

Le scénario énergétique de référence de la DGEMP pour 2030, ou il y a loin de la coupe aux lèvres

L'Observatoire de l'Énergie de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, (DGEMP OE) a présenté la mise à jour du scénario énergétique « de référence ».

Un scénario prospectif de ce type est officiellement établi tous les 4 ans. Il vise ici l'année 2030. Ce scénario représenterait la situation énergétique de la France, « si aucune politique ou mesure nouvelle, autre que celles déjà en place ou décidées au 1^o janvier 2008, n'était prise, en particulier, pas de mesures nouvelles qui pourraient ressortir des suites du Grenelle de l'environnement »

Ce scénario suppose aussi l'absence de grave crise mondiale dans l'approvisionnement des combustibles fossiles et le maintien des prix de ces combustibles à des valeurs inférieures aux actuelles

Dans ces conditions de semi continuité, dites aussi de « sagesse conventionnelle », la production énergétique primaire passerait de 275 Mtep en 2006 à 326 Mtep en 2030, soit une augmentation globale de 19 %, soit + 0.8 %/an (de 1990 à 2006, l'augmentation a été de + 1.2 %/an).

Par habitant, l'augmentation est un peu plus faible: + 7 % (4.52 tep par habitant en 2006 et 4.85 tep / hab en 2030). Il faut surtout noter la forte augmentation : + 46 %, du vecteur électricité qui au niveau consommation passe de 428 à 624 TWh

Le maintien du nucléaire à un niveau un peu supérieur à l'actuel (+ 7%) et une forte augmentation des renouvelables (+ 80 % en électricité et + 62 % en thermique direct) avec la prévision de la mise en œuvre de 20 000 MW en éolien, de 600 MW en solaire photovoltaïque, (pour un coût d'obligation d'achat annuel de 5 G€ en 2030) ne suffisent pas, pour répondre aux besoins, sans faire appel à une forte augmentation de la consommation de gaz, aussi bien en chaleur directe, que pour la production d'électricité.

En 2030 la consommation de gaz dans la production d'électricité atteint 17,5 Mtep au lieu de 3,3 en 2006. La production électrique correspondante passe de 5 TWh en 2006 à 88 TWh en 2030. Les centrales à gaz, avec une puissance installée de 21.6 GW, assureraient pour environ 4 120 heures par an, un fonctionnement quasiment de base. Pour la production de chaleur la consommation de gaz passerait de 35 Mtep à 50 Mtep, soit une augmentation de 15 Mtep. En particulier, dans le résidentiel, la consommation de gaz passerait de 15,8 Mtep à 24,5 Mtep tandis que l'utilisation de fioul diminuerait de 10,7 à 2,3 Mtep. Globalement l'usage du gaz passerait donc de 40,3 Mtep à 67,5 Mtep, soit une augmentation de 67%.

Les autres combustibles fossiles, pétrole et charbon, varient globalement peu. Pour ce qui concerne le pétrole la diminution de son usage dans le résidentiel est compensée par l'augmentation de la consommation du secteur « transport ».

Globalement les émissions de CO₂ passeraient de 381 Mt en 2006 à 435 Mt en 2030, soit une augmentation de 54 Mt. (+ 14 %) Pratiquement la totalité de cette augmentation, dont 32 Mt dans le secteur électrique, proviendrait de l'utilisation croissante de gaz.

Par rapport à l'objectif des 3 fois 20 le scénario de la DGEMP est clairement hors jeu :

1. 22% de croissance de la consommation énergétique finale en 2030 plutôt qu'une décroissance de 20% en 2020, soit 42% de différence entre la prévision et l'objectif
2. 14% d'énergie renouvelable au lieu de 20% soit un retard de 50%

3. 14% d'augmentation des émissions de CO₂ plutôt qu'une diminution de 20%, soit un écart de 34%

La DGEMP est d'ailleurs parfaitement consciente de ce considérable décalage ; citons :

« *Par plusieurs aspects (sécurité d'approvisionnement, émissions de CO₂, efficacité énergétique, etc.) **il est clair que le scénario de référence proposé dans le présent exercice n'est pas celui qui permettrait de satisfaire les objectifs de la politique énergétique française.***

En particulier, les importations de gaz qu'engendrerait la réalisation de ce scénario s'élèveraient à 78 milliards de m³ en 2030 (70 Mtep), contre 44 milliards de m³ aujourd'hui.

Enfin, le scénario de référence est bien entendu loin d'atteindre les objectifs communautaires, tant sur les émissions de CO₂ que sur la place des renouvelables dans le mix énergétique, qui n'est que de 13,7% en 2030 contre 23% dans le projet de partage des efforts de la Commission.

Ce constat signifie qu'il est nécessaire d'engager des politiques et mesures supplémentaires par rapport à celles déjà en place ou décidées »

Comme nous l'avons souligné, l'augmentation des émissions de CO₂ est due à l'augmentation de l'usage du gaz. Plusieurs facteurs implicitement présents dans le scénario de référence peuvent expliquer cette augmentation :

- Dans le secteur électrique la limitation de la production d'électricité nucléaire semble être devenue un dogme établi, même si on note une évolution par rapport au scénario prospectif antérieur, qui prévoyait une baisse relative et aussi absolue du nucléaire
Plusieurs facteurs concourent dans ce sens :
 - Ne pas fâcher Greenpeace et ses satellites
 - Renforcer les cartes de GDF avant la fusion avec Suez
 - Accompagner le développement de l'éolien, car pour faire face à l'intermittence et aux variations brutales de puissance fournie, le gaz est une bonne solution technique, mais très défavorable pour les rejets de CO₂
 - Obéir à la volonté de la Commission Européenne de casser le monopole d'EDF. Ceci conduit à favoriser le développement d'opérateurs alternatifs, généralement sans compétence nucléaire.
- Dans le secteur de production de chaleur pour le résidentiel et le tertiaire, on prévoit le remplacement du chauffage fioul par le chauffage gaz. Bien qu'augmentant de 40% la contribution des énergies renouvelables reste modeste, moins du quart de la contribution des énergies fossiles.

L'objectif des trois fois 20 peut il être atteint ?

Un objectif de réduction importante de la consommation d'énergie ne peut se faire que par une augmentation indifférenciée du prix de l'énergie. Pour atteindre 42% de réduction la hausse des prix devra être considérable. Facile ? Du moins c'est ce que nous semblent nous dire les technocrates européens et certains participants du Grenelle. Mais personne ne nous explique comment. Quelles doivent être les augmentations de prix de l'énergie pour atteindre ce but ? Selon nos estimations (pour une élasticité demande-prix(1) de -0,7, jugée valable sur le long terme), il faudrait plus que doubler le prix de l'énergie (le quadrupler pour une élasticité de -0,35, valable sur le court terme). Quel gouvernement aura le courage d'imposer de telles augmentations ? Nous attendons que la Commission Européenne réponde clairement à ces questions. A condition d'être neutre (indépendante du type d'énergie considérée) l'augmentation du prix de l'énergie aboutira sans doute à une baisse relative de la consommation des combustibles fossiles égale à la baisse de la consommation, soit 42% dans le cas que nous considérons. De ce fait les rejets de CO₂ seraient réduits dans la même proportion. Mais, si le but à atteindre est bien

la réduction de la consommation de combustibles fossiles l'imposition d'une diminution uniforme de la consommation énergétique par une taxe énergie, par exemple, est la solution la moins efficace et la plus onéreuse.

En outre de l'accentuation des contraintes réglementaires, il faut envisager principalement de taxer le CO₂ rejeté.

- Augmenter de 50% la part des énergies renouvelables, dans le décompte de l'énergie finale, c'est à dire les faire passer de 14 à 20%. Est-ce facile ?

Il faut tout d'abord remarquer que l'électricité ne comptait que pour 21% de la consommation finale en 2006 (mais pour 49 % au niveau de la production énergétique primaire) et n'atteindrait que 25% en 2050. Ceci signifie que la part de l'électricité renouvelable dans la consommation finale ne pourra que rester modeste. 20% d'électricité renouvelable (dans le scénario de référence le total de l'électricité renouvelable atteindrait 18%) ne contribuerait qu'à 5% de la consommation finale. L'essentiel de l'effort devrait donc porter sur la production de chaleur et les transports. Dans le scénario de référence la production de chaleur renouvelable ne représente que 8% de la consommation finale. Il faudrait donc doubler cette part. En 2030 le scénario de référence prévoit une contribution de 12 Mtep (8,76 en 2006) pour le bois. Nous pensons que, par une meilleure gestion de la forêt française, cette contribution pourrait être portée à 20 Mtep. La contribution du solaire thermique (eau chaude sanitaire en particulier) est estimée à 0,25 Mtep en 2030. Nous pensons que cette contribution peut être amenée à 2 Mtep si on accepte de favoriser le solaire thermique par rapport au photovoltaïque. La contribution des Pompes à Chaleur prévue de 1,2 Mtep (0,43 en 2006) devrait pouvoir être significativement augmentée à 5 Mtep. Avec ces augmentations raisonnables il semble donc possible d'atteindre l'objectif de 20% d'énergie renouvelable.

- En 2030, peut-on atteindre 34% de réduction des émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence ?

Il faut agir sur la production d'électricité et sur celle de chaleur.

- Pour la production d'électricité, rien n'oblige à recourir davantage aux combustibles fossiles. Le scénario prévoit 2.9 GW de puissance installée en charbon pour une production de 18 TWh (facteur de charge de 6 200 heures /an) et surtout 21.6 GW de puissance installée en gaz CCG, pour une production de 89 TWh (facteur de charge de 4 120 heures /an). L'ensemble est à l'origine d'une émission d'environ 46 Millions de tonnes de CO₂ (14 Mt pour le charbon et 32 pour le gaz), soit 10% des émissions prédites pour 2030.

Au vu des facteurs de charge, il apparaît que ces centrales fossiles fonctionnent essentiellement en base ou semi base tout au long de l'année, ce qui pourrait être assuré de façon identique par le nucléaire, sans rejet de CO₂ et pour des coûts du MWh inférieurs, même pour 4 000 heures de fonctionnement annuel.

Il faut noter que cet avantage de coût ne devrait que se renforcer, car on peut penser que le prix du gaz ne va pas rester au niveau actuel mais va continuer à monter d'ici 2030.

Compte tenu des facteurs de charge élevés des centrales à charbon et à gaz il est tout à fait possible de les remplacer puissance pour puissance par des réacteurs nucléaires, soit environ 15 EPR (à ajouter aux 34 destinés à remplacer les tranches actuellement en fonctionnement au fur et à mesure de leur déclassement). Construire 15 EPR au lieu de l'équivalent en gaz conduirait à un investissement supplémentaire d'environ 25 G€. Il faut souligner que la différence des coûts en combustibles, permet de compenser ce supplément d'investissement en quelques années. De plus, une diminution de nos émissions de CO₂ de 46 Mt, pourrait représenter annuellement de l'ordre de 2,5 G€ (pour un coût de 50 Euros par tonne de CO₂ émis). Le surinvestissement pourrait alors être compensé par le seul coût du CO₂ en environ 10 ans.

Le surinvestissement de 25 G€ correspond sensiblement au coût de construction du parc éolien prévu dans le scénario de référence. La réalisation d'un tel parc d'éoliennes pourrait éventuellement se justifier s'il permettait de diminuer la production des centrales thermiques, mais il n'a plus de raison d'être dans le cas d'une substitution à la production nucléaire.

- Pour les besoins en chaleur directe, les 13,5 Mtep de chaleur renouvelable supplémentaires, estimés ci-dessus permettraient de ramener la consommation de gaz à sa valeur actuelle. Il resterait encore à diminuer les émissions de 20%. Ceci peut être obtenu en renonçant à l'usage du gaz pour le chauffage en le remplaçant par l'électricité pour la production de chaleur, soit à l'aide de simples convecteurs, soit en faisant appel aux pompes à chaleur, tout en améliorant les performances thermiques du bâti ancien et en développant l'utilisation de l'électricité dans les transports (voitures électriques, hybrides rechargeables...).

En résumé :

L'objectif d'une contribution de 20% d'énergies renouvelables à la consommation finale d'énergie semble réalisable. Cette augmentation de la part des énergies renouvelables sera d'autant plus intéressante qu'elle permettra de diminuer le recours au gaz et au fioul dans la production de chaleur. En 2006 l'utilisation du fioul et du gaz pour le chauffage dans les secteurs tertiaire et résidentiel atteignait 37 Mtep provoquant l'émission d'environ 100 Mt de CO₂, soit 26% des émissions totales. La production d'électricité par les centrales à gaz et, surtout, à charbon atteignait un peu moins de 20 Mtep pour des émissions également de l'ordre de 100 Mt de CO₂. L'objectif d'une diminution de 20% des émissions de CO₂ serait donc relativement facile à obtenir en remplaçant, d'une part, l'usage du gaz et du fioul dans la production de chaleur par de la chaleur renouvelable à hauteur de 20 Mtep et, d'autre part, en remplaçant la moitié de la production électrique charbonnière par la production nucléaire de 2 à 3 EPR supplémentaires. Il nous paraît douteux qu'une diminution de 20% de la consommation énergétique puisse être atteinte, sauf crise économique majeure. L'augmentation de la demande électrique, en particulier, devra être satisfaite par une production non carbonée qui, dans les conditions françaises, ne peut guère être que nucléaire. Sur la base des projections du scénario de référence il y aurait lieu de construire une quinzaine de réacteurs EPR. Au cas où cet objectif s'avèrerait excédentaire on pourrait envisager de mettre d'anciens réacteurs en réserve.

(1) L'élasticité ε de la demande aux prix est définie comme $\frac{\Delta Q}{Q} = \varepsilon \frac{\Delta P}{P}$ où Q est la demande, ΔQ la variation de la demande P le prix, ΔP la variation des prix. Il s'ensuit que la relation entre Q et P s'écrit $Q = P^\varepsilon$. Bien entendu la demande est anti-corrélée au prix et ε est négatif. A court terme la demande d'énergie est très rigide (on ne change pas facilement de voiture, ni de système de chauffage, ni de distance travail-domicile) et on retient généralement la valeur de $\varepsilon = -0,35$. A long terme on suppose que les adaptations peuvent se faire et on retient la valeur de $\varepsilon = -0,7$.

Annexe

Présentation du Scénario énergétique de référence DGEMP-OE

(Scénario énergétique limité à la France métropolitaine, Corse comprise)

Note préliminaire : nous reproduisons dans ce chapitre, directement de façon parfois condensée pour faciliter la lecture, les données de la publication DGEMP.

Les ajouts limités pour éclaircir l'information, sont indiqués sous forme de notas en italique.

A 1) Hypothèses génériques

Taux de croissance du PIB : +2,1% par an sur 2008-2030

67,2 millions d'habitants, contre 60,8 en 2005 (taux de croissance annuel moyen de 0,4%)

Taux de change de l'euro et du dollar US : 1,25 \$/euro sur 2008-2030

Prix des énergies et du CO₂ :

- pétrole brut Brent : 70 \$/bl sur 2008-2030 (*nota : 1 tep ≈ 7.33 bl*)

- gaz indexé sur le prix du Brent : 7 \$/MBtu sur 2008-2030

(nota : 1 MBtu = 293 kWh ; 1 tep = 39.8 MBtu)

- charbon : 80 \$/t sur 2008-2030 (*nota : 1 tec ≈ 0.66 tep*)

Quota CO₂ (Europe) et 24 €/t CO₂ en 2030

Pas de captage et stockage du carbone (CSC) pour 2030.

A 2) Hypothèses sur la demande d'énergie dans l'industrie

Globalement l'activité des industries de base stagne mais celle des autres industries progresse.

Parmi les industries grosses consommatrices d'énergie il y a stabilité sauf:

- Matériaux de construction : clinker à 13,7 Mt en 2030 contre 17,3 Mt en 2005, mais stabilité pour la production de ciment

- Verre en forte croissance, à 6,4 Mt en 2030, contre 5,5 en 2005

- Agro-alimentaire en baisse: sucre à 2,9 Mt en 2030 contre 4,4 en 2005

- Pâte, papier, carton : 22,8 Mt en 2030 pour le papier contre 10,3 en 2005

A 3) Hypothèses renouvelables

Pas de mesures nouvelles autres que celles déjà en place ou décidées de façon sûre et détaillée.

Néanmoins, au titre de la « sagesse conventionnelle », il a été admis un prolongement des crédits d'impôt et des tarifs d'achat de l'électricité d'origine renouvelable à leurs niveaux actuels, sans limitation quantitative.

Nota :

Les aides se présentent sous deux formes :

- les crédits d'impôts portant sur 50 % du prix des équipements et des matériaux, hors main d'œuvre, avec des limites (exemple 3 kWc pour le photovoltaïque)

- les obligations d'achat du courant fixées :

- pour l'éolien, au tarif de 83.8 €/MWh

- pour le photovoltaïque à 300 €/MWh (400 dans les DOM et en Corse) passant à 550 €/MWh si l'installation est intégrée à la toiture

	2006	2030
Eolien (puissance installée)	1 400 MW	20 000 MW

Photovoltaïque (puissance de crête)	54 MWc	600 MWc
Solaire thermique	0.021 Mtep	0.25 Mtep
Géothermie profonde	0.13 Mtep	0.25 Mtep
Pompes à chaleur	0.44 Mtep	1.2 Mtep
Déchets	0.32 Mtep	0.28 Mtep
Bois	8.76 Mtep	12 Mtep
Biogaz	0.054 Mtep	0.2 Mtep
Biocarburants (taux en pouvoir calorifique).	1.75 %	10 %

Tableau 1 : place des renouvelables

A 4) Hypothèses et modélisation de la branche électricité

4.1 Les besoins

Globalement les besoins en électricité s'accroissent fortement : + 46 % en consommation finale passant de 428 TWh à 624 TWh

Les écarts relatifs, par rapport à la consommation hebdomadaire moyenne (8.2 TWh en 2006 et 12 TWh en 2030) varient peu :

- + 37 % en hiver en 2030 pour + 40 % en hiver 2006
- 20 % en été 2030 pour – 15 % en été 2006

Les variations de la demande en cours de journée sont, essentiellement, caractérisées par une augmentation entre 5 et 11h du matin suivie d'une décroissance entre 12 et 23h. En 2006 cette augmentation atteignait environ 35% de la puissance moyenne (50 GW). Le scénario de référence envisage une augmentation de 43% par rapport à une puissance moyenne de 70 GW.

Les pentes de variations de puissance appelée restent faibles (au maximum 14 % /heure, 0.2 % /minute) étalées sur plusieurs heures, ne modifiant pas les données du suivi réseau pour les moyens de production.

4.2 Les moyens de production.

- PPI (programmation pluriannuelle des investissements de production électrique) prise en compte, sauf mention contraire, jusqu'à l'horizon 2015.
- Cogénération : maintien du parc à son niveau de 2006
- Solde exportateur en 2030 obtenu : 22,8 TWh contre 63,3 TWh en 2006.
- Parc nucléaire adapté à un maintien « conformément à la déclaration du Président de la République, de sa puissance totale à partir de 2015, en jouant, pour les besoins de la modélisation, sur la durée de vie des centrales »

Nota : Ce maintien du niveau de puissance nucléaire, constitue un changement significatif, par rapport aux études précédentes, puisque dans le scénario de référence de 2004, il était prévu 50,7 GW en 2030 pour 63.3 GW actuellement. Après EPR Flamanville, le scénario prévoit chaque année, une mise en service de puissance équivalente à celle déclassée. En 2030 il resterait ainsi encore 7 tranches de 2^o génération, les 51 autres ayant été remplacées par 33 EPR en plus de Flamanville, soit un total de 41 tranches en service

Pour faire face aux besoins complémentaires d'électricité, en particulier les usages spécifiques de l'électricité (résidentiel et tertiaire) la progression du chauffage électrique et aussi de la

climatisation (tertiaire), trois technologies de centrales thermiques classiques sont considérées pour la semi-base et la pointe :

- cycle combiné au gaz : rendement de 58%, émissions de 350 g CO_2 /kWh ;
- centrale au charbon : rendement de 45% (supercritique), émissions de 770 g CO_2 /kWh
- turbine à combustion au fioul : rendement de 35%.

Nous verrons qu'une partie importante de ces fournitures se rapproche de la base puisque pour le charbon le facteur de charge est de 71 % (6 200 heures / an) et pour le gaz CCG de 47 % (4 120 heures)

	2006	2030
Nucléaire	63.3	65.4
Charbon	6.5	2.9
CCG	1	21.6
Fioul	4.5	0
TAC (fioul et gaz)	0.8	15.8
Gaz dérivés (hauts fourneaux)	0.3	0.3
Divers thermiques non ren	8.4	7.9
Thermiques ren	0.5	1
Hydraulique	25.5	25.5
Eolien	1.4	20.1
Photovoltaïque (MWh)		0.6
Total	112.2	161

Tableau 2 : puissances électriques installées en GW (1 000 MW)

Nota a): il est supposé qu'il n'y aura pas de contrainte exogène de sécurité d'approvisionnement qui réduirait l'usage du gaz, d'où quasi fin du charbon et fin totale des centrales au fuel. Il est aussi supposé que le prix du gaz restera quasiment au niveau actuel

Nota b) : il est pris en compte dans le système électrique la possibilité d'importation pour les pointes à hauteur de 5 GW en 2030.

Nota c) : les éoliennes se caractérisent par un facteur de charge de 0.28 (2 500 / 8 760 h / an) Ce chiffre paraît très optimiste si on le compare à la valeur de l'ordre de 21% donnée par RTE pour 2007.

Nota d) : Compte tenu du caractère intermittent du fonctionnement des éoliennes, ce sont des variations de 20 000 MW de puissance qu'il faut pouvoir compenser en plus des variations des besoins du réseau, par les autres moyens de production.

.

	2006	2030	2030-2006
Nucléaire	450	482	32
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	64	116	52
Thermique classique	60	143	83
Charbon	23	18	-5
CCG et GHF	5	89	84
fioul et TAC	3	4	1
thermique divers non ENR	25	25	0
thermique ENR	4	7	3
Bilan Import - Export	- 63	- 23	-40
Total disponibilité production	511	718	207
Usages internes, pertes ligne	- 83	- 94	-11
Consommation finale	428	624	196

Tableau 3 : électricité, production et consommation finale TWh

Nota a) : L'hydraulique étant pratiquement stable et le photovoltaïque négligeable, l'accroissement de l'électricité renouvelable repose essentiellement sur l'éolien

Nota b) : Pertes en ligne 44 TWh (7 % de la consommation finale)

Nota c) : Il est considéré que l'usine d'enrichissement d'uranium, est passée à la technologie de l'ultracentrifugation d'où une consommation d'électricité qui passe de 16 TWh en 2006 à 0.7 TWh en 2030 (de vrais économies d'énergie)

Nota d) Les valeurs de facteurs de charge (fraction moyenne du temps de fonctionnement à pleine puissance) retenues sont intéressantes dans le contexte de la polémique sur le contenu en CO2 de l'électricité. Le facteur de charge du nucléaire atteindrait environ 84%, en légère augmentation par rapport à 2006 (81%) du fait que la part du nucléaire dans la production passerait de 88% à 67%, ce qui entraîne l'augmentation du fonctionnement en base.

Le facteur de charge des centrales à charbon atteindrait 71% et celui des centrales à gaz à cycles combinés (CCG) 47 %. Ces chiffres élevés montrent clairement, s'il en était besoin, que centrales à charbon et CCG n'ont pas comme première fonction de faire face aux pointes de consommation. Les besoins de pointe sont fournis par les barrages hydroélectriques et par les Turbines à Combustion. Les facteurs de charge de ces dernières sont très faibles, de l'ordre du pour cent, ce qui correspond à la demande d'extrême pointe.

A 5) Bilans globaux production et emplois

Tableau 4 : bilan global : production d'énergie primaire Mtep

Nota a) En production non énergétique il est compté 13.7 de pétrole et 1.6 de gaz pour 2006
15.4 de pétrole et 2.8 de gaz pour 2030

Nota b) Si la production pétrole reste globalement stable, il y a augmentation des usages pour les déplacements (+ 9 Mtep) et baisse équivalente pour les autres utilisations (chauffage...)

Nota c) La disponibilité électricité primaire est obtenue en sommant les productions électriques nucléaire et renouvelables : hydraulique, éolien (comptabilisation production primaire) et en soustrayant le bilan exportations - importations

En 2006 : électricité nucléaire 117,3 Mtep ; électricités hydraulique et éolienne 5,5 Mtep ; déduction bilan échange exportation 5.5 Mtep

En 2030 : électricité nucléaire 125,5 Mtep ; électricité hydraulique et éolienne 10 Mtep ; déduction bilan échange exportation 2 Mtep

	Energie	Industrie	Tertiaire	Résid	Agric	Transp	Non Ener.	Total
2006	98.2	37.4	22.6	48	2.9	50.8	15.4	275.2
2030	109.8	44.8	29.7	54.7	4.6	64.3	18.1	326
		+ 20 %	+ 31 %	+ 14 %		+ 27 %		+ 18 %

Tableau 5 : bilan global : emplois énergie finale par secteur Mtep

Nota : L'écart pour 2006 entre emplois et disponibilités résulte surtout de variations de stocks

A 6) Zoom sur l'ensemble tertiaire - résidentiel

	Charbon	Pétrole	Gaz	Electricité	Ren. Therm.	Total
--	---------	---------	-----	-------------	-------------	-------

2006	0.4	14.7	22.6	24	8.9	70.6
2030	0	4.2	33.2	36.1	10.9	84.4

Tableau 6 : bilan détaillé résidentiel et tertiaire (Mtep)

Plus de logements : 31,6 millions de ménages (résidences principales) en 2030 (contre 25,4 en 2005),

Modes de chauffage: les besoins unitaires de chauffage s'accroissent pour le parc construit avant 1975 (dont la part du parc reste égale à 43% en 2030), sont stables pour le parc de 1975-1990 et diminuent progressivement pour le parc postérieur à 1990.

Réglementation thermique 2000 (RT 2000) et 2005 (RT 2005) sur le neuf

Pénétration progressive des lampes à basse consommation (LBC)

A 7) Zoom sur les transports

	Pétrole	Electricité	Ren	Total
2006	49.1	1	0.7	50.8
2030	58.3	1.7	4.3	64.3

Tableau 7 : bilan détaillé transports (Mtep)

- Incorporation des biocarburants de 1° génération : 10% en 2030

- 140 g CO₂/ v-km) pour les véhicules neufs

- Hypothèse de non pénétration significative des véhicules hybrides en 2030.

A 8) Émissions de CO₂

	2006	2030	Ecart :
Total	381	435	+ 14 %
dues aux transports	150	177	+ 18 %
dues au résidentiel et tertiaire	100	92	- 8 %
dues à l'industrie	74	79	+ 7 %
dues à l'agriculture	8	11	+ 37%
dues à la production d'électricité	34	65	+ 91 %
autres de la branche énergie	16	10	- 37 %

Tableau 8 : bilan et origine rejets CO₂ (millions de tonnes/an)

Nota : CO₂ transports dus au pétrole

CO₂ résidentiel et tertiaire et production d'électricité dus pour 96 % au gaz

CO₂ industrie dus pour 50 % au gaz

A9) Les conclusions de la DGEMP-OE

Les conclusions de la DGEMP sont claires :

« Par plusieurs aspects (sécurité d'approvisionnement, émissions de CO₂, efficacité énergétique, etc.) **il est clair que le scénario de référence proposé dans le présent exercice n'est pas celui qui permettrait de satisfaire les objectifs de la politique énergétique française.**

En particulier, les importations de gaz qu'engendrerait la réalisation de ce scénario s'élèveraient à 78 milliards de m³ en 2030 (70 Mtep), contre 44 milliards de m³ aujourd'hui.

Enfin, le scénario de référence est bien entendu loin d'atteindre les objectifs communautaires, tant sur les émissions de CO₂ que sur la place des renouvelables dans le mix énergétique, qui n'est que de 13,7% en 2030 contre 23% dans le projet de partage des efforts de la Commission.

Ce constat signifie qu'il est nécessaire d'engager des politiques et mesures supplémentaires par rapport à celles déjà en place ou décidées »