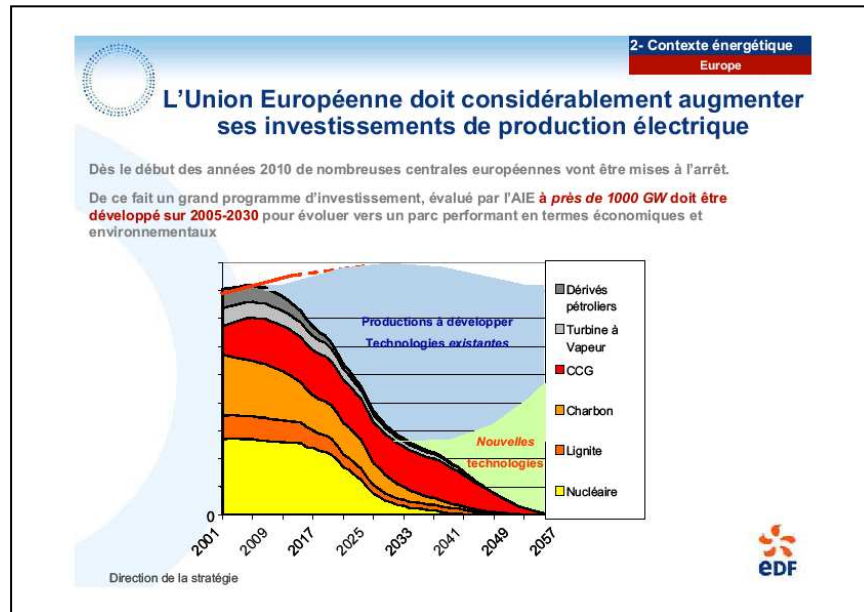
Les prix de l'électricité ont chuté depuis l'été 2008



- Après avoir atteint un pic au cours de l'été 2008, les prix de l'électricité sur les marchés de gros en France et en Allemagne ont chuté, sous l'effet de 2 facteurs :
 - > La baisse du prix du pétrole, qui se répercute sur le gaz naturel et sur l'électricité.
 - > La baisse de la demande des consommateurs industriels.



A long terme, les besoins d'investissement de production électrique restent considérables en Europe (1)



■ EDF, février 2009

AREVA

Conclusion

- ▶ La crise intervient avant la phase de financement des nouvelles centrales et son impact sera de ce fait limité
- ▶ Nucléaire : les décisions d'investissement s'appuient sur des tendances de fonds (démographie, peak oil, sécurité d'approvisionnement, réchauffement climatique) qui ne changent pas avec la crise
- ▶ Accélérer la relance du nucléaire en Europe peut contribuer à une sortie de crise plus rapide !

> Manuel BARTAUD - 20 Février 2008

■ AREVA, février 2009

« Je suis confiant car l'électricité est un bien vital. A terme, sa consommation va continuer à se développer : dans les pays émergents pour accompagner la croissance ; et dans les pays développés car les usages de l'électricité se multiplient. »

Pierre Gadonneix, PDG d'EDF (AG du 20 mai 2009)



A long terme, les besoins d'investissement de production électrique restent considérables en Europe (2)

Un monde en mutation...

GDF SUEZ

Refonte du système bancaire et des marchés financiers

- Accès au crédit
- Hausse des primes de risque
- "Cash is key"...

Des scénarii de croissance macro-économiques revus à la baisse, y compris pour les BRIC*

Volatilité du prix des matières premières

Rôle des états et coopération internationale

- Finance, climat, énergie : des défis mondiaux
- Quelle(s) régulation(s) pour une croissance durable ?

* BRIC : Brésil, Russie, Inde et Chine

Investor Day GDF SUEZ - 26 novembre 2008

3

...des défis énergétiques inchangés

GDF SUEZ

- Croissance de la demande en énergie
- Infrastructures vieillissantes (notamment en Europe)
- Raréfaction des énergies fossiles
- Sécurité d'approvisionnement
- Changement climatique
- Libéralisation

Un rôle clé pour les leaders du secteur

Investor Day GDF SUEZ - 26 novembre 2008

4

Why we believe that a recession would have only limited impact on electricity consumption

Historical evidence

- > Correlation between fluctuations in real GDP and electricity consumption has historically been low in the EU-27. Significant, but less than one-for-one, relationship in the industry sector. → Slide 3
- > Since the beginning of the 1950s, the maximum annual decline of German electricity consumption has been 3.2%. This was in 1975 and due to the oil crisis, followed by a 2.6% decline in 1991 due to the collapse of huge parts of the Eastern German industry shortly after reunification. → Slide 4

Market sector considerations

- > More than 50% of electricity demand is attributable to the household and service sector and is nearly unaffected by the economic downturn. This portion has increased during the last decades, while the share accounted for by the industry has slightly decreased to 40%. → Slide 5
- > Within the industrial sector, a reduction of output will not translate into a proportional decline of power consumption as there are base load elements in demand, which are relatively independent of economic activity, e.g. electricity for administrative buildings (IT, lighting, etc.) and basic functions in factories. We expect that in most energy intensive industries electricity demand will decrease by no more than ten percent in 2009. → Slide 6
- > Big industrial companies run their own power plants. These plants are economically feasible only because they generate heat for production processes or burn residual materials. If production declines, these power plants are more affected than plants covering public demand. → Slide 7

Expected growth from Central Eastern Europe

- > Substantial growth potential in terms of GDP and an expected increase in electricity consumption per capita will help at least stabilize, if not increase, power demand in the coming years. → Slides 8 & 9

RWE
The energy to lead

Briefing note on electricity demand

PAGE 2

■ RWE, janvier 2009

■ GDF SUEZ, novembre 2008



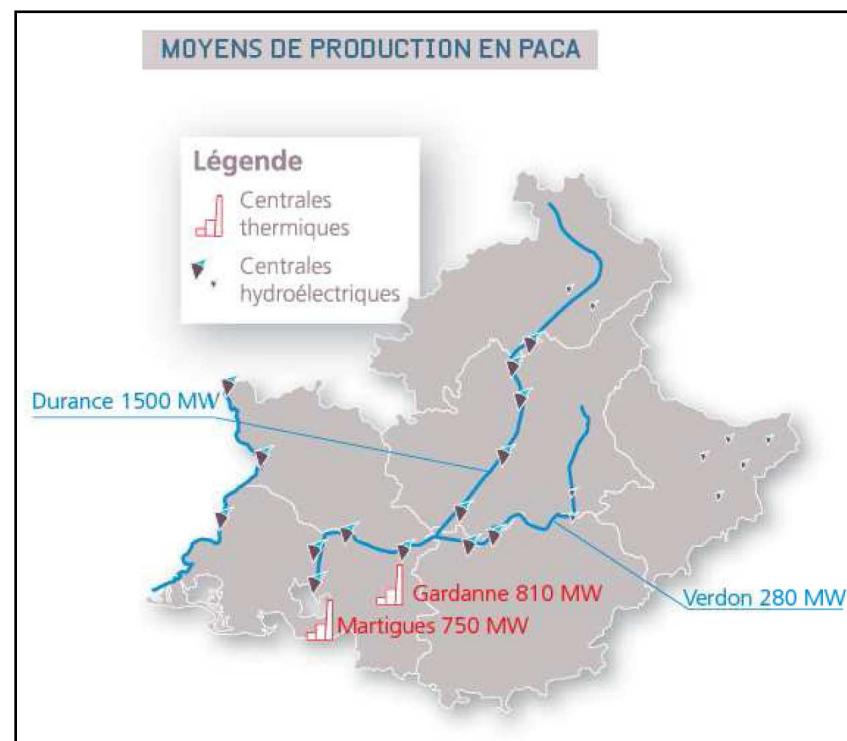
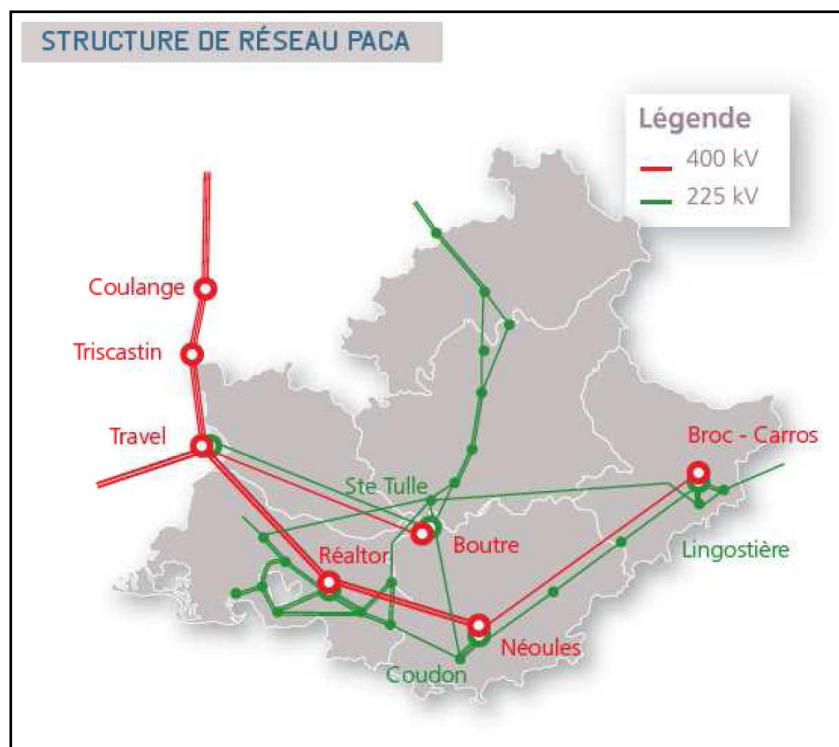
Le point de vue de RTE sur les besoins de nouveaux moyens de production en France : « *un enjeu de renouvellement significatif* »

« ...on peut également attirer l'attention au-delà des cinq prochaines années sur l'arrêt massif entre 2013 et fin 2015 de la plupart des centrales thermiques classiques dont l'exploitation ne sera plus conforme aux exigences environnementales. C'est un enjeu de renouvellement significatif en France et plus généralement en Europe. Dans un contexte de tension sur la fourniture des équipements et d'allongement des délais administratifs et techniques, tous les acteurs européens auront à anticiper leurs investissements en production et à gérer cette transition. »

Actualisation du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France à l'horizon 2013, édition 2008.



Équilibre du système électrique : le cas de la région PACA



- Congestion chronique sur les lignes Tavel-Réaltor et risque de délestage

- Des moyens de production insuffisants



Le projet de CCCG de Gardanne ne présentait-il pas un fort intérêt pour l'équilibre du système électrique en région PACA ?

I. Dans l'ouest de la région Paca

La zone industrielle de Fos – étang de Berre présente de nombreux atouts pour le développement de moyens de production d'électricité, en termes de disponibilité foncière et de support logistique. L'existence d'un terminal méthanier, bientôt renforcé par un second dont la mise en service est prévue début 2008, a suscité l'émergence de plusieurs projets de production au gaz. Un premier CCG est en cours de réalisation sur les terrains du port autonome, un autre devant probablement suivre à brève échéance. Le projet de remplacement de la centrale de Martigues a déjà été évoqué plus haut et d'autres projets sont à l'étude.

Sous réserve d'une durée de fonctionnement significative, ces projets sont de nature à soulager durablement la charge des lignes Tavel – Réaltor. En revanche, ils ne modifient en rien la fragilité de l'alimentation électrique de l'est de la région. Enfin, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle usine d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifieront profondément les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2007.

La crise peut aussi produire des effets favorables pour la SNET : vers une baisse des coûts des contrats EPC ?

- Les contrats EPC (engineering, procurement, construction) avec les fournisseurs des centrales (Alstom, Siemens, General Electric ...) représentent les $\frac{3}{4}$ des coûts d'investissement.
- Avant l'éclatement de la crise, le coût des contrats ont connu une ascension forte et constante. Mais depuis l'éclatement de la crise, les prix ont cessé d'augmenter.
- Selon votre direction, la baisse n'est pas encore sensible mais elle devrait se matérialiser dans les prochains mois. Pour l'heure, les carnets de commande des constructeurs de turbines restent remplis, et la crise se manifeste d'abord par un raccourcissement des délais de livraison.
- Les coûts d'investissement peuvent varier à la baisse. Exemple :
 - > Les coûts d'investissement pour Emile Huchet pourraient atteindre 470 M€ (EPC et autres coûts).
 - > Pour Hornaing, le dernier chiffrage est sensiblement inférieur (montant confidentiel).



La crise n'est-elle pas le moment le plus propice pour préparer la conquête du marché français ?

- La crise se traduira probablement par un décalage de la trajectoire de croissance de la demande à court-moyen terme ; mais elle ne remet pas en cause fondamentalement les immenses besoins en nouveaux moyens de production à long terme.
- Or, Il faut garder à l'esprit que les projets de CCGT ne peuvent être évalués que sur le long terme: la durée de construction des centrales est de 3 ans (au minimum) et leur durée de vie de 25 ans.
- Pour les énergéticiens européens, **la capacité de conquête des marchés dépend avant tout du parc de production d'électricité** : ceux qui investiront les premiers dans des moyens de production seront les mieux placés pour capter la demande.
- La concurrence sur ces marchés prend donc la forme de stratégies d'« investissements de préemption » ou de courses à l'investissement. En période de crise et de frilosité des concurrents, n'est-ce pas le moment d'investir (stratégie d'investissement « contracyclique ») ?
- On notera qu'aucun concurrent de la SNET n'a annulé de projet de CCGT. La montée de l'énergéticien Verbund au capital de Poweo rend même plus crédible qu'auparavant le plan industriel de Poweo.



Pour ne pas laisser se dégrader l'équilibre offre-demande ne faut-il pas dès aujourd'hui réaliser des investissements de « croissance organique » ?

- **En n'investissant pas aujourd'hui, les énergéticiens ne préparent-ils pas les pénuries de demain et les flambées de prix qui en résulteraient (modèle du « cycle de commodités ») ?**
- **N'y a-t-il pas une défaillance de l'initiative des groupes privés de l'énergie, qui par ailleurs se présentent volontiers comme les meilleurs garants de la sécurité d'approvisionnement ?**
- **Arbitrage entre « croissance organique » et « croissance externe » (acquisitions) :**
 - > La priorité donnée à la croissance externe consomme des masses de capitaux importantes, qui ne sont pas utilisés pour faire augmenter les capacités de production.
 - > La crise économique et le renforcement de la contrainte financière pesant sur les groupes européens de l'énergie pourrait (paradoxalement) susciter quelques opérations. Exemple : EDF, Enel et E.ON ont annoncé d'importants programmes de cessions d'actifs.
 - > **En modérant ses investissements dans de nouvelles centrales électriques, le groupe E.ON ne se réserve-t-il pas des marges de manœuvre financières pour être prêt à saisir des opportunités d'acquisition ?**



Ne peut-on pas « geler » le projet de Gardanne pour éviter une annulation définitive ?

En dépit des coûts de la modulation des approvisionnements gaziers (handicap qui n'avait pas été jugé rédhibitoire par Endesa), ne pouvait-on « geler » provisoirement le projet de CCGT de Gardanne, sachant que :

- > La période de turbulences qui s'est ouverte avec la crise n'est pas la plus propice pour arrêter des choix définitifs, car il n'y a plus de visibilité à moyen terme sur les variables de marché.
- > Des opportunités peuvent se présenter de faire baisser le coût d'investissement (contrats EPC...).
- > Ce projet générerait certes des coûts, mais il avait aussi une « valeur d'option ».
 - La perte liée à l'annulation du projet (autour de 1,3 millions d'euros) peut paraître modeste par rapport au coût total d'un tel projet ...
 - Mais la SNET n'a-t-elle pas surtout perdu une option stratégique ? En renonçant définitivement à cette option, E.ON perd une opportunité d'investissement, potentiellement au profit d'un concurrent.



Conclusion (1)

Les effets de la crise doivent être relativisés

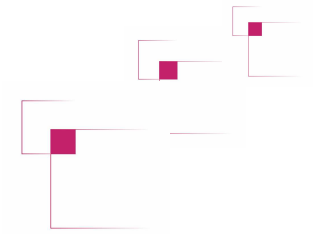
- Il faut relativiser les effets de la baisse de la demande consécutive à la crise :
 - > Les besoins d'investissement du système électrique sont liés avant tout à la nécessité de remplacer des centrales obsolètes ; la croissance de la demande n'est pas la seule cause.
 - > Au-delà de la baisse de la demande en volume, la forte dynamique de la demande en pointe crée des besoins en moyens de production de pointe et semi-base.
- La crise peut aussi produire des effets favorables à terme, notamment sur le coût des contrats EPC.
- Rappelons enfin que le projet de plan industriel a été construit sur des hypothèses qui ne tiennent pas compte de la crise (en particulier par référence au Bilan prévisionnel 2007 de RTE). La crise ne peut donc à elle seule justifier les choix industriels d'E.ON.



Paradoxalement, la crise n'est-elle pas le moment le plus propice pour investir ?

- La crise économique obscurcit les perspectives du marché à court-moyen terme. Le calcul économique qui préside aux décisions d'investissement est plus que jamais sujet à de forts aléas.
- Dans un tel contexte, ne vaut-il pas mieux privilégier des critères d'investissement plus robustes sur le long terme, sachant qu'un projet de CCGT couvre un horizon de près de 30 ans et que les perspectives d'équilibre offre / demande à moyen-long terme sont préoccupantes ?
- Ceci pourrait être souhaitable pour des raisons purement stratégiques (« préemption » des parts de marché face aux concurrents)...
- ... Et cela donnerait aussi davantage de cohérence au discours des grands énergéticiens européens, qui se présentent volontiers comme les garants de la sécurité d'approvisionnement.





Le changement de positionnement stratégique



E.ON et Endesa : deux approches différentes du marché français

ENDESA

Vision du marché français :

- > Un marché peu interconnecté avec l'Espagne.
- > Un marché fermé pour la production en base (parc nucléaire d'EDF), mais offrant des opportunités d'investissement dans la semi-base et la pointe

Une stratégie structurée avant tout par la valorisation du parc de production thermique :

- Investir dans des moyens de production en semi-base et pointe
- Adapter la politique commerciale en fonction des caractéristiques de l'outil de production.
- Investir de façon opportuniste dans les EnR.

E.ON

Vision du marché français :

- > Un marché bien interconnecté avec l'Allemagne, le Benelux, la Suisse (vision de la « plaque de cuivre » continentale)
- > Le Groupe vise une part de marché significative sur tous les marchés où il est présent
- > La France offre des opportunités d'investissement dans le thermique, le nucléaire et l'hydraulique.

Axes stratégiques:

- Faire jouer les synergies et les optimisations à l'échelle de la « plaque de cuivre » européenne
- S'appuyer sur un parc de génération diversifié :
 - > Être le n°3 en France de la production d'électricité et non plus le n°3 de la production thermique.
 - > Investir dans le nucléaire en tant que 2ème opérateur nucléaire en Europe, s'associer à EDF pour le développement de l'EPR.
 - > S'intéresser de près à la mise aux enchères prochaines des concessions hydrauliques.



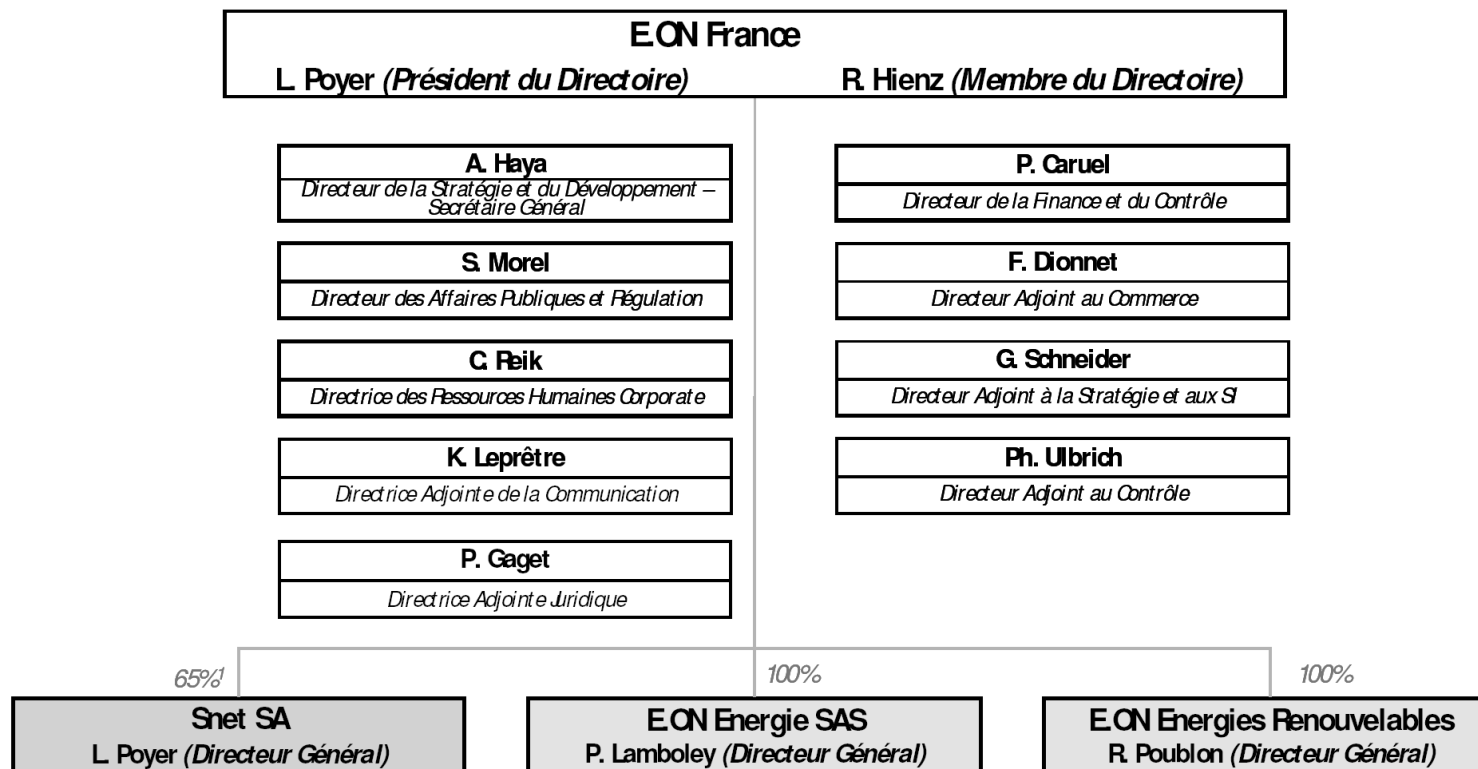
Ces approches stratégiques différentes ont un poids sur les choix industriels

- Le programme d'investissement dans des CCGT est-il revu à la baisse afin de dégager des ressources pour d'autres moyens de production ?
 - > Cf. le document CCE du 25 mars ; pour justifier la révision du plan industriel de 2005, le document conclut : « *La SNET se voyait donc exposée à un risque de surcapacité CCGT et à un manque de diversification, alors qu'E.ON France souhaite développer un portefeuille d'actifs de génération plus équilibré* ».

- Les objectifs de diversification de l'outil industriel :
 - > Nucléaire : E.ON semble en bonne voie pour être associé à EDF pour le projet de 2^e EPR à Penly.
 - > Hydraulique : E.ON semble plus focalisé qu'Endesa sur le renouvellement des concessions.
 - > EnR : E.ON favorise les projets « géants ». Mais de ce point de vue, la France ne semble pas offrir un fort potentiel (malgré des conditions naturelles très favorables).



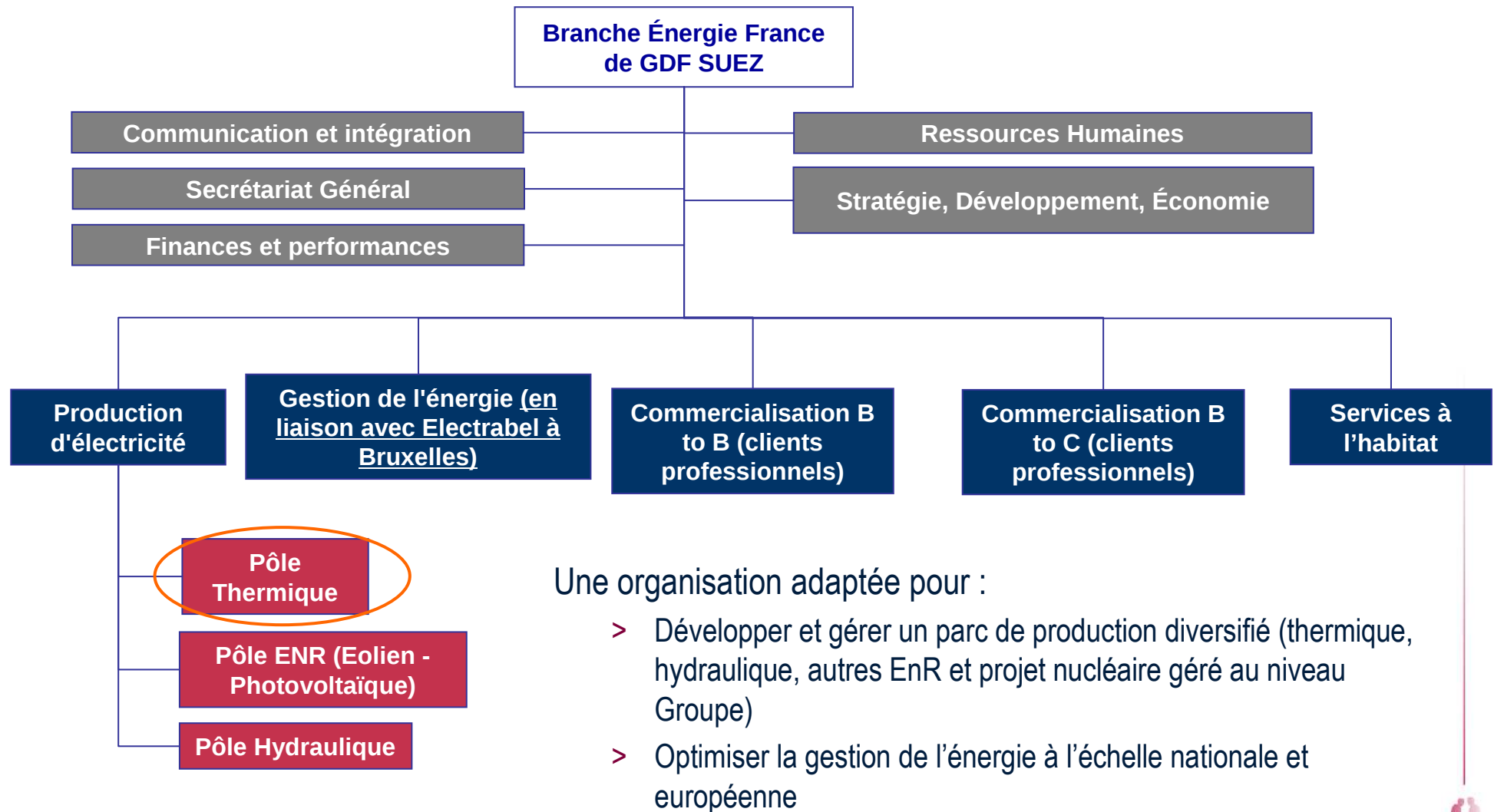
L'organisation d'E.ON France montre que le Groupe entend déployer ses activités en France à travers d'autres véhicules que la SNET



- La SNET est la principale entité d'E.ON en France, mais elle a été placée sous une structure de tête (E.ON France).
- Cette organisation semble attester que la SNET devrait être une entité opérationnelle du Groupe parmi d'autres.



Une « étude de cas » : la Branche Énergie France de GDF-Suez



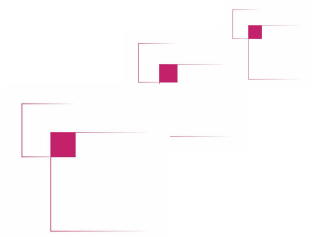
Quelle sera la place de la SNET dans la future organisation d'E.ON en France ?

- L'analogie avec l'organisation de GDF SUEZ est forcément limitée, les deux Groupes ayant des actifs et des positions de marché très différents en France.
- On peut néanmoins noter les faits suivants :
 - > E.ON investit directement dans les EnR en France sans confier ces projets à la SNET. Le transfert des actifs éoliens de la SNET vers E.ON Energies Renouvelables (contribuant à continuer à vider la SNET de ses activités) n'est pas à écarter.
 - > La direction de la SNET n'a pas pu nous indiquer si les réponses aux appels d'offres pour le renouvellement des concessions hydrauliques seraient soumises par la SNET ou par une autre entité.
 - > La SNET centralise ses activités de trading à l'échelle européenne, en Allemagne. Une partie de l'activité de gestion de l'énergie de la SNET sera donc transférée au Groupe.



- La révision du programme industriel de 2005 ne peut pas être analysée seulement à travers le prisme du calcul économique ; elle révèle aussi un changement de perspective stratégique.
- Au-delà du sort qui sera fait au programme industriel, ce changement de stratégie entraîne des choix d'organisation différents et pose une question majeure : quelle sera à l'avenir la place de la SNET dans l'organisation d'E.ON en France ?





Les impacts sur l'emploi



Une démarche RH centrée sur l'opportunité que représente l'important potentiel de départs en retraite

La fermeture des tranches charbon et le nouveau projet industriel pourraient avoir des impacts significatifs sur l'emploi :

- Justifiés par la fermeture des tranches charbon impactées par les contraintes réglementaires, et par le plus faible contenu en emplois des nouvelles tranches (essentiellement CCGT)
- Il est surtout évoqué l'objectif **de tirer parti des nombreux départs en retraite** prévus à court / moyen terme, de **favoriser les mobilités** et d'envisager éventuellement des **départs volontaires**, le tout, dans le cadre du lancement de **négociations sur la GPEC**
- La démarche apparaît ainsi essentiellement centrée sur l'opportunité que représente le déséquilibre de la pyramide et les nombreuses possibilités de départs en inactivité



Des analyses sur les départs en retraite... biaisées par la notion de volontariat ?

Ouverture des droits à la retraite : Prévisions 2010-2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total	Effectif IEG 2008	%
CEH	65	25	23	27	32	33	205	331	62 %
Hornaing	8	2	4	3	14	3	34	85	40 %
Lucy	2	2	2	1	4	4	15	69	22 %
Provence	17	6	7	10	9	6	55	169	33 %
Cerchar	4	3	3	0	0	1	11	22	50 %
Rueil	10	2	2	5	2	3	24	112	21 %
Total	106	40	41	46	61	50	344	788	44 %
Cumul	106	146	187	233	294	344			

- **L'analyse des dates d'ouverture des droits à la retraite** (dans le cadre de la récente réforme des retraites, cf. ci-après) est basée sur :
 - > Une ouverture des droits à 60 ans pour un agent sédentaire
 - > En cas de service actif (service continu par exemple), une ouverture des droits entre 55 ans (100 % de service actif) et 60 ans (0 %)
 - > Des premiers départs à partir du 01/01/2010
- **Elle ne tient en revanche pas compte des souhaits de départ effectif des salariés**, sachant que **les agents sont incités à travailler jusqu'à 65 ans** (système de sur-cote)
 - > Si une campagne d'information a été lancée sur le thème des retraites et un outil de simulation (OSCAR) a été mis en place, et si le plan industriel est susceptible de faire évoluer les souhaits de départs, aucune simulation n'a été réalisée (sur la base d'une enquête sur les intentions réelles du personnel)
 - > **La notion de volontariat quant aux dates de départ en inactivité n'introduit-elle pas un biais dans les analyses ?**



Une réforme des retraites IEG...

Les principales dispositions du second décret (qui reprend les dispositions du premier décret du 22 janvier 2008 et les conclusions des travaux de la branche IEG au cours du 1er trimestre 2008), sont les suivantes :

- **La durée de cotisation** augmente progressivement à compter du 1er juillet 2008 au rythme d'un trimestre par semestre pour atteindre 40 ans (160 trimestres) au 1er décembre 2012.
- **Un système de décote** progressive est mis en place à partir du 1er juillet 2010; **un dispositif de sur-cote** est instauré dès l'entrée en vigueur de la réforme pour ceux qui poursuivent leur activité au-delà de 60 ans.
- **Les bonifications, pour services actifs et insalubres**, sont maintenues pour les personnes recrutées avant le 1er janvier 2009.
- A compter du 1er janvier 2009, **les pensions sont revalorisées** en fonction de l'évolution des prix.
- **Le rachat d'années d'études**, dans la limite de 12 trimestres (3 ans), est possible. Le barème définissant les modalités de ces rachats est fixé par arrêté.
- **La durée minimale d'affiliation** au régime spécial de retraite des IEG est désormais fixée à 1 an contre 15 ans aujourd'hui.
- Une **condition de 15 ans de services ou d'ancienneté est maintenue pour bénéficier de certaines anticipations** ou de certaines prestations.
- **Au titre des enfants nés avant le 1er juillet 2008**, et sous réserve d'avoir interrompu leur activité pendant deux mois au moment de l'arrivée de chacun des enfants, les anticipations de départ et les bonifications de services correspondantes sont maintenues pour les femmes et étendues aux hommes.



...qui incite à travailler au delà de 60 ans

- **Au titre des enfants nés à compter du 1er juillet 2008**, les agents bénéficieront d'une validation gratuite de l'interruption ou de la réduction d'activité pour élever un enfant.
- **Le départ anticipé à la retraite au titre de 3 enfants** est ouvert aux hommes, dans les mêmes conditions que pour les mères de famille, sous la condition d'interruption totale d'activité de deux mois.
- **Les possibilités de départ anticipé au titre du conjoint retraité** sont étendues aux agents masculins mais s'éteindront progressivement.
- **La pension de réversion** est versée dans les mêmes conditions pour les hommes et les femmes, sans conditions de ressources, ni d'âge.
- **Un minimum de pension de vieillesse** est instauré pour les personnes dont les ressources totales sont inférieures à 1,6 fois le SMIC pour un couple et 1 fois le SMIC pour une personne seule. Ainsi, les pensions de droit direct et de réversion ne pourront pas, au 1er juillet 2008, être inférieures à un montant brut par mois de 800 euros pour une durée de services de 15 ans, 900 euros pour une durée de services de 30 ans, 1 000 euros pour une durée de services de 35 ans.
- Le décret comprend en outre des **dispositions complémentaires pour les personnes en situation de handicap et les invalides**.



Une évaluation du nombre de mobilités à organiser...

Site	Effectif fin 2008	Date d'ouverture des droits à la retraite entre 2010 et 2015	%	Hypothèses de travail : Fermetures de tranches	Postes impactés par les fermetures de tranches sans CCGT	Mobilités inter-sites à organiser sans CCGT	Mobilités inter-sites à organiser avec CCGT
Hornaing	85	34	40 %	2012 Hornaing 3	85	51	De 16 à 51
Lucy	71	15	21 %	2013 Lucy 3	71	56	De 21 à 56
CEH dont CEH 5	331 33	205 18	62 % 55 %	2012 CEH 5	81		
Provence dont Provence 4	169 29	55 10	33 % 34 %	2012 Provence 4	65	55 ou 10 ??	De 10 à 55
CERCHAR	22	11	50 %				
Rueil	112	24	21 %				
Total	790	344	44 %		302	162 ou 117 ?	De 47 à 162

Source : Document du 7 mai 2009 sur la « Poursuite de la GPEC chez SNET »

- Des taux de personnels concernés par l'ouverture des droits à la retraite allant de 21 % sur Lucy et Rueil (personnel relativement jeune, recrutements récents) à 62 % sur Emile Huchet (pyramide des âges la plus déséquilibrée, avec 65 départs dès 2010), CEH étant ainsi considéré comme le site d'accueil
- Des principes de calcul du nombre de mobilités à organiser basés sur :
 - > Un effectif cible pour les tranches CCGT de 35 personnes
 - > Un taux « convertibilité » du personnel aux groupes gaz ciblé à 50 %, à partir d'un « peignage » des effectifs site par site
 - > Des critères de « convertibilité » des agents basés sur le volontariat, ainsi que sur le profil de compétences (minimum bac +2 ou bon parcours professionnel). Mais aussi sur le comportement des agents (motivation, adhésion aux valeurs du Groupe...?) ?
 - > L'utilisation de moyens de flexibilité en matière RH tels que l'internalisation / externalisation, l'intérim ou les heures supplémentaires



...basée sur des critères discutables (négociables ?) (1)

Des principes de calcul du nombre de mobilités qui appellent des remarques :

- **L'effectif cible des groupes gaz à 35 personnes** (45 agents pour 2 tranches), fondé sur un benchmark des sites, **est-il suffisant ? Ne peut-il être revu à la hausse en cas de réinternalisation de certaines activités** (maintenance par exemple...) ?
- **Le « taux de convertibilité » de 50 % du personnel aux techniques CCGT ne pourrait-il pas être plus ambitieux**, à travers par exemple un accroissement des efforts de formation ?
- **Quelle prise en compte des besoins de compétences liés aux fermetures des sites ?**
- **Quel impact de ce plan sur le site de Rueil et le CERCHAR ?**
 - > **Une réorganisation du CERCHAR est envisagée**, à travers la création du CAPI (Centre d'Appui à la Production et à l'Ingénierie), dont une partie des ressources serait rattachée au soutien à la Direction des Opérations (support à la production, contrôle qualité et environnement, et gestion des indicateurs de production) et l'autre partie à la Direction de l'Ingénierie (accompagnement des projets, notamment de CCGT)
 - > **Mais la chute potentielle des effectifs de la SNET n'est-elle pas susceptible de conduire à une baisse ciblée, plus ou moins proportionnelle, des fonctions support et du centre de recherches ?**



...basée sur des critères discutables (négociables ?) (2)

- Les critères de « convertibilité » des agents devraient être basés notamment sur le volontariat. Mais une utilisation prépondérante des critères de compétence professionnelle et de comportement ne conduirait-elle pas à un « écrémage » ciblé du personnel, contraire à l'esprit de la réglementation en matière de **plan sociaux** (auquel peut s'apparenter l'opération de « GPEC » envisagée à l'occasion du nouveau plan industriel) ?
- Notons que la **pratique en matière de plans sociaux** est de tenir compte de critères d'âge et de situation de famille (nombre d'enfants à charge...)...
- D'une façon générale, l'un des objectifs de cette opération n'est-il pas aussi le renouvellement du **personnel de la SNET** (rajeunissement de l'effectif, évolution de la culture d'entreprise, notamment en termes de rapports de force et de conflits sociaux...) ?
- Ces importants départs de compétences potentiels ne pourraient-ils pas être préjudiciables en cas d'un regain d'intérêt pour les technologies charbon ?



Quelles solutions en cas de refus de mobilité ?

■ L'objectif affiché est de regrouper les départs en inactivité sur la période 2012 / 2013 :

- > En retardant les départs possibles entre 2010 et 2011
- > En avançant les départs au delà de 2013
- > **A travers des incitations financières (« préretraite maison », primes et aides à la mobilité, en particulier vers CEH..., à négocier avec les représentants du personnel)**

■ Mais quelles solutions envisagées en cas de refus de mobilité ?

- > Dans un contexte de relativement faible aptitude à la mobilité du personnel concernant des sites éloignés géographiquement...
- > ...et de contraintes associées à la « barrière de la langue » en ce qui concerne les mobilités Groupe E.ON
- > **Départs négociés ? Licenciements économiques ?** En précisant que le statut des IEG est muet sur la question, et qu'il ne garantit pas la sécurité d'emploi des agents (même s'il est vrai que les licenciements économiques ont été quasi inexistants depuis la création du statut). On peut toutefois penser que **les départs négociés seront largement privilégiés.**



Des enjeux essentiels d'implication des IRP et de qualité du dialogue et de la négociation

- On soulignera l'engagement de la Direction « **de se comporter en entreprise responsable, en anticipant au plus tôt les contraintes** afin de se donner les moyens de trouver les meilleures solutions possibles, dans le cadre d'un **dialogue social constructif** permettant d'identifier une solution pour chacun, dans **l'intérêt des salariés et de l'entreprise** », à travers l'ouverture « **d'une concertation approfondie sur la gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences (GPEC) dès avril 2009** » Document du CCE du 25 mars 2009

- Dans un contexte :
 - > Où l'arrêt des projets gaz peut, à certains égards, être considéré comme contraire à l'objectif de pérennisation des sites industriels du pacte charbonnier signé par l'Etat en 1994...?

 - > Où les salariés ont été soumis à rude épreuve avec la succession des périodes d'incertitudes face aux évolutions de l'actionnariat, et de plans d'optimisation, de réorganisation, d'économies et de réduction d'effectifs (avec des impacts significatifs sur les conditions de travail)...

- ...les enjeux d'implication des représentants du personnel, de qualité du dialogue et de la négociation apparaissent primordiaux



- La révision du programme industriel ne peut pas être analysée seulement à travers le prisme de la crise économique et des contraintes financières d'E.ON ; elle révèle aussi un changement de perspective stratégique.
- Les fondamentaux du secteur électrique français incitent pourtant à la réalisation d'importants investissements de production
- Des impacts potentiels très importants sur l'emploi à la SNET : une évaluation du nombre de mobilités à organiser basée sur des critères contestables (négociables ?)
- Des enjeux primordiaux d'implication des représentants du personnel, de qualité du dialogue et de la négociation

