

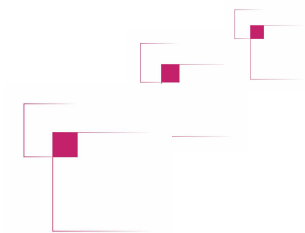
SNET

Analyse des comptes 2008 et du budget 2009

CCE Octobre 2009



- Les exercices 2008 et 2009 sont marqués par une série d'enjeux et d'interrogations, **concernant notamment :**
 - > Les impacts pour la SNET de la crise économique et de la réorganisation du marché de l'électricité
 - > L'évolution des contrats avec EDF et Sorégies
 - > L'intégration de la SNET avec toutes ses spécificités au sein d'un Groupe de la taille d'E.ON
 - > Le nouveau plan industriel et ses conséquences pour l'avenir de l'entreprise et son personnel
 - > La mise en place d'une GPEC de grande envergure
 - > Les évolutions au sein de la branche IEG...
- Le présent rapport, qui fait suite à une mission de droit d'alerte présentée en juin 2009, a pour objet d'examiner les résultats de la SNET en 2008 et au budget 2009, **d'analyser les perspectives économiques de l'entreprise et d'évaluer ses conséquences pour le collectif de travail, à la lumière, notamment, de ces divers éléments.**

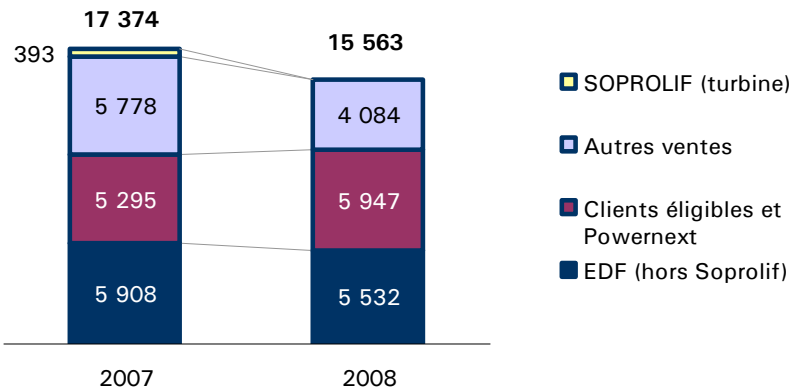


Les comptes 2008 : la performance
d'exploitation est restée solide, les
amortissements dérogatoires ont grevé
artificiellement le résultat net

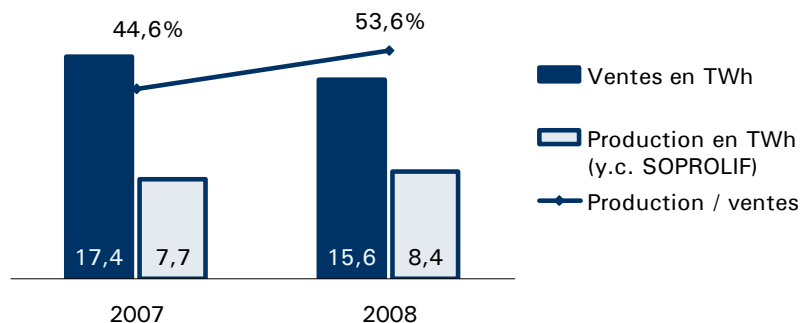


Un volume d'activité globalement en baisse en 2008, mais une progression sur le segment des clients éligibles

Evolution des ventes d'électricité
entre 2007 et 2008, en GWh



Evolution du taux de couverture
production / ventes



■ Le volume de vente d'électricité a baissé de 10% entre 2007 et 2008.

> Les volumes de vente à EDF ont baissé de 6% (appels moins importants en fin d'année. Le prix de l'électricité ainsi que l'API2 ont fortement baissé en fin d'année ; le prix d'exercice du contrat EDF étant basé sur l'API2 des mois M, M-1 et M-2 (plus élevés), EDF a donc moins appelé les tranches Snet.

> Les ventes aux éligibles ont augmenté de 12%. Cette augmentation est essentiellement liée au contrat Eurodif (+ 0.5 TWh sur 2008).

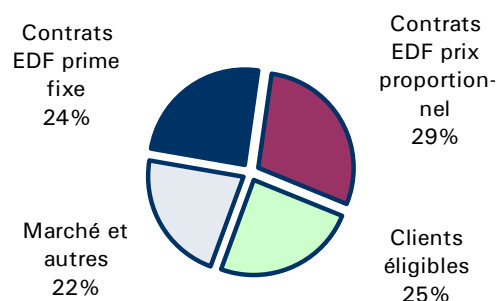
> Les autres ventes (ventes à terme et infra-journalier notamment) ont fortement baissé.

■ La production a augmenté de 8% entre 2007 et 2008 (intégration de SOPROLIF et meilleure disponibilité des centrales).

■ Conséquence de ces évolutions : le ratio production/ventes a sensiblement augmenté.

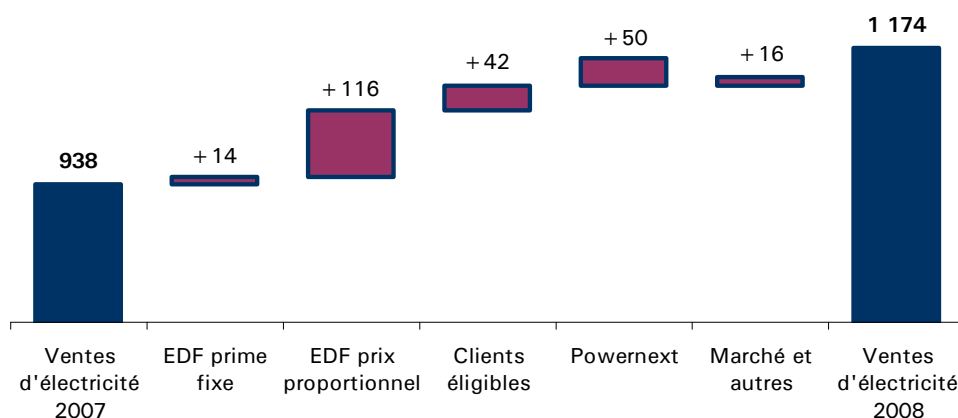
La hausse du prix des énergies explique l'augmentation du chiffre d'affaires en 2008

Structure des ventes d'électricité
(en valeur) en 2008

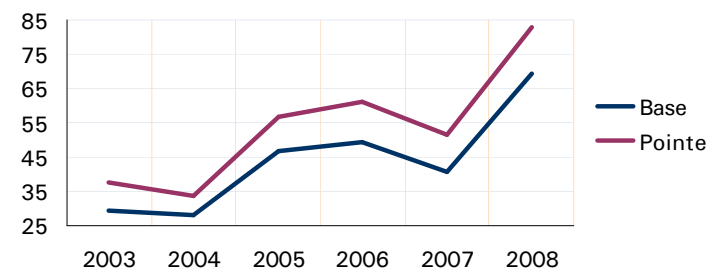


- Les ventes à EDF ont augmenté en valeur (malgré la baisse en volume) en raison de la hausse de l'indice API2 en moyenne sur 2008.
- Les ventes à EDF ont représenté 53% des ventes en 2008 (contre 46% en 2007).
- Ventes aux éligibles et Pownernext : à la hausse des volumes s'est conjuguée une hausse des prix de l'électricité (en moyenne sur 2008).

Evolution des ventes d'électricité
entre 2007 et 2008 (en M€)

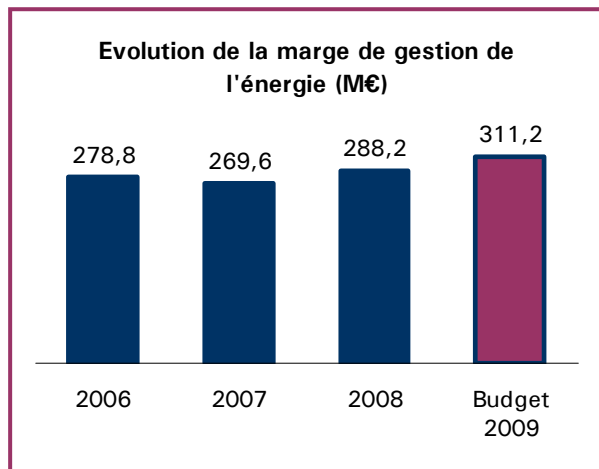


Prix moyen annuel de l'électricité
sur Pownernext *day-ahead* (€/MWh)



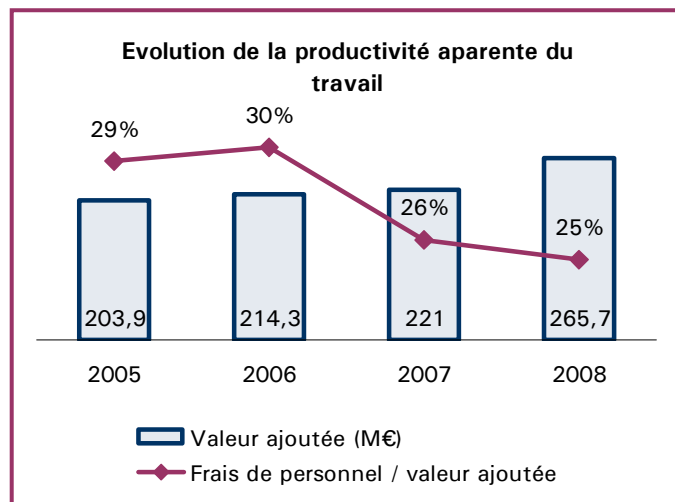
Une bonne tenue de la marge sur énergie en 2008

La productivité apparente du travail reste élevée



- La marge de gestion de l'énergie a augmenté en 2008 malgré la baisse des volumes de vente.

- > Le « dark spread » (écart de prix charbon-électricité) s'est maintenu à un bon niveau sur la majeure partie de l'année 2008.
- > La bonne tenue de la marge sur énergie s'explique par les ventes à terme réalisées les années précédentes.



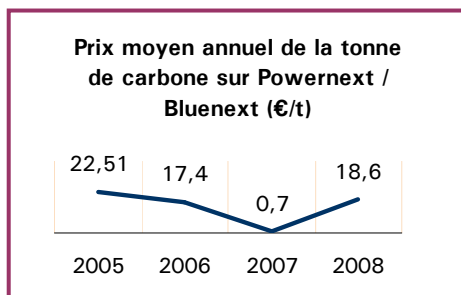
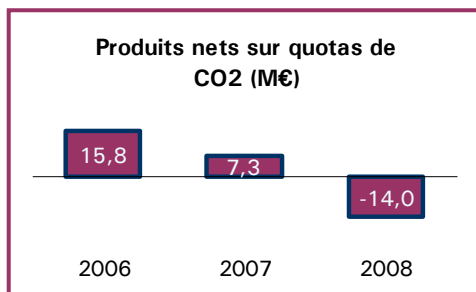
- La valeur ajoutée a augmenté en 2008, grâce à l'amélioration de la marge sur énergie.
- La productivité apparente du travail a connu une légère progression entre 2007 et 2008 (le ratio frais de personnel / valeur ajoutée a de nouveau baissé et reste très inférieur aux niveaux de 2005-2006).
- Le résultat économique brut (VA - frais de personnel) a donc progressé de 35 M€ en 2008, atteignant quasiment 200 M€.



Des effets stock négatifs en fin d'année 2008 et sur le 1^{er} semestre 2009

- La SNET a beaucoup stocké de charbon en juillet-août 2008, avec 2 objectifs :
 - > faire face aux prévisions importantes de production du 4^{ème} trimestre 2008 (couverture des ventes à terme et de l'appel EDF).
 - > Anticiper sur la fin du contrat avec EDF Trading.
- Or, durant cette période, les cours de l'électricité et du charbon étaient très élevés. Mais ils ont commencé à chuter à partir d'octobre. Suite à cet effondrement des prix:
 - > des arbitrages sur les marchés ont remplacé la production qui a fortement baissé en fin d'année.
 - > En novembre et décembre, EDF a peu appelé les centrales de la SNET.
- En conséquence, le stock de charbon fin 2008 n'a pu être consommé conformément aux prévisions.
- Le coût de production des centrales dépend du coût d'acquisition du stock de charbon consommé. La SNET subit donc un effet de ciseaux entre :
 - > un coût de production élevé (consommation de charbon cher par les centrales),
 - > et des prix de l'électricité faibles, aussi bien pour les ventes à EDF (indexation sur l'API2) que pour les ventes sur le marché.
- Cet effet stock négatif est limité par des «swaps», qui verrouillent une partie de la marge sur énergie. mais il reste 20 M€ de manque à gagner potentiel sur 2009; ce manque à gagner va se matérialiser dans le résultat au fur et à mesure de la consommation du stock de charbon.

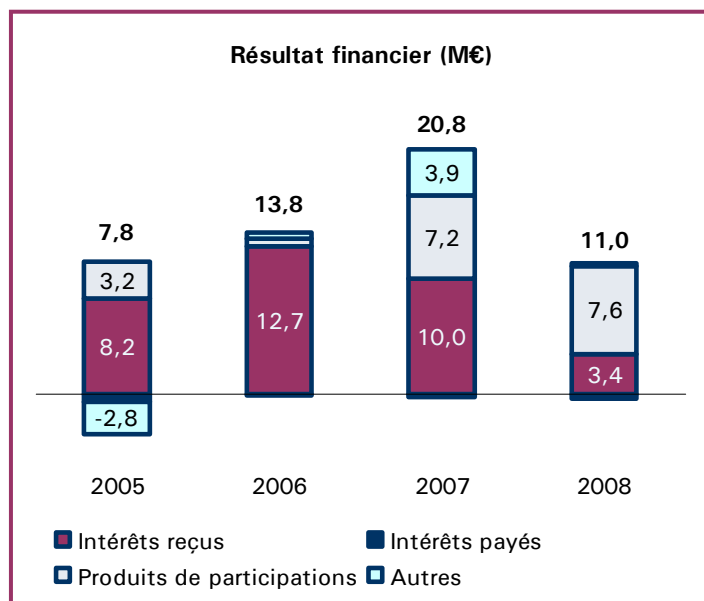
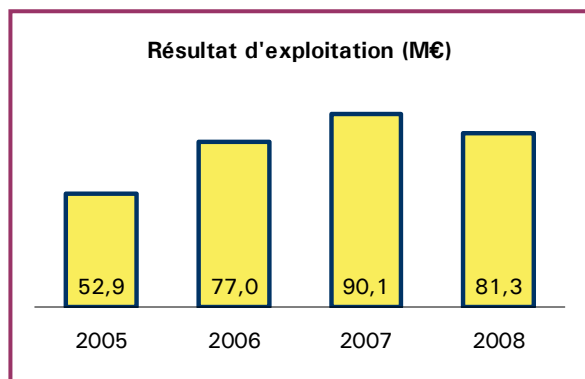
Pour la première fois en 2008, les quotas de CO2 ont représenté une charge nette



- Pour la première fois en 2008, les produits nets sur quotas de CO2 ont été négatifs :
 - > Les émissions de l'entreprise ont été supérieures aux quotas alloués par l'État.
 - > Le résultat en a été d'autant plus affecté que le prix moyen des quotas a connu une hausse importante par rapport à 2007.
- Attention : cette vision « comptable » doit être nuancée par une plus économique : la hausse du prix des quotas ne signifie pas nécessairement une baisse du « clean dark spread » (prix électricité – quota – charbon). La SNET a acheté plus de quotas et à un prix plus élevé en 2008 car elle y a trouvé un intérêt économique.
- N.B.: les investissements de dépollution pratiqués sur les groupes 600 MW doivent permettre de réduire les émissions GES, mais le bénéfice en sera partagé avec EDF:
 - > EDF a contribué aux investissements sur le groupe Provence 5, à hauteur d'environ 75%.
 - > Un avenant au contrat principal avec EDF a donc été signé en mai 2008, prévoyant une répartition entre EDF et la SNET des quotas attribués pour ce groupe.



Un résultat d'exploitation érodé par la « contrainte carbone », un résultat financier structurellement en baisse



■ Le résultat d'exploitation a baissé entre 2007 et 2008, malgré la progression du résultat économique brut.

■ Le résultat financier est resté un produit net en 2008 ...

> ... mais il a quasiment été divisé par 2 par rapport à 2007 (disparition du prêt SOPROLIF) ;

> en outre le financement bancaire du projet CCGT de CEH (337 M€) a entraîné le paiement de 5,7 M€ d'intérêts. Ces intérêts ont été intégrés aux immobilisations à l'actif (on considère qu'ils font partie du coût d'acquisition de la centrale en tant que frais de projet). Cette dépense n'apparaît donc pas au compte de résultat en 2008 (et elle n'y figurera pas tant que le projet ne sera pas achevé).

■ Les produits de participations (dividendes remontant des filiales) on confirmé leur montée en puissance en 2008.



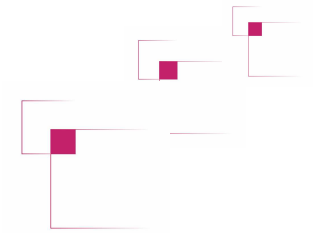
Les amortissements dérogatoires ont généré une perte comptable qui ne reflète pas véritablement la réalité économique

	2005	2006	2007	2008
Résultat d'exploitation + Résultat financier				
= Résultat courant	60,8	90,8	110,9	92,3
Résultat exceptionnel	73,2	14,2	4,2	-99,9
Participation des salariés	-0,7	-0,2	-1,4	0
Impôts sur les sociétés	-31,4	-32,6	-32,8	5,5
Résultat net comptable	101,9	72,2	80,9	-2,1

■ Les installations de dépollution des tranches 600 MW ouvrent droit à des amortissements dérogatoires. Cette option fiscale permet de réaliser une économie d'impôt immédiate (au lieu d'un étalement sur la durée de vie des installations). Les amortissements dérogatoires représentent une « charge calculée » et non un décaissement de trésorerie.

- Les amortissements dérogatoires ont représenté une perte exceptionnelle de 105,6 M€ en 2008, générant une perte nette pour l'exercice.
- Le résultat fiscal négatif interdisant toute distribution de participation au titre de l'exercice, la Direction s'est engagée à compenser ce manque à gagner (de 3 020 € par salarié en moyenne) :
 - > Distribution d'une prime uniforme pour tous les salariés de 400€ en juin.
 - > Possibilité de recevoir un complément d'intéressement plafonné à 1 500 € (s'inscrivant dans le dispositif de la loi TEPA) et de le placer dans le PERCO ou le PEE (avec abondement).





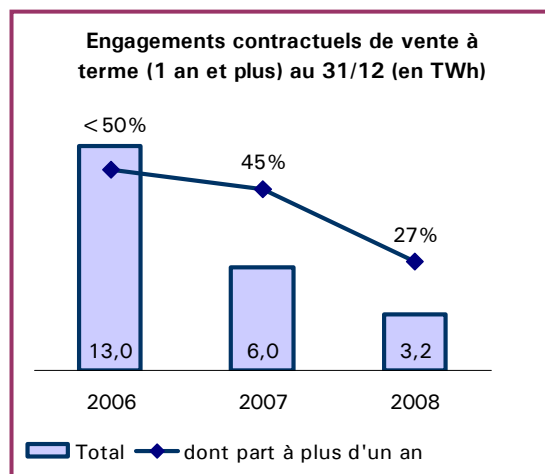
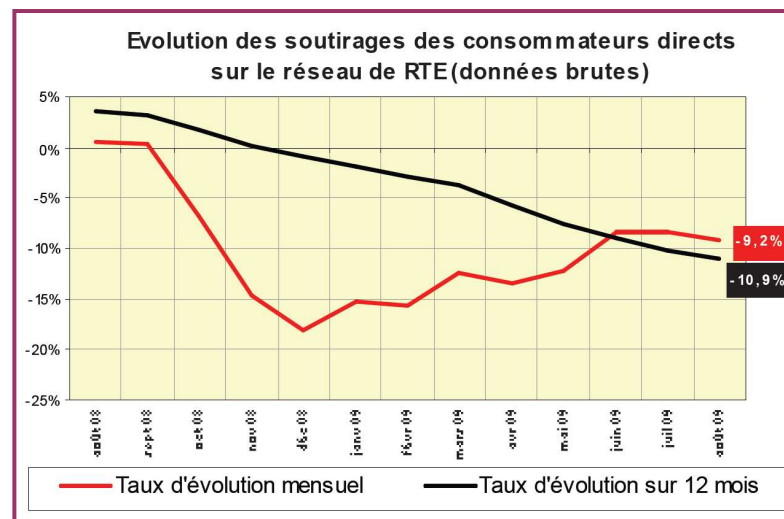
Budget 2009 : des perspectives rendues incertaines par la crise économique et la réorganisation annoncée du marché français de l'électricité

N.B.: les documents budgétaires sont présentés au périmètre groupe (SNET + filiales) et en normes comptables internationales (IFRS).



Perspectives 2009 : un environnement économique dégradé, un cadre réglementaire toujours défavorable au plan commercial

- La demande des industriels est en forte baisse : à fin août 2009, la baisse des soutirages des consommateurs directement raccordés au RTE approchait 11 % (en glissement annuel).

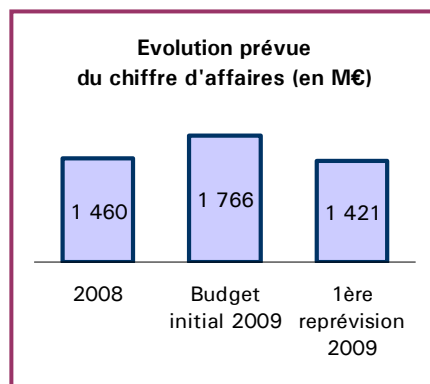
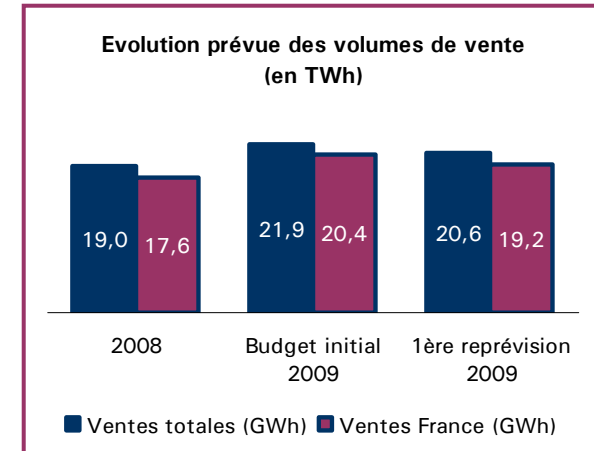


- Un environnement réglementaire toujours défavorable au plan commercial : le peu de visibilité réglementaire perçu au-delà de la période TARTAM (juillet 2010) incite les clients à la prudence. Le volume et la durée des engagements contractuels à 1 an et plus ont de nouveau fortement diminué en 2008.



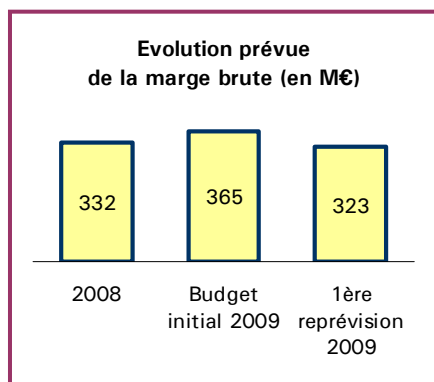
2009 : des perspectives d'activité revues à la baisse entre le budget initial et la première re-prévision

- Le budget initial 2009 a été construit en fin d'année 2008, sur la base d'hypothèses de marché qui n'intégraient pas tous les effets de la crise économique.
- Lors de la première re-prévision pour 2009 (faite en mars), les perspectives de vente (en volume) ont été revues à la baisse.
 - > La progression des volumes de vente en France prévue dans le budget initial était de 16% ...
 - > ... elle n'est plus que de 9% dans la re-prévision 1.



- Chiffre d'affaires : à la baisse des volumes de vente s'ajoute la baisse des prix de l'énergie. La re-prévision 1 table sur un recul de chiffre d'affaires de 3% entre 2008 et 2009, alors que le budget initial prévoyait une hausse de 20%.

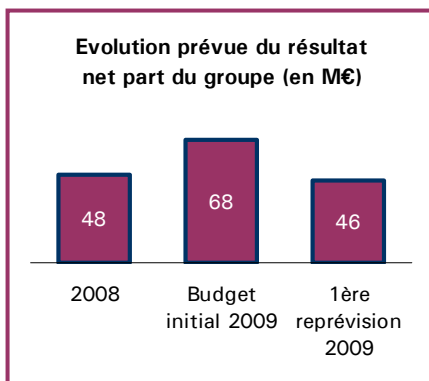
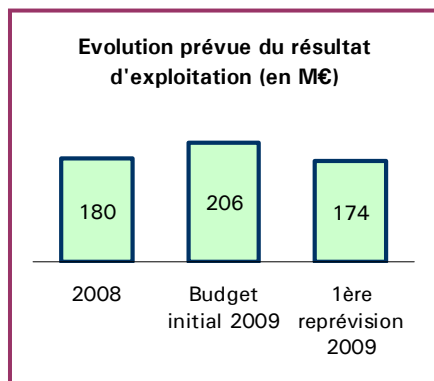
Première re-prévision 2009 : des résultats anticipés en léger recul par rapport à 2008



- Marge brute : le budget initial 2009 prévoyait une hausse de 10%. La re-prévision 1 table sur une baisse de 3%.

> Principale cause de cette révision : la modification des hypothèses sur le volume de vente...

> ... Les hypothèses sur la marge par MWh n'ont pas été revues à la baisse, malgré les effets du déstockage du charbon acheté en 2008.

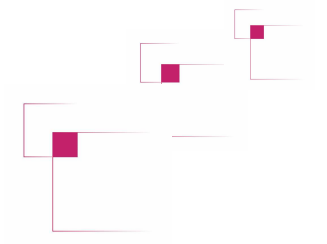


- La « contrainte carbone » va être encore durcie en 2009 (allocation de quotas en baisse de 10% par rapport à 2008).

- Le résultat net part du groupe est désormais prévu en légère baisse par rapport à 2008 (alors que le budget initial anticipait une forte hausse).

> N.B. : en normes IFRS, le résultat net ne tient pas compte des amortissements dérogatoires.



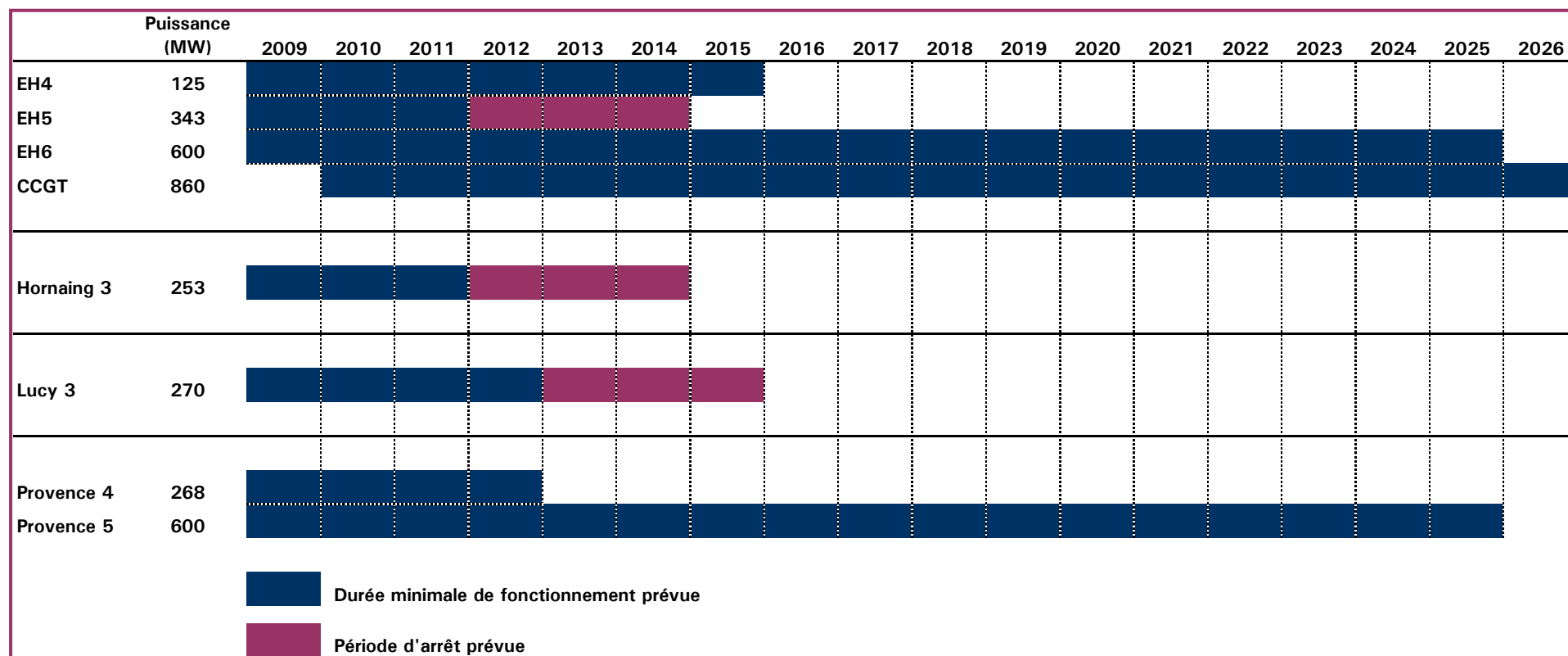


Plan industriel et financement



Le plan industriel pérennise à long terme les sites de Gardanne et Emile Huchet ; l'avenir de Lucy et Hornaing reste suspendu aux projets CCGT

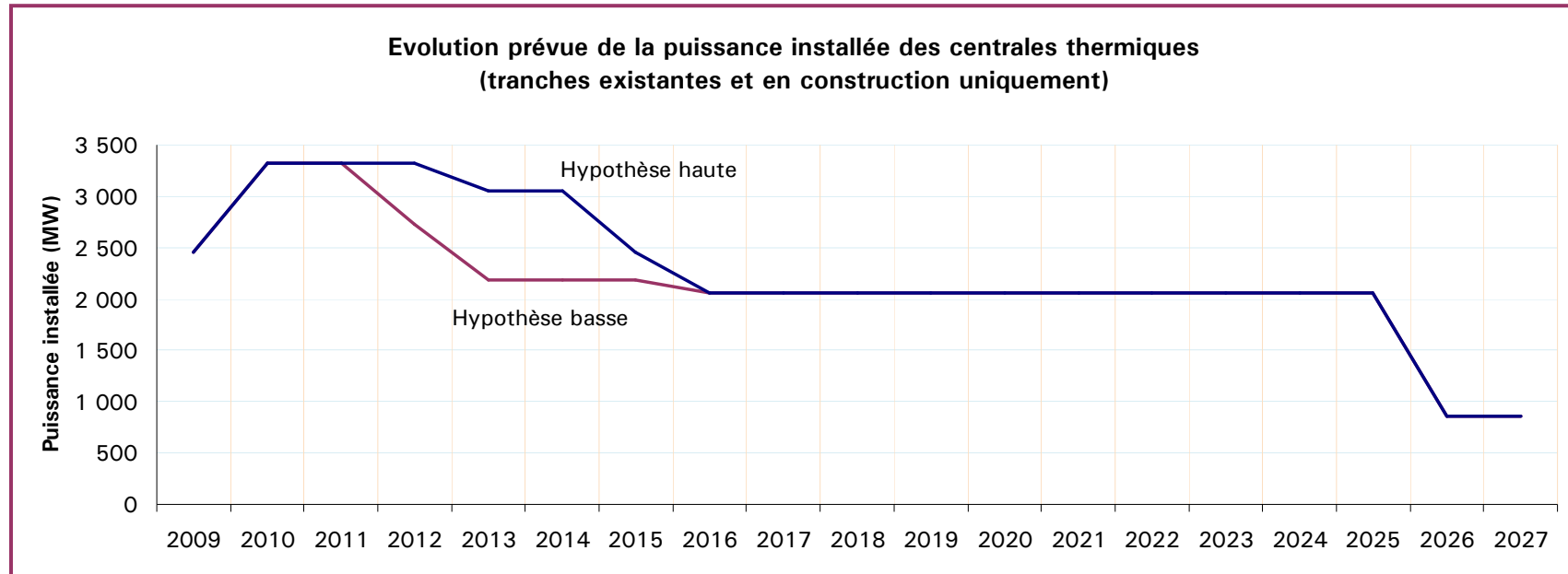
Évolution prévue du parc thermique en fonctionnement et en construction à l'horizon 2026



- A moyen terme, l'avenir des sites de Lucy et Hornaing dépend de la réalisation des projets de CCGT qui, à ce jour, n'ont pas obtenu l'autorisation définitive d'E.ON (« gate 2 »).



E.ON France : de grandes ambitions industrielles ...



- E.ON a prévu d'investir dans 2 500 MW de capacité de génération en France, tous moyens de production confondus : thermique gaz et charbon, hydraulique, autres renouvelables, nucléaire)
- Par opposition à ENDESA, l'objectif stratégique d'EON n'est pas de rester le n°2 ou le n°3 de la production thermique en France, mais de devenir le n°2 ou n°3 parmi les producteurs intégrés et généralistes.

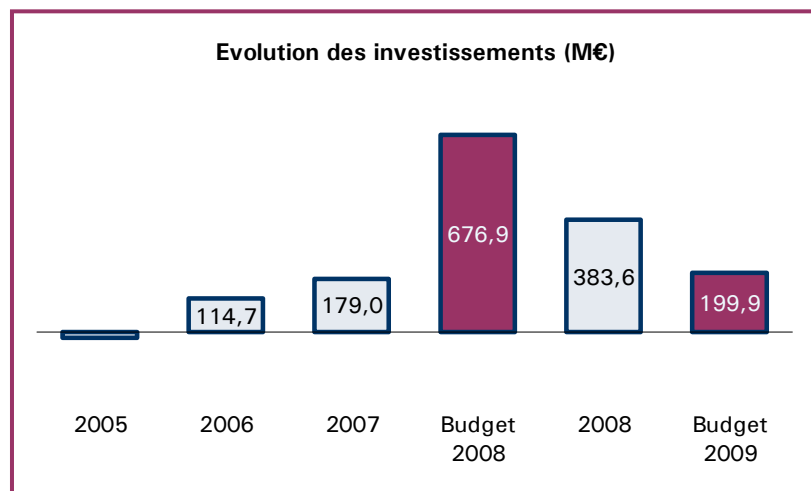


... mais des retombées incertaines pour la SNET

- Une partie de ces investissements sera probablement portée par d'autres entités que la SNET. Dans le domaine de la production, E.ON semble avoir opté pour une organisation par type de production.
 - > Éolien :
 - E.ON investit directement dans l'éolien en France à travers sa filiale E.ON Climate & Renewable.
 - Les activités de la SNET dans l'éolien devraient être absorbées par AERODIS en 2009 ; il n'y aura plus de développement direct par la SNET.
 - AERODIS peut-il être transféré vers E.ON à terme ? La présence d'actionnaires minoritaires au capital de la SNET constitue probablement un obstacle à une telle décision.
 - > Nucléaire et hydraulique en France : ces sujets sont au premier rang des préoccupations d'E.ON, mais ils ne sont pas traités à travers la SNET.
- Quelles que soient les réorganisations futures envisagées par E.ON, la présence d'actionnaires minoritaires au capital de la SNET constitue probablement (mais provisoirement) un frein à leur déploiement.



Le nouvel actionnaire majoritaire a mis un coup de frein aux investissements en 2008



- Les investissements de 2008 ont été très inférieurs à l'enveloppe budgétaire. Ceci est lié à l'arrivée du nouvel actionnaire majoritaire, qui a gelé les projets de CCGT autres que celui de CEH.
- Le budget 2009 table sur une enveloppe d'investissement en baisse (200 M€), très en retrait par rapport aux plans antérieurs d'ENDESA.

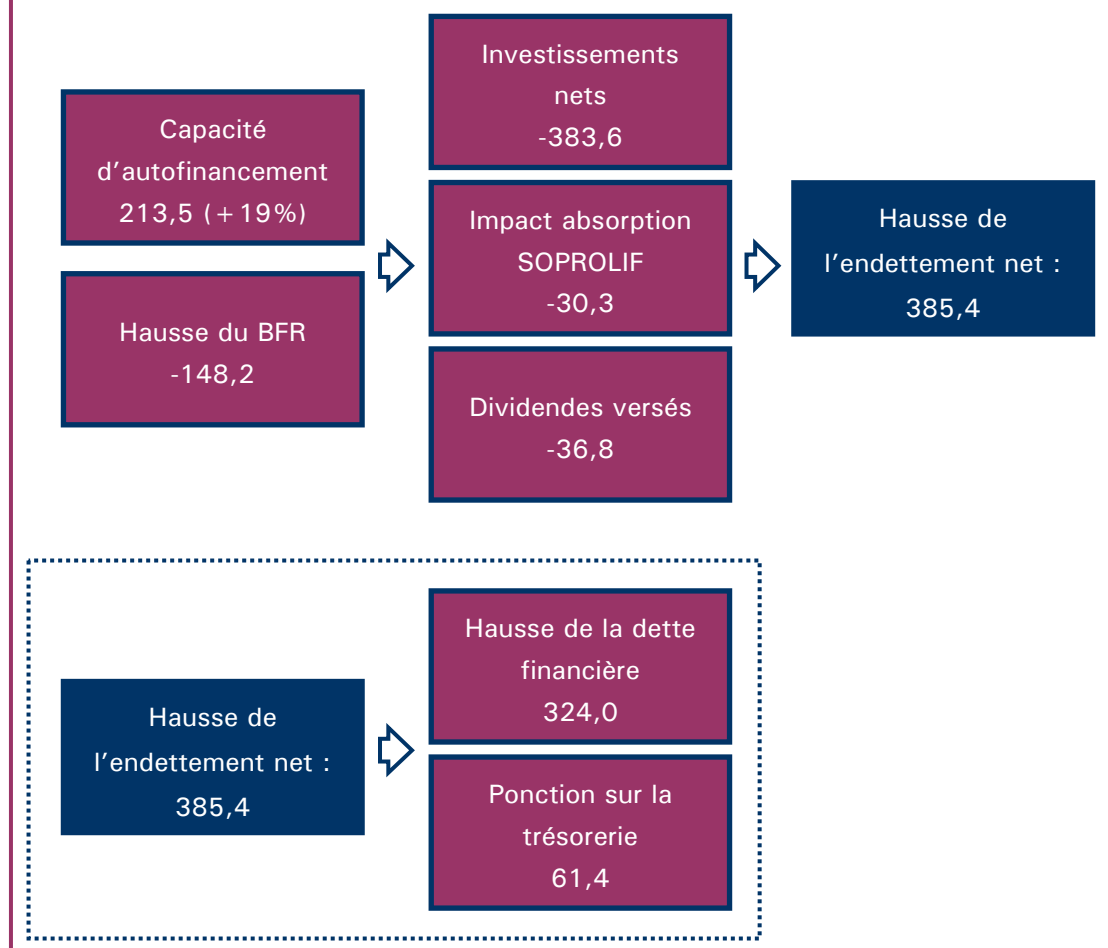
■ Principaux investissements :

- > Les installations DeSox/DeNox des groupes 600 MW ont été livrées en 2008 (au 1^{er} janvier pour CEH, au 1^{er} juillet pour Gardanne).
- > La majeure part des investissements de 2008 et de l'enveloppe de 2009 correspondent au CCGT de CEH (259 M€ en 2008 sur une hausse totale des immo. corporelles de 330 M€).
- > Les autres dépenses de développement correspondent majoritairement à de l'éolien.
- > Des investissements de prolongation de durée de vie ont été réalisés sur les tranches 250 MW en 2008 (Hornaing 3, Lucy 3, EH5) et se poursuivront en 2009 sur EH5.



L'entreprise a recouru à l'endettement en 2008 pour financer son développement

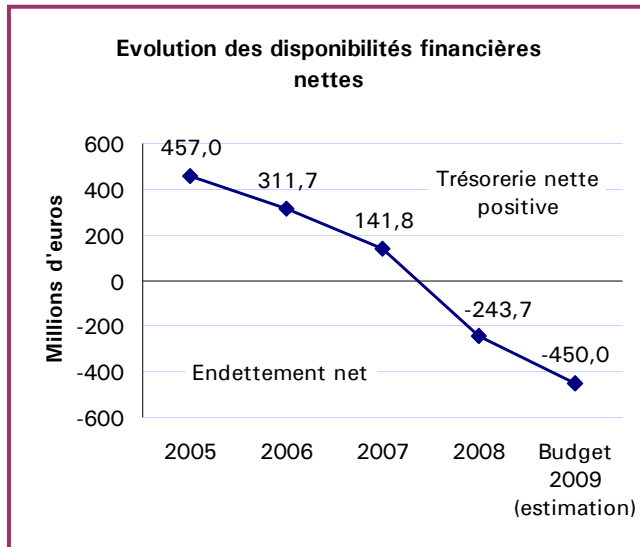
Tableau de financement 2008, en millions d'euros



- Pour la 1ère fois en 2008, la SNET n'a pas pu couvrir ses besoins de financement par une ponction sur la trésorerie. L'entreprise a eu recours à la dette financière.
- La forte hausse du BFR est liée au stockage de charbon en fin d'année.
- Un dividende a été versé à ENDESA en 2008 au titre de l'exercice 2007 (en complément de l'acompte versé en 2007).
- SOPROLIF a apporté 30 M€ de dette nette.
- Le versement de la prime fixe investisseur de SOREGIES a procuré 26 M€ en octobre 2008.



La dette devrait se creuser en 2009



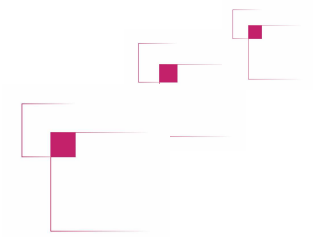
- Avec un programme d'investissement de 200 M€, l'endettement devrait de nouveau se creuser en 2009.
- Un effet d'aubaine lié au TARTAM en 2009 :
 - > La compensation TARTAM au titre du 4^e trimestre 2008 n'a pas été perçue immédiatement, la CRE ne disposant pas à cet moment des ressources suffisantes.
 - > La CRE a donc appelé des fonds complémentaires, mais en surestimant les besoins (la chute des prix de l'électricité n'ayant pas été anticipée).
 - > La CRE a reversé intégralement les fonds collectés, au prorata des créances de chaque fournisseur. La SNET a ainsi perçu 82 M€ début 2009 (sachant que le montant estimé de la compensation au titre du 4^e trimestre 2008 s'élevait à 14 M€).
- Votre direction prévoit que la dette nette atteindra un point haut fin 2009, puis décroîtra.
- Le 2^e versement de SOREGIES au titre de la prime fixe investisseur (soit 128 M€) devrait être effectué au 1^{er} semestre 2010 et amorcer la décroissance de la dette.



Le financement de l'entreprise semble assuré à moyen terme

- Les financements bancaires obtenus par la SNET sous l'actionnariat d'ENDESA (emprunt avec BBVA) ont été soldés et remplacés par des financements du groupe E.ON, aux mêmes conditions de taux (EURIBOR + 0,75).
- E.ON n'a pas demandé de dividende au titre de 2008, compte tenu des besoins de financement de la SNET.
- E.ON a débloqué deux lignes de dette de 400 M€ au total (350 + 50)
- Une ligne de dette supplémentaire de 125 M€ devrait permettre de franchir le cap d'endettement de fin 2009 / début 2010.





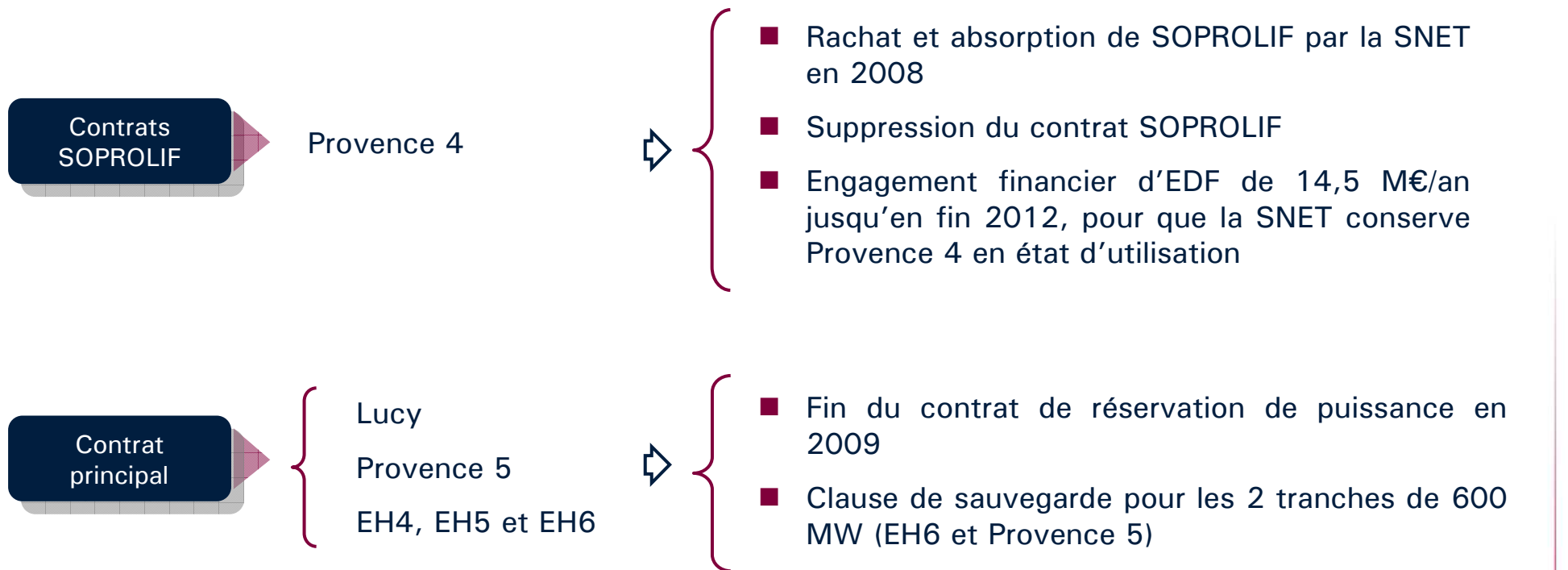
Évolution des contrats avec EDF et contrat SOREGIES



Les modifications apportées aux contrats avec EDF en 2008

Principaux contrats avec EDF début 2008

Changements intervenus en 2008 et à venir en 2009



L'absorption de SOPROLIF par la SNET

■ L'intégration de SOPROLIF dans le périmètre de la SNET poursuivait 2 objectifs :

- > Simplifier et optimiser la gestion de l'ensemble tranche-chaudière en le plaçant sous la gestion unique de la SNET.
- > Mettre fin à un contrat avec EDF jugé excessivement complexe, avec des indexations mal adaptées à la réalité des coûts, et nécessitant des renégociations fréquentes.

■ Principales modalités de l'opération :

- > Début 2008 : la SNET détenait 45% du capital de SOPROLIF et EDF détenait les 55% restant
- > La SNET a racheté la participation d'EDF pour 8,4 M€ (titres achetés à leur valeur comptable).
- > La SOPROLIF a remboursé sa dette subordonnée auprès d'EDF : 30,7 M€.
- > La SOPROLIF a été absorbée par la SNET.
- > Le contrat SOPROLIF a été annulé. La SNET a signé avec EDF un nouveau contrat de mise à disposition de la puissance du groupe Provence 4.
- > Afin que la SNET maintienne ce groupe en état d'utilisation, EDF s'est engagé à lui verser à 14,5 M€ par an jusqu'en 2012. Il est prévu que la tranche P4 soit arrêtée à cette échéance.



Absorption de SOPROLIF : un impact important sur la trésorerie en 2008

■ Impacts de l'opération sur le compte de résultat :

- > Rachat des titres SOPROLIF détenus par EDF et absorption de SOPROLIF : pas d'impact en résultat en 2008.
- > Les revenus issus du contrat SOPROLIF (7,7 M€ en 2006, 7,2 M€ en 2007) n'apparaissent plus en chiffre d'affaires à partir de 2008 ...
- > ... mais l'indemnité annuelle de 14,5 M€ versée par EDF est enregistrée en produit (de 2008 à 2012).

■ Impact sur le bilan de l'absorption de SOPROLIF : l'actif net apporté par SOPROLIF est inférieur à la valeur des titres ; l'écart (mali de fusion technique) est de 15 M€. Cet écart est assimilé à un fonds de commerce.

■ Impact sur la trésorerie : près de 40 M€

- > achat des titres SOPROLIF : -8,4 M€
- > absorption de SOPROLIF : -30,3 M€



Le contrat principal avec EDF arrive à terme en 2009 ...

- Le contrat principal avec EDF est un contrat de réservation de puissance (conformément aux décisions du comité Gentot).
- Structure économique :
 - > Une prime fixe destinée à couvrir les dépenses d'investissement dans les centrales. Cette prime baisse de 5% par an à compter de 2002 jusqu'à ce que la productivité des centrales de la SNET ait rejoint celle des centrales correspondantes d'EDF.
 - > Un prix proportionnel aux quantités d'électricité fournies, dépendant des cours du charbon
- Le contrat arrive à terme fin 2009. A cette échéance, la SNET retrouvera le contrôle de ses moyens de production.



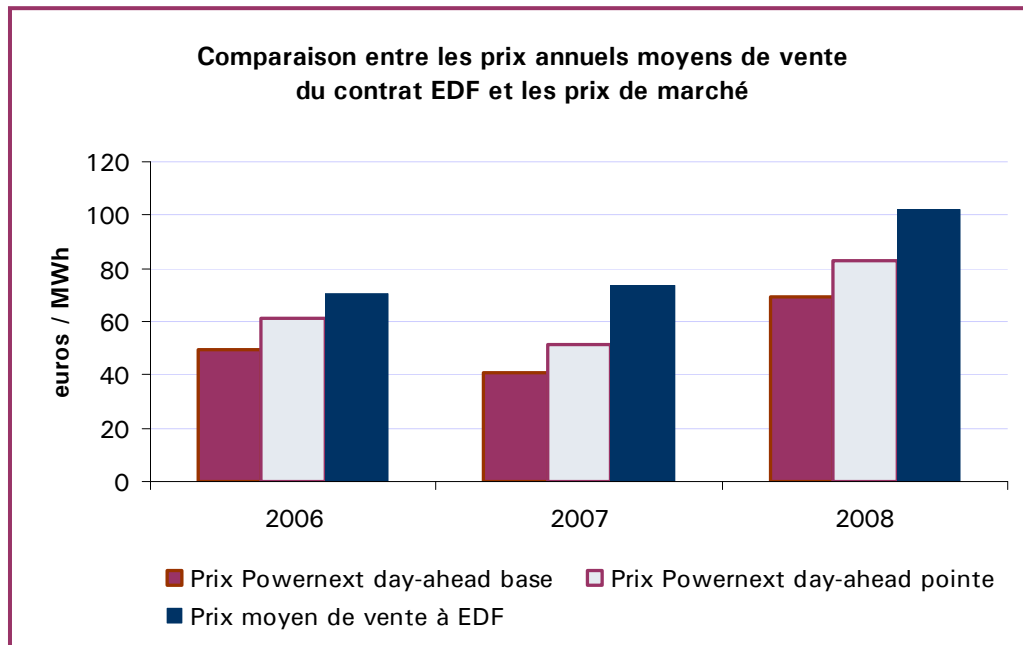
... mais la clause de sauvegarde pourrait en prolonger les effets économiques

- Une clause de sauvegarde permet la poursuite du contrat au plan économique,
 - > pour les 2 groupes de 600 MW jusqu'en 2019,
 - > pour SODELIF jusqu'en 2010.
- Cette clause repose sur les principes suivants :

	Jusqu'en 2014 : La clause de sauvegarde est réciproque	De 2015 à 2019 : La clause de sauvegarde joue uniquement en faveur d'EDF
Cas 1 : le prix de contrat (virtuel) est supérieur aux prix de marché	EDF rembourse l'écart à la SNET	Pas de compensation
Cas 2 : le prix de contrat (virtuel) est inférieur aux prix de marché	La SNET rembourse l'écart à EDF	La SNET rembourse l'écart à EDF



La clause de sauvegarde va probablement représenter un coût pour la SNET



- A ce jour, le contrat avec EDF a été favorable à la SNET (le prix de vente implicite du contrat était supérieur au prix de marché).
- Compte tenu de la clause relative aux gains de productivité (abattement annuel de 5% sur la prime fixe), cette situation devrait s'inverser pour les prochaines années. La clause de sauvegarde devrait donc représenter un coût net pour la SNET.

- La clause de sauvegarde peut être soldée en un seul versement. Cette option doit être exercée avant fin 2009.
 - > En choisissant de solder la clause de sauvegarde en une seule fois, la SNET reprendrait la maîtrise totale de ses moyens de production.
 - > Il conviendrait préalablement d'estimer la valeur économique de cette clause. Une telle estimation est délicate, compte tenu de l'incertitude affectant les prix de marché futurs de l'électricité. Le solde devrait représenter un paiement pour la SNET (et non une recette).



La fin du contrat avec EDF représente un défi commercial et économique

- La direction de la SNET perçoit la fin du contrat principal avec EDF comme une évolution favorable. L'option aujourd'hui privilégiée par la direction est de solder la clause de sauvegarde en une seule fois.

- La fin du contrat avec EDF représente un défi commercial et économique :
 - > Au plan économique : le contrat avec EDF génère plus de la moitié du chiffre d'affaires et de la marge sur énergie. Néanmoins, selon la direction de la SNET, ce contrat représentait un surcroît de marge de plus en plus réduit par rapport au marché.
 - > La fin du contrat constitue aussi un défi commercial, sachant qu'il représente un volume de vente équivalent à celui des clients éligibles et Powernext. C'est particulièrement vrai dans un contexte réglementaire incertain (fin du TARTAM, nouvelle organisation du marché) qui limite la visibilité des clients et leur capacité à s'engager dans une politique d'achat de long terme.



Le contrat de fourniture de charbon avec EDF Trading

- Le contrat avec EDF Trading est aujourd'hui examiné par E.ON. Il pourrait ne pas être renouvelé après 2009.
- Ce contrat accorde à la SNET une décote de 6% par rapport aux prix internationaux du charbon ...
- ... Mais il comporte 2 inconvénients :
 - > EDF Trading recherche les spécifications les plus standard possibles, qui ne sont pas nécessairement adaptées à l'outil de production de la SNET.
 - > Le coût de la logistique assuré par EDF Trading est élevé.
- La fin de ce contrat impliquerait pour la SNET une réinternalisation de la fonction logistique.



Des sujets englobés dans une large négociation avec EDF (1/2)

Des négociations sont engagées entre le groupe E.ON et EDF sur plusieurs sujets majeurs :

1. La composition du capital de la SNET : E.ON a déclaré son intérêt pour acquérir la totalité du capital de la SNET. Ce sujet est en discussion avec EDF.
2. Le nucléaire en France :
 - > Pour le 1^{er} EPR français (Flamanville) : Wulf Bernotat a déclaré que E.ON était actuellement "*en discussion sur une coopération potentielle à Flamanville*", et ce "*particulièrement sur le côté technique et la gestion de projet*".
 - > Pour le 2^e EPR (Penly) : des discussions son en cours entre avec EDF. Le président d'E.ON a déclaré avoir reçu des "*encouragements dans ce sens de la part du gouvernement français*".
 - > Pour le 3^e EPR français : le groupe E.ON s'est déclaré intéressé pour obtenir la majorité, ou au moins le contrôle des opérations, du troisième EPR si la construction de celui-ci est validée. (Wulf Bernotat : « *Nous ne sommes pas terriblement enthousiastes à l'idée d'occuper une position minoritaire dans un tel projet* »). On notera cependant que selon un communiqué de l'Elysée de juillet 2009, « *l'Etat reconnaît la volonté de GDF Suez d'assumer la maîtrise d'ouvrage et l'exploitation de l'EPR suivant* ».



Des sujets englobés dans une large négociation avec EDF (2/2)

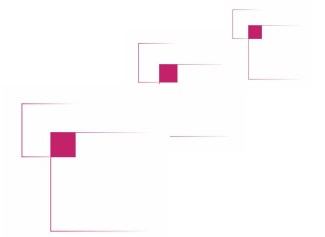
3. Les échanges d'actifs : suite à une procédure antitrust initiée par la Commission européenne, E.ON a s'est engagé à céder 5 000 MW de capacité de génération en Allemagne.
- > E.ON a déjà trouvé un accord avec les groupes Verbund, GDF SUEZ et EnbW (dont EDF détient plus de 44% du capital) pour céder 2 500 MW, sous forme d'échange d'actifs.
 - > Il reste 2 500 MW d'actifs à céder. Le Groupe a confirmé être en pourparlers avancés avec EDF pour des échanges d'actifs supplémentaires.



Le contrat avec SOREGIES doit sécuriser l'investissement dans le CCGT CEH 7&8

- SOREGIES est l'entreprise locale de distribution d'électricité de la Vienne (anciennement Régie de la Vienne).
- En janvier 2008, la SNET a conclu avec SOREGIES un accord de vente d'électricité. La SNET mettra à la disposition de SOREGIES une puissance de 200 MW de la nouvelle centrale CCGT Emile Huchet 7 et 8, pour une durée de 25 ans.
- Le prix de vente comportera 2 composantes :
 - > Une prime fixe, qui sécurise l'investissement au plan économique..
 - > Un prix proportionnel aux quantités livrées, dépendant du coût du gaz.
- La prime fixe doit représenter 25% du coût d'investissement de la centrale. Elle sera payée en 2 versements :
 - > 26 M€ ont déjà été versés en 2008.
 - > Un complément de prix de 128 M€ devrait être versé au 1er semestre 2010.
- Dans le projet d'accord initialement négocié avant l'arrivée d'E.ON dans la SNET, la SNET devait prendre une participation de 22 M€ dans le capital de SOREGIES. Cette clause a été retirée à la demande d'E.ON, qui ne souhaite pas investir dans SOREGIES. De ce fait, SOREGIES doit encore trouver un financement bancaire complémentaire de 22 M€ pour boucler cette opération.





La réorganisation du marché français de l'électricité



Dans l'état actuel de la loi, que se passera-t-il après le 1^{er} juillet 2010 ?

- Ce qui disparaîtra au 1^{er} juillet 2010 :
 - > le TARTAM
 - > le droit de retour au tarif pour les consommateurs domestiques
 - > le droit de retour au tarif en cas de déménagement pour les petits professionnels
 - > le droit au tarif pour les nouveaux sites

- Qui bénéficiera des tarifs après le 1^{er} juillet 2010 ?
 - > Uniquement les sites de consommation pour lesquels l'abonnement n'aura jamais été résilié

- Le tarif sera attaché au site
 - > Si les anciens occupants d'un site ont résilié leur abonnement, les nouveaux occupants n'auront plus droit au tarif
 - > Les nouveaux sites n'auront plus droit au tarif



- Le TARTAM (tarif transitoire d'ajustement du marché) a été instauré par la loi du 7 décembre 2006. En juin 2009, ce dispositif a été prolongé jusqu'en juillet 2010.

Niveaux du TARTAM

fixés par l'arrêté ministériel du 3 janvier 2007

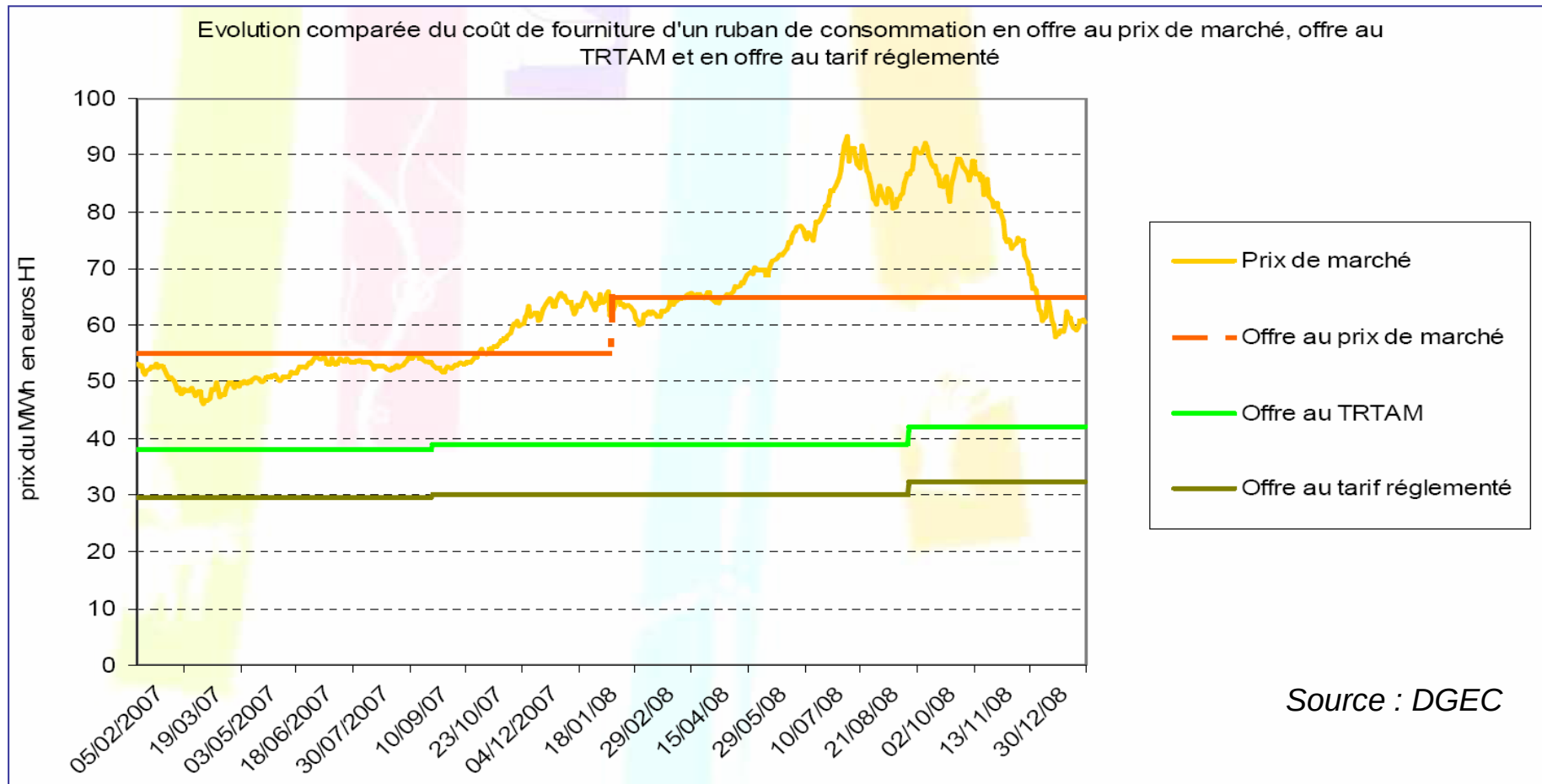
Pour des contrats présentant les caractéristiques

- du tarif bleu : tarif intégré + 10%
- du tarif jaune : tarif intégré + 20%
- du tarif vert : tarif intégré + 23%

NB: ces écarts portent sur le niveau des tarifs intégrés, qui comportent une composante acheminement et une composante énergie. Si l'on considère seulement la part énergie, les écarts sont plus importants.



Pourquoi les tarifs réglementés de vente et le TARTAM bloquent-ils marché français de l'électricité ?



Un cadre juridique fragile et provisoire

- La compatibilité des tarifs réglementés de vente et du TARTAM avec le droit communautaire est contestée
 - > La Commission européenne a ouvert deux procédures contre la France visant les TRV (décembre 2006 et juin 2007)
 - > Ayant été appelé à donner un avis sur la loi du 7 déc. 2006, le Conseil Constitutionnel a estimé que le cadre actuel des tarifs « *méconnaissait l'obligation constitutionnelle de transposition des directives* »

- Les pouvoirs publics français ont engagé une réflexion globale sur le marché français de l'électricité :
 - > Une commission, présidée par Paul Champsaur, a été constituée afin de réfléchir « *sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires éventuellement souhaitables* » (rapport remis le 24 avril 2009).
 - > A l'automne 2009, le gouvernement doit remettre au Parlement un rapport sur le TARTAM. Le gouvernement a saisi cette occasion pour lancer un nouveau chantier législatif sur l'organisation du marché de l'électricité, sur la base des préconisations du rapport Champsaur.



Un nouveau cadre légal du marché français de l'électricité devrait être mis en place d'ici au 1^{er} juillet 2010

■ Extraits du communiqué de presse du gouvernement du 15 septembre 2009 :

« Le Gouvernement souhaite engager une réforme de l'organisation du marché français de l'électricité qui permette de préserver pour les consommateurs français le bénéfice du parc électronucléaire et d'inciter aux nouveaux investissements tout en inscrivant pleinement le marché français de l'électricité dans le cadre européen. [...] »

Au terme de ces consultations, le Gouvernement a décidé d'engager une réforme articulée autour de trois principaux objectifs :

- préserver les tarifs « réglementés » de vente pour les ménages et les petites entreprises ;*
- assurer le financement du parc de production existant et favoriser les nouveaux investissements conformément au Grenelle de l'environnement ;*
- favoriser la concurrence par un dispositif de régulation qui permettra à tous les fournisseurs d'électricité en France de s'approvisionner auprès d'EDF aux conditions économiques du parc nucléaire historique. La dynamique du marché qui en résultera entraînera la disparition des tarifs réglementés pour les grands clients en 2015. La concurrence fera émerger des offres innovantes, en particulier en ce qui concerne l'amélioration de la gestion de la demande d'électricité.*

Le Gouvernement souhaite que le cadre législatif soit adapté afin que la nouvelle organisation du marché français de l'électricité soit effective au 1^{er} juillet 2010. [...] »



Réorganisation du marché français de l'électricité : les grandes options privilégiées par le gouvernement à ce stade

- Une préconisation centrale du rapport Champsaur : l' « *accès régulé à la production d'électricité en base* »
 - > « *La commission préconise d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national.* »
 - > Cette préconisation soulève 2 questions essentielles :
 - Quels seront les volumes concernés ?
 - Quel sera le prix de cession ?

- Les autres options privilégiées par le gouvernement à ce stade :
 - > Disparition du TARTAM au 1er juillet 2010.
 - > Pour les clients résidentiels et les petits professionnels, les tarifs réglementés perdureraient.
 - > La réversibilité aux tarifs devrait être prolongée.
 - > Les tarifs réglementés de vente évolueront en fonction du prix d'accès régulé à la base.



Quelles seront les modalités de l'«accès régulé à la production d'électricité en base » :

1. Les volumes concernés : le cabinet de J.L. Borloo a indiqué

- > que cette question «*n'est pas encore tranchée*» mais que le chiffre de 100 TWh/an (soit un quart de la production nucléaire) paru dans Les Echos «*ne nous apparaît pas comme déraisonnable*»,
- > qu'«*en tout état de cause les volumes [...] seront suffisamment significatifs pour ne pas gêner le développement de la concurrence dès le départ et sur les premières années.*».

2. Le prix de cession :

- > Les fondements de ce prix :
 - Il repose sur les coûts complets du parc nucléaire historique d'EDF
 - Il prend en compte les coûts liés à la prolongation de la durée de vie des centrales, mais pas les coûts de renouvellement.
- > La détermination précise du prix de cession devrait être du ressort du régulateur.



Des interrogations persistent sur le niveau effectif du « prix d'accès régulé à la base nucléaire »

La presse évoque différents chiffres :

- EDF plaiderait pour un prix proche de 46 €/MWh (soit le coût de développement affiché de l'EPR de Flamanville, ce qui est contradictoire avec le principe selon lequel le prix de cession ne doit pas prendre en compte le coût de renouvellement du parc nucléaire).
- Le gouvernement envisagerait 2 prix :
 - > 34 €/MWh pour l'énergie de base vendue par les fournisseurs aux petits clients (soit la part « ruban » des tarifs réglementés aujourd'hui),
 - > 40 €/MWh pour la fourniture aux entreprises.
- Dans tous les cas, ce dispositif devrait conduire à une hausse progressive des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs, et à leur extinction à terme, au fur et à mesure du renouvellement du parc nucléaire d'EDF.



Les enjeux pour la SNET et E.ON France (1)

- La direction de la SNET perçoit les préconisations du rapport Champsaur comme positives pour l'entreprise.
 - > La disparition des tarifs réglementés jaune et vert et du TARTAM va ouvrir le marché pour les concurrents d'EDF.
 - > La stabilisation du cadre réglementaire va offrir une meilleure visibilité du marché et permettre aux clients de prendre des engagements d'achat de long terme.
 - > L'accès à la base régulée peut procurer à la SNET des approvisionnements dans des conditions économiques intéressantes.

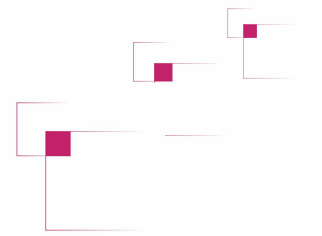
- Le rapport Champsaur est néanmoins porteur d'un risque pour E.ON France : comment rentabiliser les investissements projetés dans des moyens de production en base (nucléaire et hydraulique) alors que la référence du marché serait le prix d'accès régulé à la base nucléaire (bas) ? A cet égard, il importe pour la SNET que ce dispositif constitue une véritable transition vers un marché totalement ouvert.



Les enjeux pour la SNET et E.ON France (2)

- L'accès à la base régulé préconisé par le rapport Champsaur ne fournit-il pas une source d'approvisionnements complémentaire à la production des centrales thermiques (pointe ou semi-base) ?
- A contrario, ce dispositif ne risque-t-il pas de fragiliser l'investissement dans la base ?
- Finalement, cela ne valide-t-il pas, a posteriori, la stratégie d'ENDESA consistant à privilégier l'investissement dans la production thermique en France afin de rechercher les complémentarités avec la base nucléaire d'EDF ?





Les aspects RH

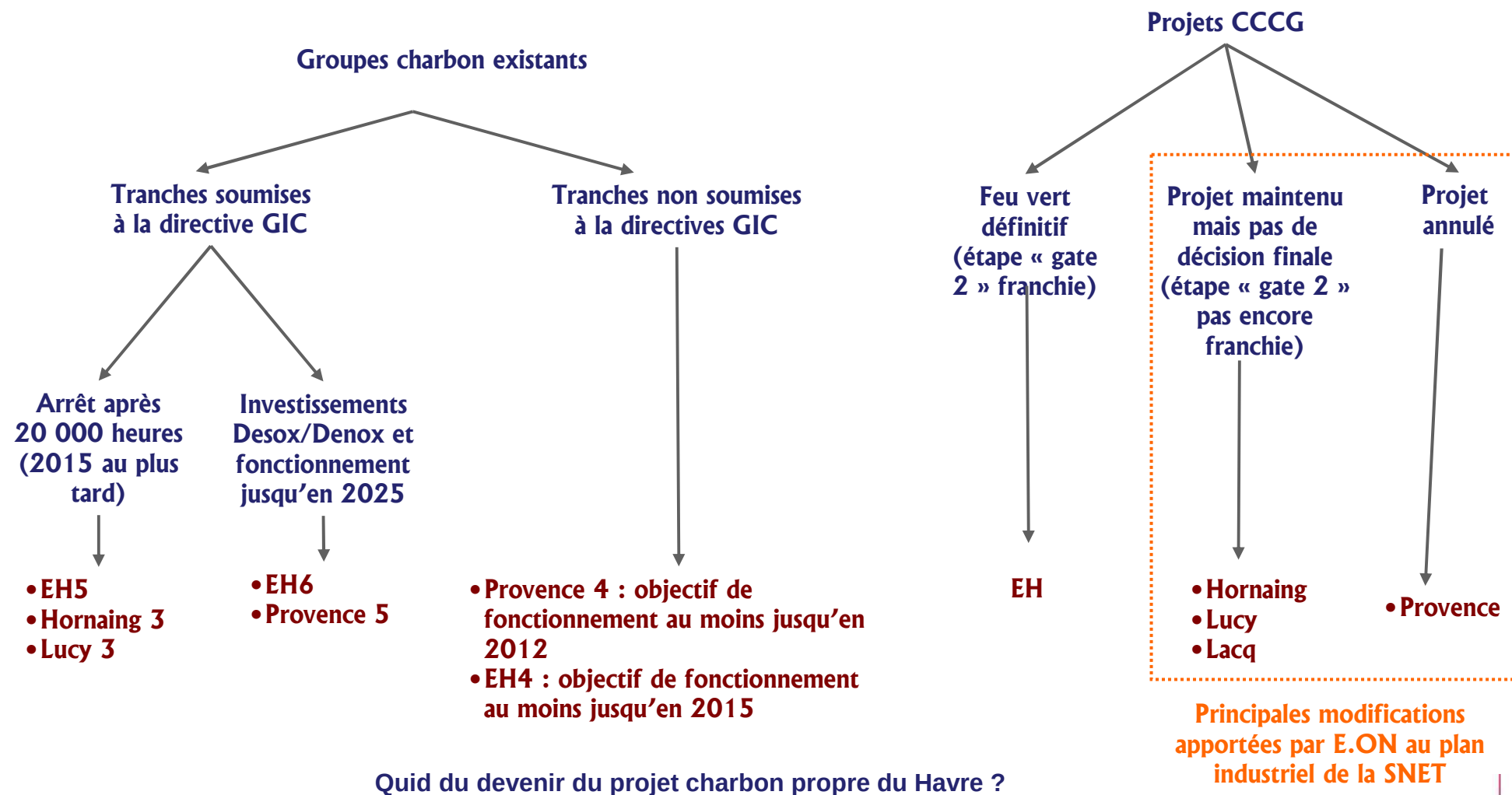


Une actualité RH en grande partie marquée par la fermeture programmée des sites et la démarche GPEC associée

- L'analyse des aspects RH prend une dimension particulière dans le contexte que connaît la SNET actuellement, à **savoir** :
 - > **La fermeture programmée des actuelles tranches charbon**, soumises à la Directive GIC
 - > **La remise en cause par le nouvel actionnaire E.ON du plan industriel** élaboré par l'ancien actionnaire ENDESA, initialement basé sur la création cycles combinés gaz à Emile Huchet, Hornaing, Lucy, Lacq et Provence (seul le CCGT de CEH serait maintenu, cf. ci-après)
 - > **Le lancement d'une démarche GPEC** visant à organiser les départs sur la période 2012/2013, en **tirant parti du déséquilibre de la pyramide des âges et des nombreuses possibilités de départs en inactivité à court / moyen terme**
- Dans ces conditions, l'examen du bilan social 2008 revêt un intérêt relatif, l'essentiel des enjeux portant sur l'évolution du plan industriel d'E.ON et sur la mise en œuvre de la démarche GPEC (cf. **rapport de droit d'alerte de juin 2009**).

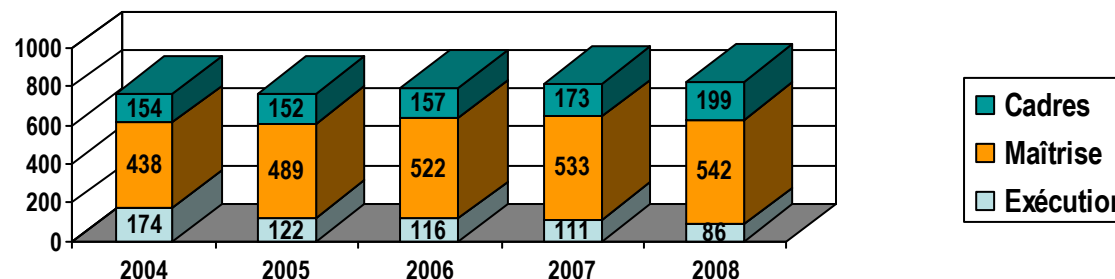


Rappel : Les principales modifications apportées par E.ON au projet industriel initial d'ENDESA



Croissance des effectifs sur le site de Rueil, après les démissions de cadres, et afin d'étoffer les services support

Evolution de l'effectif moyen



- Croissance des effectifs totaux au 31/12 : + 10 personnes, soit + 1,2 %, essentiellement sur le site de Rueil, en remplacement de démissions de cadres (5 sur l'exercice : réintégration de détachés au sein de leur entreprise d'origine, départs de cadres d'Endesa...) et afin d'étoffer les services informatique, RH, financier, juridique, grands comptes, études, développement durable... les autres sites connaissant une relative stabilité en 2008 (les recrutements de contrats d'alternance, soit 8 sur les CCGT à CEH, 1 à Hornaing et 1 à Provence, devant intervenir en 2009),
- Evolution de la structure de qualifications en conséquence, au profit des maîtrises, mais surtout des cadres, le taux d'encadrement ayant gagné 2,9 points, à 24,1 % sur l'exercice
- Notons la progression du nombre mensuel moyen d'intérimaires, passant de 6,8 à 10,3 en 2008



Un niveau toujours très élevé d'heures supplémentaires, qui devrait perdurer dans le contexte de nombreux départs en inactivité à relativement brève échéance

■ Le nombre d'heures supplémentaires (HS) est en léger retrait (-3 % en 2008), **eu égard aux** moindres appels d'EDF, mais demeure particulièrement élevé :

- > Il diminue sur tous les sites, hormis sur CEH où il progresse encore
- > **Quel impact de la défiscalisation des HS ?**
- > Les HS sont considérées comme des **éléments de souplesse** (au même titre que la sous-traitance), venant au détriment des recrutements, **elles sont susceptibles de connaître une nouvelle croissance dans le contexte des nombreux départs en inactivité dans les 5 années à venir**
- > La direction indique ainsi **ne pas avoir de politique spécifique de réduction de ces HS**, si ce n'est « *une plus grande vigilance sur le volume d'HS* »
- > On rappellera le **caractère délicat du chantier de gestion des HS** :
 - Celles-ci sont en effet souvent révélatrices de l'existence de sous-effectifs, eux-mêmes générateurs de pression, de stress, voire de démotivation pour le personnel, et pouvant être à l'origine d'accidents de travail, d'absentéisme, de baisse de productivité...
 - Mais elles constituent pour certains salariés une part importante de leur rémunération qu'il apparaît difficile de supprimer...

2008	Nbre de salariés	Nbres heures
CEH	225	67403
Exploitation	123	39272
Maintenance	91	26222
Autres	11	1909
HORNAING	48	7011
Exploitation	18	2987
Maintenance	25	3604
Autres	5	421
LUCY	43	6852
Exploitation	22	3854
Maintenance	18	2472
Autres	3	526
CERCHAR	4	491
PROVENCE	99	16370
Exploitation	58	10058
Maintenance	35	5697
Autres	6	616
RUEIL	6	1440
CODAP	5	1269
Autres	2	19
Compta		
TOTAL	425	99567



Relative stabilité des efforts de formation, notamment au profit des cadres, et dégradation notable des résultats sécurité, dans un contexte d'incertitudes sur l'avenir des sites et des salariés

Dépenses de formation

	2004	2005	2006	2007	2008	Moy.
En milliers d'euros	nc	nc	1 015	1 124	1 264	1 134
en % de la masse salariale						
Entreprise	2.9	3.3	3.5	3.6	3.5	3.4

	2004	2005	2006	2007	2008
Nombre d'accidents du travail avec arrêt	27	14	29	7	16
Taux de fréquence des AT ^(*)	18.90	11.10	23.50	5.50	11.97
Taux de gravité des AT ^(*)	1.38	0.95	0.77	0.32	0.73

■ Relative stabilité de l'effort de formation autour de 3,4 % de la masse salariale

■ Les démarches de formation concernent en 2008 :

- > La technicité des métiers pour 41,5 %
- > Le management et le comportemental pour 33,9 %
- > La sécurité et les habilitations pour 16,6 %
- > La bureautique et l'informatique pour 4,9 %
- > Les langues pour 1,9 %
- > L'environnement pour 0,6 %
- > Le laboratoire pour 0,3 %

■ Notons que les formations concernant les nouvelles techniques gaz n'ont pas encore été lancées

■ Si au cours des 3 dernières années, l'accès à la formation a été largement au profit des cadres (nouveau référentiel management...), la répartition de l'effort de formation par CSP ne figure plus dans le bilan social en 2008

■ Notable dégradation des résultats sécurité (tant en termes de TF que de TG), après l'amélioration de 2007 : le bilan sécurité 2008 ne nous a pas été communiqué et sera à analyser : quel impact de l'arrivée toujours perturbante d'un nouvel actionnaire et des incertitudes associées à l'avenir des sites et des salariés -l'adhésion du personnel étant un facteur essentiel à la sécurité- ?

■ Les efforts nous paraissent toutefois devoir être largement amplifiés, d'autant que la sécurité constitue l'une des priorités affichées du groupe E.ON

Progression des rémunérations, en particulier des 10 plus hautes, et négociation d'importants accords de branche et d'entreprise

Rémunérations moyennes par catégorie - Hommes

en euros par mois	2004	2005	2006	2007	2008	Var.
Exécution	2 749	2 879	2 742	2 332	2 511	7.7
Maîtrise	3 161	3 409	3 606	3 729	3 985	6.9
Cadres	5 340	5 775	6 197	6 405	6 594	2.9

■ Hausse des rémunérations pour l'ensemble des catégories de personnel, en particulier pour le personnel exécution, après la baisse intervenue en 2007 concernant cette catégorie

■ L'évolution des rémunérations moyennes du personnel féminin est difficile à analyser compte tenu de la petite taille de l'effectif.

■ Notons l'octroi d'une prime destinée à compenser l'absence d'intéressement en 2008, d'un montant moyen de 3.020 €

■ Forte augmentation du montant des dix plus hautes rémunérations et de la hiérarchie des rémunérations, reflétant, notamment, l'intégration des CET et des RTT dans les salaires

■ Fin 2008 et début 2009 ont eu lieu plusieurs négociations importantes de branche et d'entreprise, relatives à :

- > L'accord retraite supplémentaire (à décliner par entreprise de la branche)
- > La couverture décès invalidité
- > L'accord PERCO (à décliner dans les entreprises de la branche)
- > La réforme des CET

La négociation sur la couverture supplémentaire maladie étant toujours en cours

Rémunérations moyennes par catégorie - Femmes

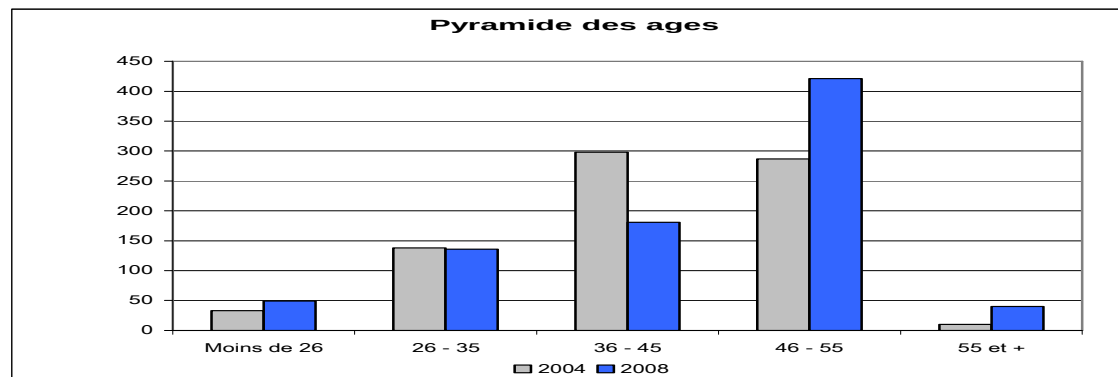
en euros par mois	2004	2005	2006	2007	2008	Var.
Exécution	nd	nd	2 083	1 093	nd	nc
Maîtrise	2 424	2 658	2 704	2 718	3 063	12.7
Cadres	4 272	4 560	4 661	4 607	4 408	-4.3

Les 10 plus fortes rémunérations

par mois	2005	2006	2007	2008	Var.
Masse salariale des 10 plus fortes rémunérations (en k€)	1 280	1 454	1 527	1 996	30.7
En % de la masse salariale totale	nc	4.9	4.9	5.5	
Rémunération mensuelle moyenne des 10 plus fortes rémunérations (en € par mois)	10 670	12 116	12 722	16 634	30.7
Rapport entre la rémunération mensuelle moyenne des 10 plus fortes rémunérations et la rémunération moyenne de l'entreprise	nc	3.8	3.9	4.6	



Les très nombreux départs en inactivité à court / moyen terme : un facteur essentiel du projet industriel d'E.ON, complexifié (et/ou facilité) par la récente réforme des retraites (1)



- Le déséquilibre de la pyramide des âges est très important, **56 % de l'effectif ayant plus de 46 ans (ce déséquilibre s'avère particulièrement marqué pour les maîtrises)** : 44 % des effectifs de la SNET pourraient ainsi partir en inactivité entre 2010 et 2015 (les taux de personnels concernés par l'ouverture des droits à la retraite allant de 21 % sur Lucy et Rueil à 62 % sur Emile Huchet, considéré comme site d'accueil, cf. ci-après)
- Une campagne d'information a été lancée sur le thème des retraites, avec déplacement de l'équipe RH sur les sites, et un outil de simulation (OSCAR) a été mis en place...
- ... mais aucune simulation n'a été réalisée (sur la base d'une enquête sur les intentions réelles du personnel), sachant que le plan industriel est susceptible de faire évoluer les souhaits de départs, et dans l'attente du lancement des négociations sur la GPEC (cf. supra) ; la notion de volontariat dans le cadre de la réforme des retraites pouvant introduire un biais dans les estimations de départs et les calculs de mobilités à organiser



Les très nombreux départs en inactivité à court / moyen terme : un facteur essentiel du projet industriel d'E.ON, complexifié (et/ou facilité) par la récente réforme des retraites (2)

Ouverture des droits à la retraite : Prévisions 2010-2015
(données de juin 2009)

	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			

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 sans CCGT	Mobilités inter-sites à organiser sans CCGT	Mobilités inter-sites à organiser avec CCGT
Hornaing	85	34	40 %	2012	85	51	De 16 à 51
Lucy	71	15	21 %	Hornaing 3 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



Rappel : 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 auparavant.**
- **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.



Un grand nombre de mobilités à organiser, mais un enjeu à court terme : retarder les départs prévus dès 2010 jusqu'à 2012 / 2013

- **Rappel : 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
- **Le nombre de mobilités inter-sites à organiser oscille entre 47 et 162** (répartis entre Lucy, Provence et Hornaing), en fonction du lancement ou non des projets CCGT
- **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 », cessation anticipée d'activité, primes et aides à la mobilité, en particulier vers CEH..., à négocier avec les représentants du personnel)



Nécessité d'une démarche GPEC particulièrement ambitieuse, impliquant fortement les IRP, ainsi que d'un accord « Seniors » avant fin 2009

- Ce projet du nouvel actionnaire E.ON (décrit de façon plus approfondie dans le rapport de droit d'alerte de juin 2009):
 - > Suscite de notre part un certain nombre de commentaires (cf. rapport de droit d'alerte),
 - > Possède toutes les caractéristiques d'un plan social à l'horizon 2012 : l'ouverture d'un PSE ne sera toutefois, éventuellement, envisagée par la Direction qu'à cette échéance,
 - > Se traduit pour le moment par un objectif de maintien en poste jusqu'à 2012 / 2013 de nombreux salariés ayant leurs droits au départ ouverts, moyennant des incitations financières pour le personnel concerné
 - > Nécessite une démarche de GPEC particulièrement ambitieuse, constructive et impliquant fortement les représentants du personnel : l'enjeu est ainsi de négocier un accord cadre GPEC (à durée déterminée avec révision tous les 3 ans et possibilité de négocier des avenants en fonction de l'évolution des processus) au plus tôt (octobre ?), en améliorant notablement les termes du 1er accord GPEC proposé (concernant par exemple le niveau de détails ou encore les enjeux de mobilité)
 - > Notons par ailleurs la nécessité, au vu du décret de loi, de signer un accord « Seniors » avant fin décembre 2009 (afin d'éviter les pénalités) :
 - La Direction souhaite privilégier les 3 thèmes suivants : « anticipation des évolutions de carrière », « accès à la formation et développement des compétences et des qualifications », « transmission des savoirs et compétences et tutorat »
 - Il s'agirait d'un accord d'entreprise (de plus de 300 salariés), à moins que les négociations n'aboutissent pas : dans ce cas, un plan d'action « seniors » devra être lancé



Une intégration au sein du Groupe E.ON par nature complexe

L'intégration d'une entreprise telle que la SNET, avec toutes ses spécificités, au sein d'un groupe international de la taille d'E.ON est toujours par nature délicate :

- Le groupe allemand est caractérisé par une culture de grande rigueur, **avec des procédures et des reporting parfois relativement lourds, et une** culture d'intégration forte des nouvelles acquisitions :
 - > A comparer avec la plus grande autonomie laissée à ses filiales par l'ancien actionnaire Endesa (à travers notamment le détachement de cadres espagnols sur site)
 - > **Nécessitant pour la 2ème fois en quelques années, d'importants efforts d'adaptation aux normes du Groupe de la part des services support** (les moyens humains de ces services sont-ils suffisants, en particulier pendant la période d'intégration, et au vu des nombreux chantiers en cours ?)
 - > **Une révision de l'organisation, destinée à permettre à la SNET de s'adapter aux normes E.ON pourrait ainsi être envisagée** : une réflexion sur une réorganisation matricielle par type de technique (charbon, gaz, éolien...) est par exemple à l'étude



Quel impact pour la SNET du plan d'économies « Perform to Win » ?

- Quel impact du programme de réduction des coûts « Perform to win » sur la SNET ? :
 - > Si un accord avec les OS du Groupe E.ON a été signé afin d'éviter que les suppressions de postes annoncées (de l'ordre de 8.000) se traduisent par des licenciements...
 - > ...Et si la **SNET** devrait pour le moment être partiellement préservée des **programmes d'optimisation et d'économies décidés par le Groupe**, sachant que l'évolution de son actionnariat et le sort des 35 % restants au capital ne sont toujours pas actés
 - > ...ce plan d'action ou ses successeurs pourraient à terme engendrer d'importantes conséquences pour la **SNET** en termes d'organisation, de productivité, notamment des services supports (mutualisation ?...), et de rentabilité de l'activité en général



Un modèle social en pleine mutation (1) ?

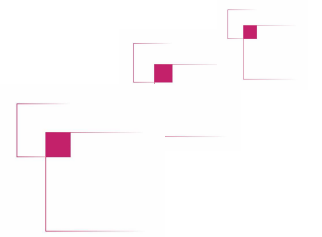
- La branche IEG ont connu un conflit social important, d'une ampleur et d'une durée inédites au cours de la période récente (coupures de gaz et d'électricité, blocage de sites...) :
- Les revendications concernaient en particulier :
 - > Le **pouvoir d'achat**, dans un contexte de crise, de proposition d'augmentation du SNB de 0,3 % au 1/1/2009 et d'impasse des négociations salariales associées,
 - > Mais aussi de **pertes de repères avec la succession des réformes et des réorganisations** récentes, en cours ou en projet (ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence, privatisation partielle d'EDF, fusion de GDF et SUEZ, filialisation des activités de transport, de distribution, de stockage et de terminalling, réforme des retraites, externalisation d'activités à fort contenu en main d'œuvre, dégradation des conditions de travail...)
- La privatisation de Gaz de France et sa fusion avec SUEZ d'une part, et la filialisation des activités transport, distribution, stockage, terminaux méthaniers d'autre part, ne sont pas étrangères aux problèmes. **Sur un certain nombre de sujets, et notamment sur les augmentations salariales, les divergences de vues entre les entreprises IEG apparaissent de plus en plus visibles, en particulier celles entre EDF et GDF SUEZ, pour qui les enjeux sont différents (chez le premier, les négociations concernent près de 90 % des effectifs français tandis que chez le second, c'est nettement moins de la moitié).**



Un modèle social en pleine mutation (2) ?

- **Les négociations de branches sont dans ce contexte de plus en plus difficiles**, reportant ainsi sur les entreprises la responsabilité de négocier des accords. **Ce conflit pourrait donc marquer un virage « historique » pour le secteur de l'énergie, dans la mesure où il rompt avec le modèle social en place, et pourrait engendrer l'éclatement de la branche des IEG. Le risque de créer des « niches » dans les entreprises où le rapport de force est le plus favorable aux salariés apparaît dans ces conditions patent.**
- Quel avenir pour le statut IEG, **déjà partiellement vidé de son contenu avec notamment la réforme des retraites (« assouplissement » : vers un statut « *a minima* », disparition... ?), sachant** qu'un certain nombre de brèches ont déjà été introduites dans l'application de ce statut, **par exemple :**
 - > La **non parution de postes à pourvoir** dans le cadre de la bourse de l'emploi IEG, la Direction de GDF-SUEZ par exemple ayant choisi d'utiliser son propre outil Taleo. Le risque de perte d'opérationnalité de la bourse d'emploi commune à la très grande majorité des acteurs dans un secteur de l'énergie de plus en plus concurrentiel n'est évidemment pas négligeable.
 - > S'agissant d'un phénomène plus ancien, la **non application du statut aux personnels d'entreprises productrices et/ou commercialisatrices d'énergies** telles que POWEO ou DIRECT ENERGIES, renforçant les distorsions de concurrence au sein du secteur.





Conclusions



- Comme les années précédentes, 2008 et 2009 ont apporté leur lot de changements majeurs, aussi bien au plan interne (actionnariat et plan industriel, relations contractuelles avec EDF) que dans l'environnement économique et réglementaire (crise, projets de réorganisation du marché français de l'électricité).
- Ce contexte n'est-il pas de nature à inciter E.ON à un certain attentisme en termes d'organisation et de plan industriel ? En particulier :
 - > Le retrait des actionnaires minoritaires n'est-il pas le préalable nécessaire à une réorganisation des activités d'E.ON en France ?
 - > Les négociations en cours sur ce sujet ne sont-elles pas liées à des discussions sur le nucléaire en France, voire dans l'hydraulique ?
- Mais tandis que les incertitudes sur le plan industriel se prolongent, des échéances déterminantes se rapprochent pour la SNET. Elles touchent notamment à l'avenir des sites de Lucy et Hornaing.



- Les enjeux RH revêtent une acuité particulière **dans le contexte en particulier d'abandon de plusieurs importants projets d'investissement pour la SNET et de perspectives de très nombreux départs en inactivité à court / moyen terme.**
- La démarche de GPEC engagée nous semble devoir être particulièrement ambitieuse, constructive, et impliquer fortement le personnel **(dont on rappellera qu'il a été mené à rude épreuve au cours des dernières années, face aux incertitudes multiples et répétées concernant l'évolution de l'actionnariat de la SNET, l'avenir de l'entreprise et de son personnel, et au vu des importants efforts successifs d'intégration au sein de grands Groupes internationaux).**

