

Scénario énergétique tendanciel et émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030

Richard Lavergne, Jean-Michel Kehr (CGDD)

Si la consommation énergétique de la France et les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent poursuivaient leur tendance, les objectifs nationaux, internationaux et communautaires en matière de réduction des émissions ne pourraient être atteints ; en tenant compte des seules mesures en vigueur avant le Grenelle de l'environnement, la croissance tendancielle des émissions liées aux usages énergétiques serait de + 0,5 % par an entre 2006 et 2030 pour atteindre 435 millions de tonnes de CO₂ (Mt CO₂) contre 374 Mt en 1990. Ces émissions sont calculées à partir d'un exercice de projection à long terme réalisé pour l'orientation de la politique énergétique de la France en termes de sécurité d'approvisionnement et de diminution de l'intensité énergétique de son économie¹. Les résultats tendanciels font ressortir l'urgence et la nécessité du Grenelle de l'environnement, les efforts à consentir. Ils serviront de référence pour l'évaluation de ses mesures.

En prolongeant la tendance et en tenant compte des seules mesures en vigueur avant le Grenelle, les émissions de CO₂ résultant de la production et de la consommation énergétique de la France ne cesseraient de croître jusqu'à 2020 et s'accéléraient ensuite jusqu'à 2030 du fait des transports et de la production d'électricité. La part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique se développerait moins que l'objectif du Paquet énergie-climat². Elle s'élèverait à 13,4 % en 2020 (contre 23 % dans le projet du Paquet) et 13,7 % en 2030. Elle est de 10,3 % en 2006.

Les projections tendanciennes ne permettraient pas de satisfaire les objectifs de réduction des émissions de CO₂ tant nationaux que communautaires. Ce constat renforce la nécessité d'engager des politiques et mesures supplémentaires par rapport à la situation de l'avant Grenelle.

Une croissance tendancielle des émissions de CO₂

En prolongeant les tendances des bilans énergétiques, les émissions de CO₂ peuvent être estimées de façon simplifiée à 435 Mt CO₂ en 2030 contre 374 Mt en 1990 (405 Mt CO₂ en 2020). En dépit de la diminution des émissions du secteur résidentiel et tertiaire à partir de 2010, une légère accélération des émissions apparaît en fin de période, essentiellement du fait de la hausse des transports (+ 1,0 % par an entre 2020 et 2030) et de celle de la production d'électricité (+ 2,7 %). Dans les bâtiments, la tendance s'oriente à la baisse à partir de 2006 et s'accroît à partir de 2020 sous l'effet des réglementations thermiques 2000 et 2005, de la rénovation et du développement des énergies renouvelables dans le résidentiel, et des normes haute qualité environnementale (HQE) dans le tertiaire (*figures 1 et 1 bis*).

¹ La note est issue du « Scénario énergétique de référence DGEMP-OE (2008) » de la direction générale de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, (référence 1).

² Le Paquet énergie-climat, qui devrait être adopté par la Commission européenne à la fin de 2008 ou au début de 2009, prévoit les efforts des États membres pour contenir le réchauffement climatique. <http://www.euractiv.fr/energie/article/paquet-energie-climat-commission-propose-solutions-precises-contraignantes-limiter-changement-climatique-00635>.

Figure 1 - Émissions de CO₂ dues à l'énergie par secteur

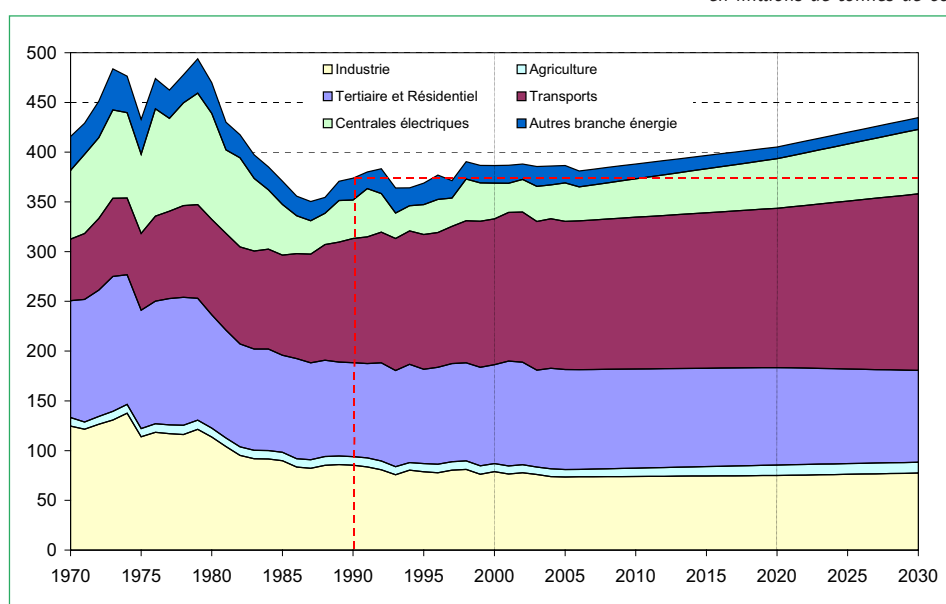
en millions de tonnes de CO₂

	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
					Émissions totales de CO₂	387	381
dont :							
- dues aux transports	147	150	160	177	0,3	0,7	1,0
- dues au résidentiel et tertiaire	99	100	98	92	0,2	-0,3	-0,6
- dues à l'industrie	79	74	77	79	-1,1	0,3	0,3
- dues à l'agriculture	8	8	11	11	-1,3	1,6	0,3
- dues à la production d'électricité	36	34	50	65	-0,9	2,7	2,7
- autres émissions de la branche énergie	18	16	10	10	-1,7	-2,0	-

Source : DGEC

Figure 1 bis - Émissions de CO₂ dues à l'énergie de 1970 à 2030 par secteur

en millions de tonnes de CO₂



(en pointillé rouge, le niveau d'émission de 1990)

Source : DGEC

2008, troisième édition du scénario énergétique

Le scénario tendanciel élaboré en mars 2008 par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC- ex-DGEMP) est construit à partir d'un modèle complet de l'offre et de la demande. Il fait suite à deux précédents exercices effectués en 2000 et 2004 (références 3 et 2).

Il constitue un cadre de travail harmonisé, susceptible de servir de référentiel, à l'intention de l'ensemble des pouvoirs publics, des collectivités locales et des acteurs concernés, à la fois stable (d'où une actualisation seulement tous les quatre ans) et cohérent en termes d'offre, de demande et de transformation entre elles des différentes formes d'énergie. Il répond également à la demande de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour lui permettre d'actualiser ses scénarios mondiaux (« World Energy Outlook »).

Basé sur un modèle économique suffisamment souple et fiable, il permet, outre la réalisation de projections tendanciennes, de préparer la politique énergétique et climatique française et d'argumenter la position française sur la définition des objectifs nationaux pour atteindre, au niveau de l'Union, les objectifs du Paquet énergie-climat proposé par la Commission européenne.

Le scénario a bénéficié de la contribution de partenaires spécialistes des grandes filières énergétiques.

La modélisation a été effectuée en réunissant les contributions de la DGEC, ex DGEMP-Dideme, direction de la demande et des marchés énergétiques, (programmation pluriannuelle des investissements - PPI - hypothèses de coût pour l'électricité, modélisation du système électrique), de l'Institut français du pétrole, IFP (modélisation de l'approvisionnement pétrolier), du cabinet d'études Enerdata (modélisation de la demande d'énergie et du système énergétique complet) et de l'Observatoire de l'énergie (réconciliation de l'offre et de la demande d'énergie dans un scénario énergétique « complet » avec des bilans énergétiques). Les projections de demande finale d'énergie sont réalisées par Enerdata à l'aide du modèle Med-Pro, tandis que les projections correspondantes du secteur électrique et du raffinage sont du ressort respectivement de Réseau de transport d'électricité (RTE) et de l'IFP.

Un scénario tendanciel mais « sage » ...

Le scénario énergétique « tendanciel », qui constitue la base de la définition des politiques énergétiques et climatiques françaises, a pour objet de décrire le devenir du système énergétique français, avec des hypothèses en prolongement des tendances, tant pour la macro-économie nationale qu'internationale et européenne, et en supposant que n'ait été mise en place aucune politique ou mesure autre que celles déjà en vigueur ou décidées au 1^{er} janvier 2008. Il permet ainsi de disposer d'une image de la situation énergétique de la France avant l'introduction et les premiers effets des mesures issues du Grenelle de l'environnement. Néanmoins, l'évolution du système énergétique est supposée s'effectuer dans un contexte de « sagesse conventionnelle » anticipant des choix politiques et des comportements des agents économiques considérés comme raisonnables.

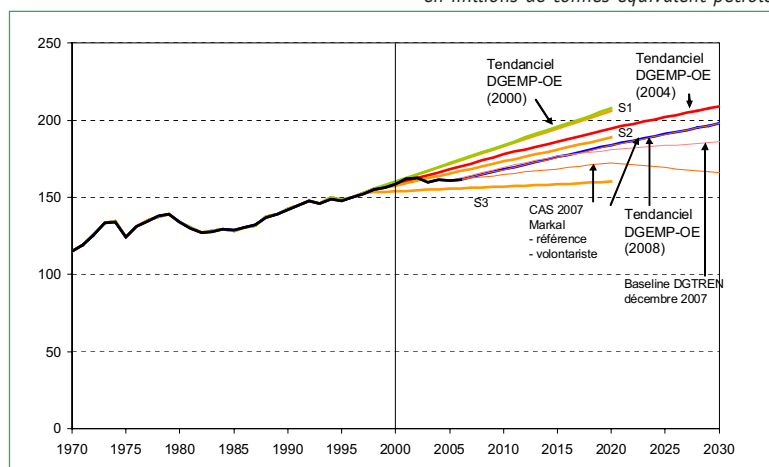
.... et dans la tendance des scénarios plus anciens

En termes de consommation énergétique finale³ totale, le scénario se place, comme ses deux prédécesseurs, dans la fourchette des scénarios contrastés du Commissariat général au plan en 1998 (référence 5) et de son successeur, le Centre d'analyse stratégique en 2007 (référence 4), avec des trajectoires quasi identiques à la référence de ce dernier, malgré des hypothèses de prix et de dynamiques sectorielles sensiblement différentes mais qui semblent se compenser.

Il est plus élevé que le scénario « Baseline » de 2007 de la Commission européenne (DG TREN) pour la France (non publié), ce dernier étant plus optimiste sur le progrès tendanciel en efficacité énergétique, ce qui peut révéler une sous-estimation des coûts d'adaptation. L'efficacité énergétique s'améliore au fil des exercices quadriennaux (figure 2). Elle se mesure aussi à travers l'intensité énergétique (encadré 1)

Figure 2 - Évolution de la consommation finale énergétique de la France selon les scénarios

en millions de tonnes équivalent pétrole



Source : DGEC

³ La consommation d'énergie finale est nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques) de tous les secteurs de l'économie et des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation d'une raffinerie pour sa propre consommation). Elle exclut les énergies utilisées en tant que matière première, dans la pétrochimie notamment.

Les efforts de réduction de la consommation énergétique se mesurent aussi par l'intensité énergétique

L'intensité énergétique d'un pays est calculée pour une année donnée comme le rapport de sa consommation d'énergie et de son produit intérieur brut exprimé en volume. Plus cette intensité est faible, meilleure est l'efficacité énergétique de l'économie nationale.

Sur 2006-2030, l'intensité énergétique primaire (consommation d'énergie primaire/PIB) décroît en moyenne de - 1,4 % par an (contre - 0,3 % sur 1990-2000, et - 1,2 % sur 2000-2006), légèrement plus rapidement que l'intensité énergétique finale (consommée par les secteurs de l'économie) qui s'atténue de -1,2 %, traduisant une amélioration de l'efficacité énergétique de la consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (figure 3). Cette baisse tendancielle de l'intensité énergétique, bien que supérieure à celle observée dans le passé, est cependant bien en deçà de l'objectif volontariste pour l'énergie finale, de - 2 % par an jusqu'à 2015, puis de - 2,5 % d'ici 2030, prévu par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique « POPE » du 13 juillet 2005.

Figure 3 - Intensités énergétiques primaire et finale

en indice base 100 en 1990

	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
					PIB en volume (en Md € 2000)	1 441	1 583
Intensité énergétique primaire	95,4	88,9	74,1	63,9	-1,2	-1,4	-1,5
Intensité énergétique finale	90,9	84,3	71,7	62,7	-1,3	-1,2	-1,3

Source : DGEC

Hypothèses génériques et sectorielles sur la demande d'énergie

Le modèle concerne la France métropolitaine incluant la Corse. Les suites du Grenelle de l'environnement ne sont pas prises en compte (sauf exception explicite), puisqu'il s'agit d'évaluer les efforts nécessités par sa mise en oeuvre. La période post-Protocole de Kyoto est supposée se poursuivre en tendanciel.

Hypothèses exogènes

L'environnement général du modèle est caractérisé par des évolutions exogènes. Celles-ci concernent le contexte international, les données macro-économiques, la démographie et les politiques et mesures.

Elles émanent d'organismes spécialisés :

- l'environnement international et géopolitique (PIB, population, réserves, etc.) est celui de l'AIE, « World Energy Outlook » de 2007 ;
- le taux de croissance du PIB retenu est de + 2,1 % par an sur la période 2008-2030 ; l'économie nationale est ouverte sur l'Europe (fluidité des biens et des services) ;
- la croissance démographique et les emplois sont calés sur le scénario central INSEE de 2007 (référence 6), aboutissant à 67,2 millions d'habitants en 2030 (contre 60,8 en 2005, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4 %) et 31,6 millions de ménages (résidences principales - contre 25,4 millions en 2005, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %) ;
- la France comptera 24,3 millions d'emplois dans le tertiaire en 2030 (source Bipe) ;
- le taux de change est fixé à 1,25 dollar pour 1 euro sur la période 2008-2030 ;
- le prix des énergies et celui du CO₂ (en dollars et euros constants 2006) :
 - pétrole brut Brent : 70 dollars par baril (\$/bl) sur la période 2008-2030,
 - gaz indexé sur le prix du Brent : 7 dollars par million de British thermal unit (\$/Mbtu) sur la période 2008-2030,
 - charbon : 80 dollars par tonne (\$/t) sur la période 2008-2030,

- quota européen de CO₂ (ETS) : 22 €/t CO₂ en 2020 et 24 €/t CO₂ en 2030, avec possibilité d'allocation gratuite ;
- les hypothèses de progrès technique et de mise en œuvre à grande échelle de nouvelles technologies excluent une introduction du captage et stockage du carbone (CSC) avant 2030 ;
- l'effet des directives publiées jusqu'au 1^{er} janvier 2008 sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz n'est pas pris en compte ;
- il n'est pas pris en compte d'effets des plans nationaux d'allocations des quotas (PNAQ) sur l'implantation des sites industriels et leur délocalisation éventuelle (nouveaux entrants et fuites de carbone).

Hypothèses sur la demande d'énergie dans l'industrie

Les hypothèses de croissance de la valeur ajoutée des branches tiennent compte de l'impact des biocarburants sur la valeur ajoutée des industries agroalimentaires et d'une reprise soutenue de la construction ferroviaire, navale et aéronautique, ajoutés aux projections faites par le Bipe avec le modèle Diva en 2006⁴.

Hypothèses sur la demande d'énergie dans le tertiaire

- les hypothèses relatives à l'isolation thermique des constructions neuves intègrent les réglementations thermiques 2000 (RT 2000) et 2005 (RT 2005). Sur le parc tertiaire neuf, ces réglementations sont considérées procurer 15 % d'efficacité énergétique chacune au bout de cinq ans ;
- l'efficacité énergétique des consommations unitaires et des parcs et/ou des emplois est supposée gagner 0,5 % par an ;
- la consommation de l'électricité spécifique (hors chauffage) est en hausse car la croissance du taux d'équipement en produits électrotechniques et informatiques annule l'effet procuré par l'introduction des lampes à basse consommation (LBC) ;
- les hypothèses relatives à la climatisation prévoient une forte accélération de la pénétration de la climatisation dans le tertiaire (de 22 % en 1990 à 70 % en 2030 de part d'emplois climatisés dans les bureaux par exemple).

Hypothèses sur la demande d'énergie dans l'habitat

- les réglementations thermiques 2000 (RT 2000) et 2005 (RT 2005) sur le neuf conduisent à 15 % d'efficacité énergétique chacune au bout de cinq ans ; leur efficacité est limitée à 75 % de l'effet théorique ;
- 350 000 nouvelles résidences principales sont considérées livrées chaque année jusqu'à 2010 puis 300 000 par an jusqu'en 2030 ;
- les besoins unitaires (par m²) de chauffage sont considérés s'accroître pour le parc construit avant 1975 (dont la part reste égale à 43 % en 2030) du fait de la remise sur le marché de surfaces anciennes rénovées ; sont stables pour le parc de 1975-1990 ; et diminuent progressivement pour le parc postérieur à 1990 ;
- les besoins par personne en eau chaude sanitaire (ECS) évoluent d'un indice 1,2 en 2005 à un indice 1,5 en 2030 du fait de l'accroissement du taux d'équipement et du vieillissement de la population ;
- pénétration progressive des pompes à chaleur (PAC) et développement de la climatisation engendré par les PAC réversibles ;
- pénétration progressive des lampes à basse consommation (LBC) affectée par un « effet rebond » consécutif à une utilisation accrue des nouvelles lampes (l'efficacité accrue réduit d'autant le coût de l'éclairage ce qui en accroît la consommation).

Hypothèses sur la demande d'énergie pour les transports

- sont prises en compte les consommations et non les livraisons ;
- les petits véhicules utilitaires légers (VUL) sont intégrés dans les véhicules particuliers (VP) ;
- la croissance du transport à long terme est celle des projections de trafics à long terme du Meeddat (référence 7).
- la TIPP est considérée stable en euros constants avec une stabilisation des parts de marché essence/gazole ;
- incorporation des biocarburants : 6 % en 2010, puis 7 % en 2020 et 10 % en 2030 ;
- il est tenu compte des suites de l'accord des constructeurs automobiles européens de ACEA pour les véhicules neufs, avec hypothèse de non-pénétration de véhicules hybrides, avec 150 g de CO₂/km en 2010 puis 140 g en 2020 et 2030.

⁴ www.bipe.fr, rubrique « A propos du Bipe, Nos méthodes »

Hypothèses sur les énergies renouvelables

Conformément à la définition du scénario de référence, les hypothèses sur la production d'énergies renouvelables supposent qu'il n'y ait pas de mesures nouvelles autres que celles déjà en place ou décidées de façon sûre et détaillée. Les crédits d'impôt et les tarifs d'achat de l'électricité d'origine renouvelable sont prolongés à leurs niveaux actuels. L'impact de ce prolongement est très net sur l'éolien, le solaire photovoltaïque et thermique (*figure 4*).

Figure 4 - Production d'énergies renouvelables sous forme électrique et thermique selon les hypothèses (climat réel)

	2004		2005 (1)		2006 (2)		2020		2030	
	Électricité	Thermique (3)	Électricité	Thermique (3)	Électricité	Thermique (3)	Électricité	Thermique (3)	Électricité	Thermique (3)
	en TWh (ou MW)	en Mtep	en TWh (ou MW)	en Mtep	en TWh (ou MW)	en Mtep	en TWh (ou MW)	en Mtep	en TWh (ou MW)	en Mtep
Productible hydraulique, pompages inclus	69,8		69,9		70,0		70,0		70,0	
Pompages « non renouvelables »	-5,2		-4,7		-5,3		-5,3		-5,3	
Eolien (MW)	350		715		1 400		17 000		20 000	
Energies marines (MW)							10		20	
Solaire photovoltaïque (MW) (4)	27		36		54		500		600	
Solaire thermique		0,02		0,02		0,03		0,20		0,25
Géothermie profonde		0,13		0,13		0,13		0,15	0,01	0,25
Pompes à chaleur		0,32		0,37		0,44		0,90		1,20
Déchets urbains solides renouvelables	1,62	0,36	1,59	0,34	1,53	0,32	1,60	0,30	1,70	0,28
Bois énergie et résidus de récoltes (5)	1,33	8,97	1,41	8,96	1,43	8,76	3,50	10,50	4,00	12,00
Biogaz	0,45	0,06	0,49	0,05	0,50	0,05	0,70	0,10	1,00	0,20
Biocarburants (taux d'incorporation en pouvoir calorifique) (6)		0,80%		1,00%		1,75%		7%		10%
Déchets urbains solides non renouvelables	1,62	0,36	1,59	0,34	1,53	0,32	1,60	0,30	1,70	0,28

(1) provisoire

(2) estimé

(3) production thermique sous forme de chaleur ou de force motrice

(4) la programmation annuelle des investissements de 2015 est supposée atteinte en 2020

(5) sont inclus 400 MW d'appels d'offres supplémentaires pour ces centrales électriques en 2020

(6) première génération seulement, avec un point de passage à 6 % en 2010 correspondant aux usines en construction

Source : DGE

Hypothèses et modélisation de la branche électricité

L'utilisation à grande échelle de combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) constitue la principale origine des émissions de CO₂. Dans l'Union européenne, la production d'électricité représente 32 % des émissions résultant de la combustion d'énergie ; plus de la moitié de l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles, principalement du charbon (pour 30 %). Or, les émissions de CO₂ résultant de la production d'électricité à partir du charbon s'élevaient en 2005 à 70 % du total des émissions provenant de la production d'électricité, soit 24 % des émissions tous secteurs confondus.

En France, en raison de son parc de centrales nucléaires, le secteur de la production d'électricité et de chaleur ne représente que 11 % de la combustion d'énergie. L'exercice de modélisation suppose que l'évolution de l'offre d'électricité tienne compte des particularités de l'appareil national de production d'électricité, du prix des énergies, des facteurs d'émissions de CO₂ des principaux combustibles fossiles, des contraintes de réduction d'émissions imposées à la France et de la stabilité de la puissance nucléaire installée.

L'exercice table sur un maintien du principe de tarifs réglementés qui conditionnent les prix au consommateur final. Par ailleurs, la programmation pluriannuelle des investissements est prise en compte, sauf mention contraire, jusqu'à l'horizon 2015. Le parc nucléaire de 2020 et 2030 est adapté à un maintien de sa puissance totale à partir de 2015, en jouant, pour les besoins de la modélisation, sur la durée de vie des centrales. Le parc en cogénération est maintenu à son niveau de 2006.

La modélisation comprend : l'élaboration des projections de consommation intérieure nette d'électricité en 2020 et 2030, la description des éléments constitutifs du parc de production ainsi que l'étude de l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité.

Les usages spécifiques de l'électricité (résidentiel et tertiaire) – concentrés sur des périodes de la journée où l'activité est la plus forte - constituent le moteur de la croissance de la demande électrique. Entre 2005 et 2020, le chauffage électrique progresse de 20 terawattheures (TWh) (+ 35 %) et, dans le même temps, la climatisation (tertiaire) progresse de 7 TWh.

La contribution des énergies renouvelables et du nucléaire à la production d'électricité étant fixée de manière exogène, le modèle optimise économiquement la production thermique classique et le commerce extérieur en fonction des besoins. Sur la base des coûts retenus, trois technologies de centrales thermiques classiques sont considérées pour la semi-base et la pointe : le cycle combiné au gaz (CCG), la centrale au charbon à haut rendement et la turbine à combustion au fioul.

Sur la base des données techniques et économiques du scénario et sans contrainte exogène de sécurité d'approvisionnement qui réduirait l'usage du gaz, il n'y a pas de développement libre des centrales au charbon et seules subsistent en 2030 les centrales existantes de 600 mégawatts (MW) ayant fait l'objet d'un traitement contre les pollutions locales. Pour des raisons similaires, les centrales au fioul - autres que les turbines à combustion (TAC) - sont toutes arrêtées entre 2020 et 2030.

Les caractéristiques du paysage productif, en termes de puissance installée, qui résultent de cet ensemble de données et de contraintes, sont les suivantes : stabilité du parc des centrales nucléaires, fort développement des CCG, réduction progressive du parc de centrales à charbon, et extinction des centrales au fioul (hors TAC). Après un développement important jusqu'en 2020, le parc éolien installé se stabilise vers 2030 (*figure 5*).

Figure 5 - Puissance nette installée du parc électrique par catégorie de technologie

en gigawatts de puissance nette installée

	2000	2006	2020	2030
Nucléaire	63,2	63,3	65,4	65,4
Charbon	8,2	6,5	2,9	2,9
Centrale à cycle combiné au gaz (CCG)	-	1,0	12,8	21,6
Fioul	3,5	4,5	5,1	-
Turbine à combustion (TAC) fioul et gaz	0,8	0,8	8,9	15,8
Gaz dérivés (gaz de hauts fourneaux)	0,3	0,3	0,3	0,3
Thermique divers non ENR (auto-production, cogénération,...)	7,7	8,4	7,7	7,9
Thermique à base de renouvelables	0,5	0,5	0,9	1,0
Hydraulique	25,3	25,5	25,5	25,5
Éolien	0,1	1,4	17,1	20,1
Photovoltaïque	-	-	0,5	0,6
Total	109,6	113,3	147,0	161,0

Source : DGEC

La production électrique estimée s'élève à 718 TWh en 2030, la consommation intérieure à 678 TWh (*figure 6*). La stabilisation de la production nucléaire brute en 2020 conduit à maintenir une forte croissance de la production thermique classique, supérieure à celle des énergies renouvelables (ENR) sur la période 2020-2030 associée à une diminution des exportations d'électricité. L'enrichissement d'uranium est supposé passer à la technologie de l'ultracentrifugation dès 2015, ce qui réduit fortement la consommation d'électricité correspondante en 2020 et 2030.

Figure 6 - Équilibre offre-demande pour l'électricité

en terawattheures

	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
Production nucléaire brute	415,2	450,2	478,0	481,7	1,4	0,3	0,1
Production hydraulique/éolienne/photov. brute	72,5	63,8	109,5	116,3	-2,1	2,5	0,6
Production thermique classique brute	53,1	60,5	104,9	142,8	2,2	3,6	3,1
Importations	3,7	8,5	-	-			
Exportations (et ajustements)	-73,2	-71,9	-53,7	-22,8			
Total disponibilités	471,3	511,1	638,6	718,0	1,4	1,4	1,2
Consommation des auxiliaires (brut - net)	24,1	25,7	29,7	32,0			
Pompages	6,6	7,5	7,4	7,4			
Consommation pour l'enrichissement d'uranium	16,0	18,5	0,7	0,7			
Autres usages internes	7,9		9,6	9,7			
Pertes en ligne	29,9	31,8	39,1	44,0			
Total branche énergie	84,5	83,5	86,5	93,8	-0,2	0,5	0,8
Consommation finale d'électricité	386,8	427,6	552,1	624,2	1,7	1,6	1,2
Consommation intérieure (énergie appelée)	440,6	478,0	601,5	678,6	1,4	1,5	1,2

Source : DGE

Approvisionnement pétrolier

Les résultats de la simulation comprennent notamment, pour les horizons 2020 et 2030 le maintien de la capacité française de raffinage à 76,4 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2030 pour 78,5 en 2006.

La production de l'industrie pétrolière a été simulée par l'IFP au niveau européen et les résultats peuvent donc aussi être affectés par les hypothèses faites à ce niveau pour la demande ainsi que les échanges extérieurs. La qualité des carburants est celle qui est définie pour l'horizon 2010, au niveau de l'UE.

Les caractéristiques de la production des raffineries françaises supposent, d'une part, un maintien en niveau du déficit de distillats moyens (tels que le gazole importé de Russie), d'autre part, un accroissement des exportations d'essence (à 60 % vers les États-Unis) et de fiouls lourds (figure 7).

Figure 7 - Équilibres offre-demande des produits pétroliers raffinés en France en 2030

en millions de tonnes équivalent pétrole

	GPL*	Naphta et bases	Essences	Carbu-réacteur	Gazole	FOD**	FOL***	Soutes	Autres	Total
Production	0,8	9,8	11,4	11,6	23,9	6,4	6,5	2,4	3,6	76,4
Importations	1,2	3,3	0,8	6,2	11,4	0,6	-	-	2,1	25,6
Exportations	-	-	-6,7	-	-0,8	-0,8	-4,3	-	-	-12,6
Consommation	2,0	13,0	5,5	17,8	34,5	6,2	2,3	2,4	5,7	89,4

(*) gaz de pétrole liquéfié

(**) fioul domestique

(***) fioul lourd

Source : IFP

Ralentissement de la consommation primaire et finale sur le long terme

... avec ralentissement de la consommation d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire⁵ croît de + 0,7 % par an sur 2006-2030, pour atteindre 326 Mtep (figures 8 et 8 bis), contre + 1,4 % par an sur 1990-2003.

⁵ La consommation d'énergie primaire est la consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie). Elle permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique national, alors que la consommation d'énergie finale sert à suivre la pénétration des diverses formes d'énergie dans les secteurs utilisateurs de l'économie.

Les énergies renouvelables sont en forte croissance, tant sous forme électrique (+ 2,5 % par an en moyenne sur 2006-2030) que sous forme thermique (+ 1,9 %), ainsi que le gaz (+ 2,3 %) tiré par la production d'électricité (cette dernière évolution est en phase avec la modélisation de la branche électricité).

Figure 8 - Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie (avec correction climatique pour 2000 et 2006)

en millions de tonnes équivalent pétrole

	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
Charbon	14,2	12,4	10,0	10,3	-2,2	-0,8	0,3
Pétrole	95,1	91,8	90,0	91,2	-0,6	-	0,1
Gaz	37,6	40,3	59,4	70,3	1,2	2,3	1,7
Électricité primaire (*)	108,9	117,6	129,4	133,5	1,3	0,5	0,3
- dont d'origine renouvelable (hydro., etc.) (**)	6,2	5,5	9,4	10,0	-2,1	2,5	0,6
Autres renouvelables et déchets (***)	13,3	13,1	18,4	20,7	-0,2	1,9	1,2
Total énergie primaire	269,2	275,3	307,2	326,0	0,4	0,7	0,6

(*) nucléaire + hydraulique, éolien et photovoltaïque - solde des échanges

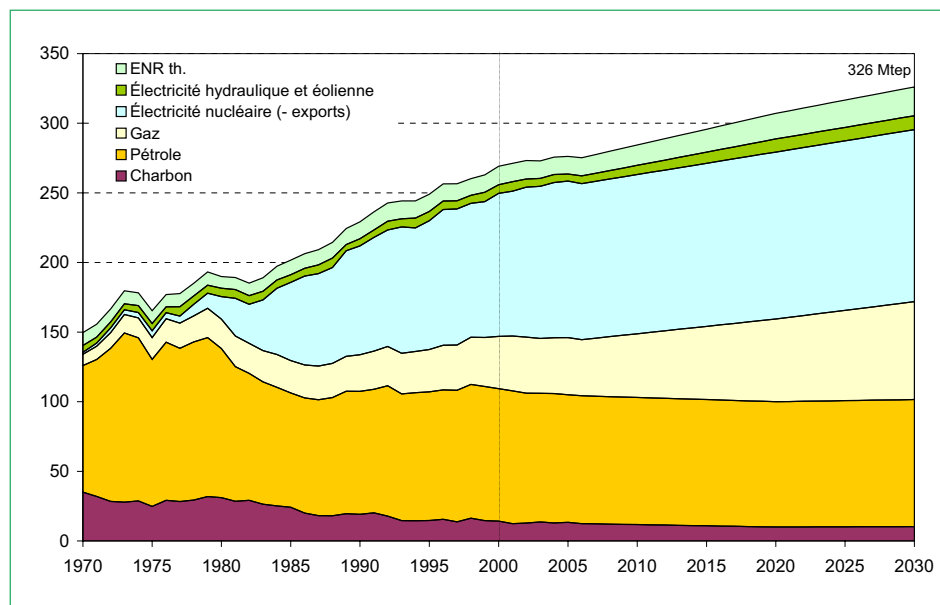
(**) non corrigé du climat

(***) hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

Sources : DGEC ; IFP

Figure 8 bis - Consommation d'énergie primaire de la France par type de produit

en millions de tonnes équivalent pétrole



Source : DGEC

....et ralentissement de la consommation d'énergie finale

La consommation finale, énergétique et non énergétique (plastiques, engrais, etc.), c'est-à-dire la consommation d'énergie primaire diminuée de la consommation de la branche énergie (centrales électriques, raffineries, etc.), croît de + 0,8 % par an sur 2006-2030, pour atteindre 216 Mtep (figures 9 et 9 bis). La hausse moyenne ralentit : elle avait été de + 1,2 % par an sur 1990-2002 et + 1,3 % sur 1982-2002.

En particulier, la consommation de charbon (pour l'industrie et les réseaux de chaleur) et celle de pétrole sont quasiment stabilisées sur 2006-2030, ce qui traduit l'effet d'hypothèses tendanciennes relativement optimistes d'économies et de substitution d'énergie.

Figure 9 - Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique, par forme d'énergie

en millions de tonnes équivalent pétrole

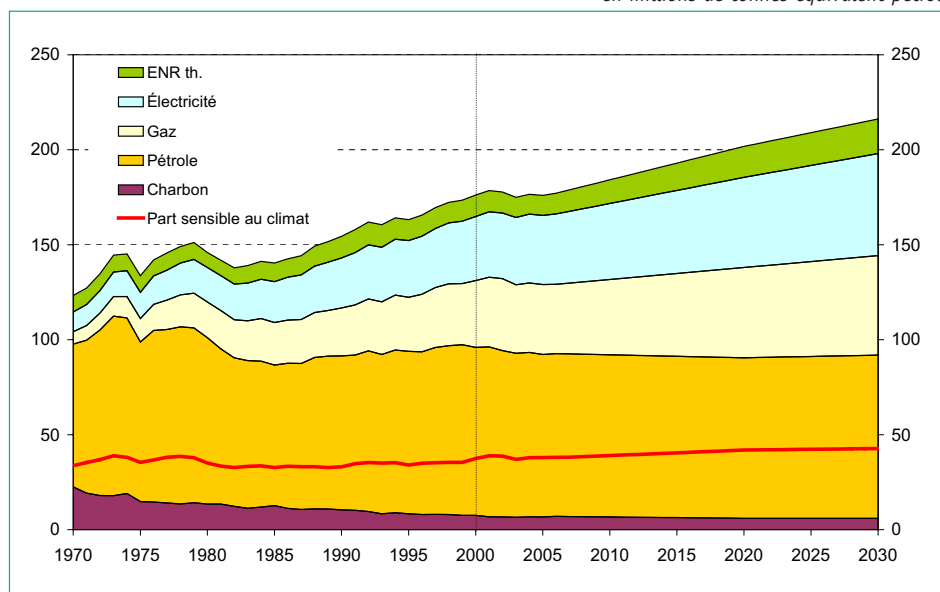
	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
					Charbon	7,6	7,0
Pétrole	88,4	85,7	84,5	85,9	-0,5	-	0,2
Gaz	35,1	36,6	47,5	52,4	0,7	1,5	1,0
Électricité	33,7	37,0	47,5	53,7	1,6	1,6	1,2
Autres renouvelables et déchets (*)	11,3	10,9	16,3	18,3	-0,6	2,2	1,2
Total énergie finale	176,2	177,1	201,8	216,3	0,1	0,8	0,7

(*) hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

Source : DGEC

Figure 9 bis - Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique, de 1970 à 2030 par type de produit

en millions de tonnes équivalent pétrole



Source : DGEC

Note de lecture pour la courbe en rouge : depuis l'année 2005, le bilan énergétique annuel retient une nouvelle méthode de correction climatique, qui a pour objectif d'améliorer la portée des données à finalité statistique en lissant les effets sur la consommation finale d'énergie des années au climat singulièrement rigoureux ou clément. Cette méthode a été appliquée de façon rétrospective. Elle porte sur la consommation de chauffage et consiste à admettre que la consommation de chauffage est fonction du nombre de degrés-jours de l'année ou du mois. Pour chaque type d'énergie consommée dans le résidentiel-tertiaire et pour le pétrole et le gaz naturel consommés dans l'industrie, on calcule ainsi une série corrigée des variations climatiques qui intègrent une part dite sensible au climat.

La consommation finale énergétique, égale à 198 Mtep en 2030 (162 Mtep en 2006), croît de + 0,8 % par an sur 2006-2030, au même rythme que sur la période 1990-2006.

Sa répartition par secteur renseigne sur les évolutions contrastées des secteurs économiques : si le secteur résidentiel et tertiaire, sous l'effet des mesures d'efficacité énergétique, ralentit sa progression, l'industrie enregistre une reprise relative de sa consommation sur la période 2020-2030 (mais pas avant) ; conformément aux hypothèses retenues lors de l'élaboration de l'exercice, le secteur des transports augmente sensiblement sa consommation (notamment sur la période 2020-2030) et sa part dans le total de la consommation finale d'énergie s'accroît à 32,5 % contre 31,5 % en 2006 (figures 10 et 10 bis).

Figure 10 - Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique, par secteur

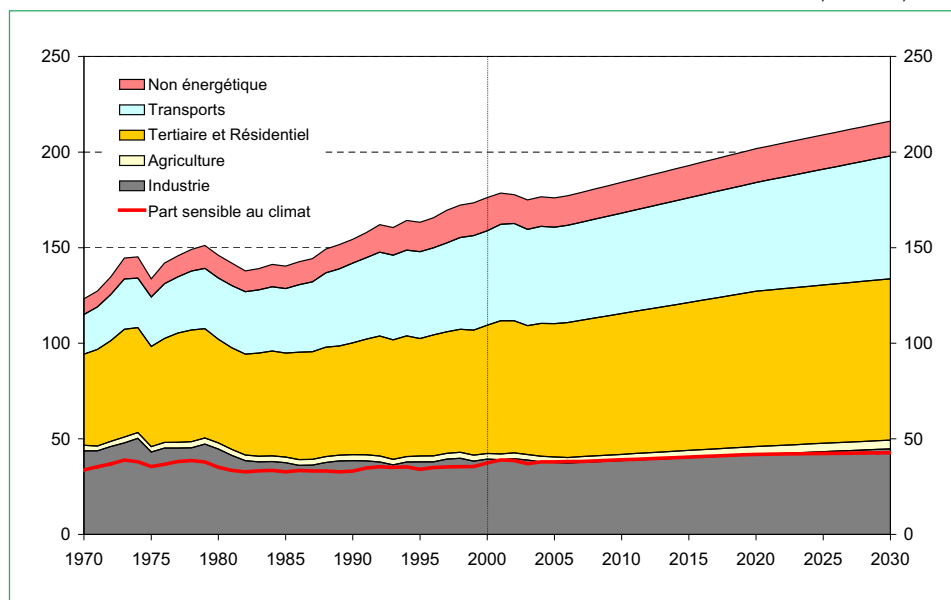
en millions de tonnes équivalent pétrole

	2000	2006	2020	2030	Taux de croissance annuel moyen (TCAM) en %		
					2000-2006	2006-2030	2020-2030
Industrie	39,4	37,4	41,7	44,8	-0,8	0,1	0,7
- dont sidérurgie	6,2	6,1					
Résidentiel-tertiaire	67,0	70,6	81,2	84,4	0,9	0,7	0,4
Agriculture	3,0	2,9	4,3	4,6	-0,8	2,0	0,7
Transports	49,4	50,9	56,9	64,3	0,5	1,0	1,2
Total énergétique	158,8	161,7	184,1	198,1	0,3	0,8	0,7
Non énergétique	17,4	15,4	17,7	18,2	-2,0	0,7	0,3
Total énergie finale	176,2	177,1	201,8	216,3	0,1	0,8	0,7

Source : DGEC

Figure 10 bis - Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique, de 1970 à 2030 par secteur

en millions de tonnes équivalent pétrole



Source : DGEC

Références bibliographiques

- 1 **Scénario énergétique tendanciel à 2030 pour la France DGEMP-OE (2008).**
Meeddat avril 2008
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2008.pdf>
- 2 **Scénario énergétique tendanciel à 2030 pour la France DGEMP-OE (2004).**
Minefi, juin 2004
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2004.pdf>
- 3 **Perspectives énergétiques pour la France. Scénario tendanciel à l'horizon 2010-2020.**
DGEMP, Observatoire de l'énergie, mars 2000
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/wirth.pdf>
- 4 Centre d'analyse stratégique, Commission énergie
Jean Syrota (président de la commission)
Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050.
CAS, octobre 2007
<http://www.strategie.gouv.fr>
- 5 Commissariat général du plan
Énergie 2010-2020. Trois scénarios énergétiques pour la France.
CGP, septembre 1998
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/trois-scenarios.pdf>
- 6 Insee, Alain Jacquot
Projections de ménages pour la France métropolitaine à l'horizon 2030.
Insee-Résultats Société n° 60
- 7 **La demande de transport en 2025. Projections des tendances et inflexions. Note de mise à jour.**
Meeddat, mai 2007
<http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>

