

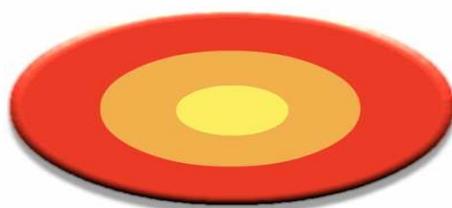
GUIDE DES FACTEURS D'ÉMISSIONS

Version 6.1

Calcul des facteurs d'émissions
et sources bibliographiques utilisées

Chapitre 2 – Facteurs associés à la consommation
directe d'énergie

Juin 2010



BILAN CARBONE

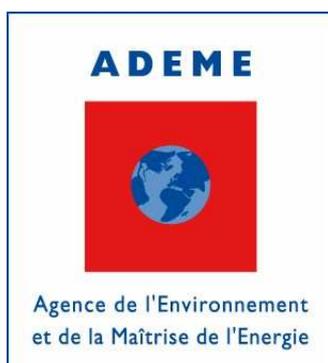


TABLE DES MATIERES

2 FACTEURS ASSOCIES A LA CONSOMMATION DIRECTE D'ENERGIE.....	5
2.1 Nature des émissions	5
2.2 Combustibles fossiles.....	5
2.2.1 Passage du PCS au PCI.....	6
2.2.2 Equivalences entre les unités de mesure de l'énergie	7
2.2.3 Combustibles liquides	8
2.2.3.1 Emissions liées à la combustion des combustibles liquides.....	8
2.2.3.2 Emissions amont des combustibles liquides	9
2.2.3.3 Incertitude.....	12
2.2.4 Gaz naturel	12
2.2.4.1 Emissions liées à la combustion du gaz	12
2.2.4.2 Emissions amont du gaz	13
2.2.4.3 Incertitude.....	14
2.2.5 Combustibles solides.....	14
2.2.6 Plastiques utilisés comme combustibles	17
2.3 Bioénergies	17
2.3.1 Biocombustibles	17
2.3.1.1 Définitions	17
2.3.1.2 Gaz pris en compte dans les facteurs d'émission.....	17
2.3.1.3 Facteurs d'émissions	19
2.3.1.3.1 Co-produits et sous-produits valorisés sur site.....	19
2.3.1.3.2 Coproduits ou sous-produits faisant l'objet d'une filière d'approvisionnement	19
2.3.1.3.3 Biocombustibles issus de cultures dédiées.....	20
2.3.2 Biocarburants	21
2.3.2.1 Définitions	21
2.3.2.1.1 La filière éthanol	21
2.3.2.1.2 La filière huiles végétales.....	21
2.3.2.2 Facteurs d'émission.....	21
2.3.2.2.1 Principe.....	22

2.3.2.2 Valeurs.....	22
2.3.2.3 Incorporation systématique dans l'essence et le gazole.....	24
2.4 Electricité	25
2.4.1 Quelques considérations préliminaires sur les difficultés de méthode	25
2.4.2 Cas de l'électricité de réseau en France.....	27
2.4.3 Facteurs d'émission par producteur pour les électriciens européens.....	31
2.4.4 Cas des sources renouvelables intermittentes et fatales	33
2.4.4.1 Généralités.....	33
2.4.4.2 Eolien	33
2.4.4.3 Photovoltaïque.....	33
2.4.4.4 Autres filières	34
2.4.4.5 Electricité « verte »	34
2.4.5 Saisonnalité de l'électricité EDF France (producteur).....	35
2.4.6 Facteurs différenciés selon les usages pour l'électricité de réseau française.....	36
2.4.7 Consommations de référence des principaux équipements électriques résidentiels.....	38
2.4.8 Consommations d'électricité pour le tertiaire.....	39
2.4.8.1 Catégories d'usages pour la métropole	39
2.4.8.2 Facteurs d'émission par unité de surface et par an, métropole	40
2.4.9 Pertes en ligne de l'électricité.....	40
2.4.10 Précautions à prendre dans le cadre des plans d'action	41
2.5 Achats de vapeur	42
2.5.1 Généralités.....	42
2.5.2 Pertes en ligne de la vapeur.....	46
2.5.3 Réseaux de froid.....	46
2.6 Cas du chauffage des locaux sans compteur propre	46
2.6.1 Activités tertiaires, chauffage non électrique	47
2.6.1.1 Chauffage au fioul, moyennes nationales	47
2.6.1.2 Chauffage au gaz naturel, moyennes nationales	48
2.6.1.3 Prise en compte de la localisation et de la rigueur climatique	48
2.6.2 Consommations moyennes du résidentiel.....	49
2.6.2.1 Consommations moyennes par résidence principale pour le chauffage	50
2.6.2.2 Consommations moyennes par logement pour l'eau chaude sanitaire.....	51

2.6.2.3 Proportion de chaque énergie dans le chauffage des résidences principales (métropole uniquement)	52
2.6.2.4 Proportion de chaque énergie dans l'eau chaude sanitaire des résidences principales (métropole uniquement).....	53
ANNEXE 1 : Production d'électricité en Europe	54
ANNEXE 2 : Contenu en équivalent carbone du kWh électrique produit par EDF	56
ANNEXE 3 : Facteurs d'émission du dioxyde de carbone pour les combustibles	58
ANNEXE 4 : Note de cadrage sur le contenu CO2 du kWh par usage en France.....	62
4.1. Le contexte	62
4.2. La méthode	63
4.3. Les résultats	64
4.4. L'utilisation des résultats et leur domaine de validité.....	64
LISTE DES TABLEAUX	67
LISTE DES FIGURES	69

2 FACTEURS ASSOCIES A LA CONSOMMATION DIRECTE D'ENERGIE

2.1 NATURE DES EMISSIONS

L'utilisation de l'énergie est une source de gaz à effet de serre à cause :

- du dioxyde de carbone provenant de la combustion des carburants fossiles (pétrole, gaz, charbon), qui, comme leur nom l'indique, sont le résultat de la décomposition et de la pyrolyse géothermique d'organismes ayant vécu il y a quelques dizaines de millions à un milliard d'années,
- de gaz autres que le CO₂ émis à l'occasion de la combustion (outre que ces gaz peuvent aussi être des polluants locaux divers) ; c'est notamment le cas de l'ozone ou des NO_x.
- des fuites de méthane survenant pendant l'exploitation des hydrocarbures : le méthane, principal constituant du gaz naturel, est lui-même un gaz à effet de serre 25 fois plus puissant - à poids égal - que le gaz carbonique.

Et du fait que les deux tiers de l'électricité consommée dans le monde est produite à partir de combustibles fossiles (voir Annexe 1 : et Annexe 2 :),

Cela étant, les facteurs d'émission associés à l'énergie correspondent pour l'essentiel à des émissions de CO₂. Lorsque d'autres gaz sont pris en compte, il s'agira uniquement de méthane¹ ou de N₂O², et pour des contributions généralement marginales.

2.2 COMBUSTIBLES FOSSILES

On entend par combustibles fossiles tous les produits bruts ou dérivés issus du pétrole, du gaz et du charbon.

Les facteurs d'émission calculés ci-dessous ont pour objet de convertir des données facilement disponibles dans le site audité (tonnes de charbon, kWh de gaz, litres d'essence, etc.) en émissions de gaz à effet de serre. Ils concernent tous les usages de l'énergie fossile : chauffage, alimentation de fours industriels, alimentation de machines fixes ou mobiles, etc. Ils sont également utilisés, dans le cadre du présent document, pour obtenir des facteurs d'émission applicables à d'autres postes (utilisation de moyens de transports, production de matériaux de base...).

¹ Du méthane peut-être émis au moment de la combustion en cas d'oxydation incomplète ; c'est notamment le cas pour les feux de biomasse. Cela n'est généralement pas significatif pour la combustion d'un hydrocarbure dans un moteur.

² Le N₂O est l'un des oxydes d'azote engendrés dès qu'une combustion se fait avec de l'air comme comburant. L'oxygène et l'azote s'associent alors sous diverses formes, dont du N₂O.

Nous proposons deux jeux de facteurs d'émission :

- des valeurs qui ne concernent que les émissions de production du combustible (extraction, raffinage, transport, ...), encore appelées émissions amont ou « du puits au réservoir ».
- des valeurs ne tenant compte que de la combustion *in situ*, qui seront éventuellement exploitées dans le cadre de certaines extractions³.

Pour ne pas alourdir les tableurs du Bilan Carbone, ces derniers limitent les facteurs d'émission proposés à un nombre restreint d'unités d'énergie, les plus courantes de fait. Pour l'éventualité où les données seraient disponibles uniquement dans une autre unité, nous rappelons au préalable quelques règles de conversion des unités entre elles.

2.2.1 Passage du PCS au PCI

Tous les combustibles fossiles comprennent, en quantités variables, du carbone et de l'hydrogène. Leur combustion produit donc toujours du CO₂ et de l'eau, sous forme de vapeur, avec un dégagement de chaleur. La quantité de chaleur, exprimée en kWh ou MJ, qui est dégagée par la combustion (dans l'air) d'une unité donnée du combustible se mesure suppose :

- que la combustion est complète,
- que la pression est constante à 1,01325 bar,
- que le carburant et l'air sont à une température initiale de 0°C, et que tous les produits de combustion sont ramenés à la température de 0°C ensuite.

Du fait de la présence de vapeur d'eau dans les produits de combustion, il existe deux manières de mesurer l'énergie disponible par unité de combustible, selon que l'eau reste sous forme gazeuse ou aura condensé pour l'essentiel une fois ramenée à 0°C.

- **Lorsque l'eau formée pendant la combustion est conservée à l'état gazeux (vapeur)**, la quantité de chaleur mesurée correspond au Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI).
- **Lorsque l'eau formée pendant la combustion est pour l'essentiel ramenée à l'état liquide (les autres produits restant à l'état gazeux)**⁴, la quantité de chaleur mesurée correspond au Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS).

La distinction PCS/PCI réside donc dans le fait que le PCS intègre l'énergie libérée par la condensation⁵ de l'eau (appelée chaleur latente de condensation) après la combustion tandis que le PCI ne l'intègre pas.

L'exploitation de la chaleur latente de la condensation (dans des chaudières éponymes) est relativement récente. De la sorte, lorsqu'il n'est pas précisé dans la bibliographie si les valeurs

³ On appelle extraction la possibilité de réduire le champ d'investigation. Les items pris en compte selon l'extraction sont détaillés dans le "Guide méthodologique de la méthode Bilan Carbone".

⁴ Même à 0°C, il subsiste une pression de vapeur saturante non nulle pour l'eau

⁵ La condensation correspond au passage de l'état gazeux à l'état liquide

disponibles sont exprimés en PCS ou PCI, **elles sont réputées être des valeurs PCI par défaut.** Bien évidemment ce point a été vérifié chaque fois que possible.

Le passage du PCI au PCS (ou inversement) dépend de la part de la vapeur d'eau dans les produits de combustion, donc de la proportion d'hydrogène dans le combustible initial. Le tableau ci-dessous donne la valeur à utiliser selon le combustible concerné.

Combustible liquide ou gazeux	Rapport PCS/PCI	Source
Gaz naturel	1,11	www.thermexcel.com
GPL	1,09	www.thermexcel.com
Essence	1,08	Extrapolation de l'auteur
Diesel, fioul domestique	1,07	www.thermexcel.com
Fioul lourd	1,06	www.thermexcel.com
Charbon	1,05	www.thermexcel.com

Tableau 1 : Rapport PCS/PCI pour les combustibles liquides ou gazeux

Pour le gaz naturel, par exemple, 1 kWh PCS équivaut à 1,11 kWh PCI. Cela signifie que le facteur d'émission par unité d'énergie augmente de 11% lorsque l'on passe du PCS au PCI (ou inversement diminue de 11% lorsque l'on passe du PCI au PCS, puisque dans ce dernier cas on exploite 11% d'énergie en plus - la chaleur latente - sans combustion supplémentaire).

2.2.2 Équivalences entre les unités de mesure de l'énergie

Comme indiqué ci-dessus, il arrive que l'énergie à prendre en compte soit disponible dans une unité inhabituelle pour la France (des BTU, des stères de bois...). Pour faciliter la tâche de l'utilisateur, les tableaux du Bilan Carbone comprennent tous le tableau ci-dessous, qui permet de convertir ces unités en unités plus usuelles.

En pratique, il établit les équivalences entre tep⁶, tec⁷, Joule, kWh PCI, BTU⁸, m³ de gaz, et tonne de bois⁹.

	Conversion des unités						
	tep	tec	Joule	kWh PCI	BTU	m ³ de gaz	tonne bois 20%
tep	1	1,43	4,20 E+10	11 667	39 808 351	1 200	2,99
tec	0,697	1	2,93 E+10	8 136	27 759 690	837	2,09
Joule	2,38 E-11	3,41 E-11	1	2,78 E-07	0,000948	2,86 E-08	7,12 E-11
kWh PCI	8,57 E-05	1,23 E-04	3,60 E+06	1	3 412	0,10	2,56 E-04
BTU	2,51 E-08	3,60 E-08	1 055	0,00029	1	3,01 E-05	7,51 E-08
m3 de gaz	0,00083	0,00120	3,50 E+07	9,7	33 174	1	0,00249
t bois 20%	0,334	0,479	1,40 E+10	3 900	13 307 363	401	1

Tableau 2 : Équivalences entre les unités de mesure de l'énergie

⁶ tep : tonne équivalent pétrole

⁷ tec : tonne équivalent charbon

⁸ BTU : British Thermal Unit

⁹ 20% d'humidité

Ainsi, on peut lire par exemple sur la ligne « tep » du tableau ci-dessus, les équivalences d'1 tep en tec, en Joules, en kWh PCI, en BTU, en m³ de gaz et en tonnes de bois.

2.2.3 Combustibles liquides

Remarque : toutes les valeurs ci-dessous sont exprimées en référence au PCI.

2.2.3.1 Emissions liées à la combustion des combustibles liquides

Les données de base dont nous disposons sont obtenues auprès des organismes suivants : l'ADEME¹⁰, l'Observatoire de l'Energie¹¹, le Comité Professionnel du Pétrole (CPDP)¹², le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable¹³ et la Commission Européenne¹⁴. Leurs différentes publications nous permettent d'obtenir des facteurs d'émissions de gaz à effet de serre selon différentes unités ou d'établir des équivalences. Les valeurs retenues sont les suivantes :



Source d'énergie	kg équivalent carbone par tonne	kg équivalent carbone par kWh	kg équivalent carbone par tep PCI	kg équivalent carbone par litre
Gaz de Pétrole Liquéfié - GPL	803	0,063	733	0,432
Supercarburant (ARS, SP95, SP98) ¹⁵	876	0,072	836	0,661
Gazole	859	0,074	859	0,726
Fuel domestique	859	0,074	859	0,726
Fuel lourd	851	0,077	893	0,851
Pétrole brut	836	0,072	836	0,726
Carburacteur ¹⁶	852	0,073	848	0,682

Tableau 3 : Facteurs d'émission des combustibles liquides, combustion seule.

Ces valeurs ne tiennent compte que de la phase de combustion de l'hydrocarbure, et ne prennent pas en compte les émissions "amont", c'est-à-dire les émissions de la filière qui a permis leur production à partir des sources primaires. Les émissions non prises en compte dans les valeurs ci-dessus sont associées à l'extraction, au transport, et au raffinage éventuel de ces combustibles.

¹⁰ ADEME, 2005, Facteurs d'émission de dioxyde de carbone pour les combustibles. (voir Annexe 3 :)

¹¹ DGEMP, Observatoire de l'Energie, L'énergie en France, Repères, Edition 2005 et site internet <http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm>

¹² CPDP, 2005, Circulaire n°9642, Masses volumiques 2006.

¹³ ADEME, 2005, Facteurs d'émission de dioxyde de carbone pour les combustibles. (voir Annexe 3)

¹⁴ Directive 1999/100/CE de la Commission, du 15 décembre 1999, portant adaptation au progrès technique de la directive 80/1268/CEE du Conseil relative aux émissions de dioxyde de carbone et à la consommation de carburant des véhicules à moteur (mesure des émissions de CO2 normalisée)

¹⁵ Equivalent à essence

¹⁶ Quasiment équivalent à kérosène et jetfuel

2.2.3.2 Emissions amont des combustibles liquides

Les émissions amont des combustibles liquides concernent l'extraction du pétrole brut, le transport de ce dernier, soit par bateau soit par pipe-line, et le raffinage, opération qui est la plus émissive de la chaîne. Un document publié par l'IFP en 2001¹⁷ précise les émissions "du puits au réservoir" de ces combustibles, lorsqu'ils proviennent de brut conventionnel (les données sont en grammes de CO₂ par MJ d'énergie finale, que nous avons converties en kg équivalent carbone par tonne équivalent pétrole, puis en kg équivalent carbone par tonne) :

Emissions liées à l'extraction et au raffinage des carburants à partir de brut conventionnel	Essence ou gazole	GPL
Grammes de CO ₂ par MJ	13	9
kg équ. C/tep	148	103
kg équ. C/tonne	155	113

Tableau 4 : Facteurs d'émission de l'ensemble extraction + raffinage des carburants à partir de brut conventionnel (IFP 2001)

Faute de précisions, nous avons supposé que les MJ de la première ligne du tableau ci-dessus étaient des MJ PCI. Les émissions d'extraction, de transport et de raffinage représentent alors plus de 15% de l'énergie finale (c'est-à-dire celle qui est disponible dans le réservoir) dans le cas du gazole ou de l'essence, et 13% dans le cas du GPL. Incidemment, il importe de signaler que ce GPL est, pour le moment, ce que les pétroliers appellent un "produit fatal", c'est-à-dire un sous-produit inévitable du raffinage, obtenu en petites quantités. En termes de méthode, cela signifie que si des raffineries supplémentaires devaient être construites spécifiquement pour obtenir du GPL, le bilan amont serait alors complètement à revoir.

Notons que cette même publication de l'IFP donne également des valeurs intéressantes pour les émissions de production des carburants à partir d'hydrocarbures non conventionnels, tels que les pétroles lourds ou extra-lourds, ou les schistes bitumineux (tableau ci-dessous).

émissions de filière en kg equ. C /tep d'énergie finale	
combustible produit ->	Essence ou gazole
matière de départ (ci-dessous)	
Brut conventionnel	148
Bruts lourds avec injection de vapeur	297
Bruts extra lourds	240
Bitume	297
Gaz naturel	400
Carburants liquides issus de charbon	1 164
Carburants liquides issus de schistes bitumineux	708
Méthane issus d'hydrates	491

Tableau 5 : Facteurs d'émission pour la production de carburants à partir d'hydrocarbures non conventionnels (IFP, 2001)

17 Evaluation des émissions de CO₂ des filières énergétiques conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants à partir de ressources fossiles, IFP rapport 55 949, avril 2001, page 44

Par exemple, la production d'une tep d'huile de schiste engendre des émissions de 708 kg équivalent carbone, c'est-à-dire plus ou moins les émissions de combustion d'une tonne de pétrole. Cela revient à dire qu'il faut brûler une tonne de pétrole pour produire une tonne d'huile de schiste, ou encore que cette dernière ne s'obtient qu'au prix d'une dépense d'énergie qui est à peu près identique à l'énergie contenue dans l'huile de schiste finale.

Ces valeurs seront utilisées lorsque l'origine non conventionnelle du carburant est certaine.

Pour le pétrole conventionnel, une publication de la DGEMP portant sur les émissions liées au raffinage, conclut quant à elle aux chiffres suivants :

Produits raffinés	Contenu intrinsèque (source MEDD) kg équ. C par tonne	Contenu lié aux consommations d'énergie du raffinage (Source DGEMP) kg équ. C par tonne	Contenu total en kg équ. C par tonne
GPL	803	90	893
Essence	876	88	964
Carburacteur	852	18	870
FOL (fioul lourd)	851	56	907
FOD et Gazole	859	31	890

Tableau 6 : Facteurs d'émission liés aux consommations d'énergie du raffinage (DGEMP – 2002)

Comme nous ne disposons que d'informations partielles pour obtenir un bilan "du puits au réservoir" pour tous les types de carburants, la méthode proposée pour y parvenir est la suivante :

- pour l'essence, nous disposons des émissions amont complètes, du puits au réservoir (IFP, 2001), qui se montent à 155 kg équivalent carbone par tonne, et des émissions du raffinage stricto sensu, soit 88 kg équivalent carbone par tonne. Il en découle que les émissions "du puits à la raffinerie" sont alors de 67 kg équivalent carbone par tonne d'essence ;
- les chiffres relatifs au GPL ne peuvent être rapprochés entre l'IFP et le CEREN¹⁸, qui ont pris des méthodes différentes pour l'imputation des émissions de raffinage. Toutefois il s'agit d'une fraction minime des produits en sortie de raffinerie ;
- enfin nous disposons des émissions "du puits à la raffinerie" pour le pétrole dans son ensemble (IFP, 2001), qui sont reprises dans le tableau ci-dessous.

Emissions d'extraction et de transport du pétrole	
Extraction (g CO2/MJ)	2,82
transport (g CO2/MJ)	2,40
total (g CO2/MJ)	5,22
total (kg equ. C/tep)	59,6
total (kg equ. C/tonne)	61,4

Tableau 7 : Facteurs d'émission liés à l'extraction et au transport du pétrole

La valeur de 61,4 kg équivalent carbone par tonne est assez proche de ce que donne la soustraction du "total" de 148 kg équivalent carbone par tonne pour l'ensemble de l'amont

¹⁸ Energies par produits, Etude du CEREN pour l'ADEME, 1999.

(IFP, 2001) moins les 88 kg équivalent carbone par tonne du seul raffinage (DGEMP/CEREN), soit 60 kg équivalent carbone par tonne.

Dans la mesure où tous les dérivés du pétrole sont indissociables, tant pour l'extraction que pour le transport, tant qu'ils ne sont pas séparés par le raffinage, nous retiendrons donc cette valeur de 61 kg équivalent carbone par tonne pour la partie extraction + transport des carburants liquides issus du pétrole, quels que soient ces derniers. Cette convention semble d'autant plus appropriée que la dépense énergétique dans les deux cas (l'extraction et le transport) est proportionnelle au poids, en première approximation

Cette approche permet de retenir finalement les valeurs suivantes récapitulées dans les tableaux ci-après:

	<i>Emissions de combustion</i>	<i>Emissions liées au raffinage</i>	<i>Extraction et transport amont</i>	<i>Emissions totales</i>	<i>% supplémentaire par rapport aux seules émissions de combustion</i>
<i>unité</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	
Pétrole	836		61,4	898	7,3%

Tableau 8 : Calcul des facteurs d'émission (amont + combustion) en kg / tonne PCI à partir de la décomposition des facteurs d'émission amont et de la combustion concernant le pétrole (IFP, 2001).

	<i>Emissions de combustion</i>	<i>Emissions liées au raffinage</i>	<i>Extraction et transport amont</i>	<i>Emissions totales</i>	<i>% supplémentaire par rapport aux seules émissions de combustion</i>
<i>source</i>	<i>MEDD</i>	<i>CEREN</i>	<i>IFP</i>		
<i>unité</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	<i>kg équ. C par tonne</i>	
Carburant					
GPL	803	90	61	954	18,8%
Essence	876	88	61	1025	17,0%
Carburéacteur	852	18	61	931	9,3%
FOL (fioul lourd)	851	56	61	968	13,7%
FOD/Gazole	859	31	61	951	10,7%

Tableau 9 : Calcul des facteurs d'émission (amont + combustion) en kg / tonne PCI à partir de la décomposition des facteurs d'émission amont et de la combustion concernant les principaux carburants.

En convertissant ces nouvelles valeurs par tonne pour d'autres unités (tep, kWh, litre), et en prenant comme valeur de référence pour la seule combustion les chiffres du MEDD, nous obtenons finalement les valeurs suivantes pour les émissions de combustion et les émissions amont (ou de production) :

Combustible	kg équ. C par tonne		kg équ. C par kWh		kg équ. C par tep		kg équ. C par litre	
	production	combustion	production	combustion	production	combustion	production	combustion
Pétrole brut	60	836	0,005	0,072	59	833	0,05	0,75
Fioul lourd	116	851	0,010	0,077	121	890	0,10	0,77
Fioul domestique	91	859	0,008	0,074	90	856	0,08	0,73
Gazole	91	859	0,008	0,074	90	856	0,08	0,73
Kérosène	78	888	0,006	0,073	74	845	0,07	0,75
Carburéacteur	78	852	0,006	0,070	74	811	0,06	0,68
Essence moteurs terrestres	148	876	0,012	0,072	140	833	0,11	0,66
Essence aviation	148	876	0,012	0,072	140	833	0,11	0,66
Naphta	78	896	0,006	0,072	72	833		
Huile de schiste	708	717	0,071	0,072	823	833		
Huile usée	78	0	0,006	0,072	75	833		
Solvant usagé	78	489	0,004	0,069	47	799		
lubrifiants usagés	78	800	0,006	0,072	75	833	0,07	0,73
White spirit	78	834	0,007	0,072	78	833	0,06	0,65
Bitumes	77	436	0,006	0,039	73	457		
Autres produits pétroliers (graisses, aromatiques, etc)	78	800	0,006	0,072	75	833		
Gaz naturel liquéfié (GNV)	138	771	0,010	0,056	116	651		
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	150	803	0,012	0,063	136	731	0,08	0,43

Tableau 10 : Facteurs d'émission (amont et combustion) de différents carburants

2.2.3.3 Incertitude

Comme exposé au Chapitre 1, tous les facteurs d'émission sont affectés d'une incertitude. Pour les combustibles liquides, les procédés de production et les compositions sont relativement standards, et les conditions de combustion sont bien connues, de telle sorte que nous avons affecté à ce poste une imprécision de 5% seulement.

2.2.4 Gaz naturel¹⁹

2.2.4.1 Emissions liées à la combustion du gaz

GDF-Suez a récemment effectué des ACV²⁰ pour déterminer précisément la composition chimique du gaz distribué en France (et notamment sa teneur en CH₄). Il ressort de ces travaux que, en 2007, le gaz distribué en France contient en moyenne 55 grammes de carbone par kWh PCI. De ce fait, la combustion d'un kWh PCI de gaz engendre 55 grammes équivalent carbone de CO₂.

¹⁹ Le gaz « naturel » n'étant ni plus ni moins naturel que le pétrole ou le charbon, nous utiliserons le plus souvent l'expression « gaz » et non « gaz naturel ». L'appellation était pertinente pour distinguer le « gaz de ville », issu de charbon et de houille et utilisé jusqu'au début du siècle pour différents usages domestiques, du « gaz naturel » présent sous cet état dans les formations géologiques.

²⁰ Source: GDF SUEZ/DRI et Paul Scherrer Institut, 2007

Source d'énergie	kg équivalent carbone par tonne	kg équivalent carbone par kWh	kg équivalent carbone par tep (énergie finale)
Gaz naturel	755	0,055	637

Tableau 11 : Facteurs d'émission de la combustion du gaz (GDF Suez, 2007)

2.2.4.2 Emissions amont du gaz

Tout comme pour les carburants liquides, il est possible d'obtenir une estimation des émissions liées aux processus « amont » que sont l'extraction, la purification, le transport et le stockage du gaz.

L'ACV mentionné au paragraphe précédent fournit des valeurs de référence qui sont présentés dans le tableau ci-dessous (le PRG du méthane, qui n'était pas de 25 dans l'ACV en question, a été actualisé²¹).

	Extraction/ production/ traitement	Transport international par pipeline	Liquéfaction du gaz naturel	Distribution	Reste du processus ²²	Emissions totales	% supplémentaire par rapport aux seules émissions de combustion
émissions en kg eqC/kWh	2,0	4,0	1,8	1,5	0,7	9,9	18,1%

Tableau 12 : Facteurs d'émission amont en kg / kWh PCI suivant les différentes phases du processus « amont »

Plusieurs précisions peuvent être apportées sur les données présentées ci-dessus.

En ce qui concerne la phase de transport en aval des puits, une étude du Wuppertal Institut (2007)²³ sur laquelle s'appuie l'ACV, a permis d'affiner la partie des émissions liés notamment aux imports d'origine russe.

Les importations en provenance de Russie représentent 14% du gaz consommé en France en 2007. Selon cette étude, les émissions amont (liés aux imports à la frontière Russe) sont à augmenter de 1% (échelle de 0,6 à 2,4%). Mais plus que les émissions liées aux fuites de méthane, ce sont celles liés à la consommation énergétique liés aux transports (éloignement et faible rendement des stations de compression...) qui représentent le double des fuites en équivalent carbone.

Par ailleurs, concernant le gaz liquéfié (dit GNL), c'est l'étape de liquéfaction (énergivore) qui pèse le plus dans le bilan amont de cette catégorie de gaz. Le GNL concerne une part importante des approvisionnements français (de l'ordre de 25% depuis 2000).

²¹ La valeur initiale de l'étude avec un PRG du méthane à 21, pour la phase combustion et amont est de 64.2 g eqC/kWh (86% pour la combustion et 14% pour l'amont)

²² Cette partie comprend le transport national, le stockage, la regazéification du GNL et le transport par méthanier

²³ GHG Emissions from the Russian natural gas export pipeline system, Wuppertal Institut (2007)

Rappelons que 1% de fuites (soit 10 kg de gaz par tonne) ajoutent l'équivalent de 10% aux émissions de combustion du gaz, le méthane étant un puissant gaz à effet de serre (PRG de 25).

Ainsi, sur ces deux points sensibles, GDF Suez estime qu'après utilisation en France, le gaz russe émet 20% de GES en plus qu'un gaz d'origine d'Europe du Nord et que le gaz importé sous forme de GNL à partir d'Afrique ou du Moyen-Orient émet 19% de GES en plus qu'un gaz originaire d'Europe du Nord.

Le contenu du gaz consommé en France est donc de 10 g eqC/kWh pour l'amont et 55 g eqC / kWh pour la combustion.

Nous aboutissons alors au tableau suivant pour les émissions "tout compris" :

Combustible	kg équ. C par tonne		kg équ. C par kWh		kg équ. C par tep	
	production	combustion	production	combustion	production	combustion
Gaz	137	771	0,010	0,055	116	651

Tableau 13 : Calcul du facteur d'émission global (amont + combustion) du gaz

2.2.4.3 Incertitude

Comme pour les combustibles liquides, nous avons attribué aux facteurs d'émission du gaz une incertitude de 5%. 

2.2.5 Combustibles solides

Les facteurs d'émission par unité d'énergie (CO₂/GJ) et les contenus énergétiques par unité de poids (GJ/t) des principaux combustibles solides ont été publiés par le MEDD en 2005 et repris dans une note de l'ADEME²⁴. 

Ces données sont reprises dans le tableau ci-dessous pour ce qui concerne les combustibles solides issus de ressources fossiles.

24 ADEME, 2005, Facteurs d'émission de dioxyde de carbone pour les combustibles (voir Annexe 3 :)

Nature de combustible	Contenu énergétique en GJ PCI par tonne	FACTEUR D'EMISSION (kgCO ₂ /GJ PCI)
Charbon à coke (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95
Houille (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95
Charbon sous-bitumineux (17 435 kJ/kg<PCS<23 865 kJ/kg)	26	96
Agglomérés (provenant de houille ou sous bitumeux)	32	95
Lignite (PCS<17 435 kJ/kg)	17	100
Brique de lignite	17	98
Coke de houille	28	107
Coke de lignite	17	108
Coke de pétrole	32	96
Tourbe	11,6	110
Schistes	9,4	106
Vieux Pneumatiques	26	85

Tableau 14 : Energie massique et émissions de CO₂ associées

A partir de ce tableau, il est possible d'obtenir les valeurs ci-dessous

Nature de combustible	Energie massique (Gj/t)	kgCO ₂ /GJ PCI	kg équ C/kWh PCI	kg équ C/tonne	kg équ C/tep PCI
Charbon à coke (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95	0,093	674	1 082
Houille (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95	0,093	674	1 082
Charbon sous-bitumineux (17 435 kJ/kg<PCS<23 865 kJ/kg)	26	96	0,094	681	1 093
Agglomérés (provenant de houille ou sous bitumeux)	32	95	0,093	829	1 082
Lignite (PCS<17 435 kJ/kg)	17	100	0,098	464	1 139
Brique de lignite	17	98	0,096	454	1 116
Coke de houille	28	107	0,105	817	1 219
Coke de lignite	17	108	0,106	501	1 230
Coke de pétrole	32	96	0,094	838	1 093
Tourbe	11,6	110	0,108	348	1 253
Schistes	9,4	106	0,104	272	1 207
Vieux Pneumatiques	26	85	0,083	603	968

Tableau 15 : Energie massique et émissions de CO₂ par unité d'énergie pour les combustibles fossiles solides

Remarque : une liste plus complète de combustibles est disponible en Annexe 3 :, avec les facteurs d'émission par unité de masse ou par unité d'énergie.

Le document de l'IFP précité²⁵ comporte également une étude sur les émissions liées à l'extraction et au transport du charbon pour la France, sachant que l'essentiel de notre consommation est importée par voie maritime de pays exportateurs (Australie et Afrique du Sud en premier lieu) :

²⁵ Evaluation des émissions de CO₂ des filières énergétiques conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants à partir de ressources fossiles, IFP rapport 55 949, avril 2001, page 71

Etape	g CO ₂ /MJ d'énergie finale
Energie d'extraction	1,1
Fuites de CH ₄ (équ. CO ₂)	4,3
Transport	2,2
Total	7,6

Tableau 16 : Facteurs d'émission amont de combustibles solides

7,6 grammes équivalent CO₂ par MJ d'énergie finale, cela représente 86,3 kg équ. C par tep, soit 7,7% de l'énergie finale. La faiblesse de la part liée au seul transport est probablement due au fait que ce dernier est pour l'essentiel maritime, et en pareil cas cette contribution ne changera pas du tout au tout si l'exportation se fait depuis un pays plus proche ou plus lointain. Il en irait tout autrement si l'importation se faisait par voie terrestre, le train ayant une efficacité à la tonne.km 10 à 20 fois plus faible que celle d'un gros minéralier, et la distance de provenance serait alors un déterminant important des émissions amont. Avec du bateau, c'est la qualité du charbon qui influe surtout sur les émissions par tep.

Faute de disposer de données particulières pour les autres combustibles solides, nous appliquerons le même pourcentage supplémentaire de 8% (environ) des émissions de combustion pour tenir compte des processus amont, sauf pour les vieux pneumatiques et vieux plastiques, car il s'agit alors de valorisation de déchets, avec par convention des émissions de production des déchets valorisés qui sont nulles.

Combustible	kg équ. C par tonne		kg équ. C par kWh		kg équ. C par tep	
	production	combustion	production	combustion	production	combustion
Charbon à coke (PCS>23 865 kJ/kg)	146	674	0,020	0,093	235	1 085
Houille (PCS>23 865 kJ/kg)	146	674	0,020	0,093	235	1 085
Charbon sous-bitumineux ²⁶	146	681	0,020	0,094	235	1 096
Agglomérés (provenant de houille ou sous bitumeux)	146	829	0,016	0,093	191	1 085
Lignite (PCS<17 435 kJ/kg)	146	464	0,031	0,098	359	1 142
Briquelette de lignite	146	454	0,031	0,096	359	1 119
Coke de houille	146	817	0,019	0,105	218	1 222
Coke de lignite	146	501	0,031	0,106	359	1 233
Coke de pétrole	78	838	0,005	0,094	59	1 096
Tourbe	146	348	0,045	0,108	526	1 256
Schistes	146	272	0,056	0,104	649	1 210
Pneumatiques usagés	5	603	0,001	0,083	6	970

Tableau 17 : Facteurs d'émission globaux (amonts + combustion) de combustibles solides, hors déchets valorisés

La dispersion autour des moyennes pour le charbon étant plus importante que pour les combustibles liquides raffinés, nous retiendrons une incertitude de 20% pour ce facteur standard.

²⁶ 17 435 kJ/kg<PCS<23 865 kJ/kg

2.2.6 Plastiques utilisés comme combustibles

Il peut survenir que du plastique soit utilisé comme combustible, notamment dans des installations de chauffage utilisant des ordures ménagères. On se reportera au § 7.2.2 pour les valeurs utilisées.

2.3 BIOENERGIES

2.3.1 Biocombustibles

2.3.1.1 Définitions

La catégorie « biocombustibles » désigne les combustibles solides, d'origine animale ou végétale, utilisés soit pour de la production de chaleur seule, soit pour une production combinée de chaleur et d'électricité.

Ces combustibles d'origine végétale (ou animale, de manière plus marginale) sont le plus souvent des co-produits ou sous-produits d'activités forestières, agricoles ou industrielles : résidus du sciage de bois (écorces, sciures, chutes...), paille, pépins, noyaux, balles de riz, bagasse²⁷ ...

Toutefois certaines filières - en développement - ont uniquement pour objet la fourniture d'énergie : production de plaquettes forestières (copeaux de bois issus du déchetage de bois), granulés (compactage de sciures de bois), cultures agricoles énergétiques (servant à produire des biocarburants...).

2.3.1.2 Gaz pris en compte dans les facteurs d'émission

Comme il est rappelé dans le guide méthodologique, les inventaires d'émission de gaz à effet de serre ont pour objet de représenter la perturbation d'origine humaine des cycles naturels des gaz à effet de serre. Ce qui doit être mesuré, c'est le supplément d'effet de serre qui découle du supplément des gaz éponymes dans l'atmosphère du fait de l'homme. Pour cela, il faut donc que l'homme ait créé un flux vers l'atmosphère et n'ait pas créé, corrélativement, un flux qui reprenne ces gaz de l'atmosphère pour les stocker ailleurs.

Quand c'est un composé d'origine organique qui est brûlé, deux cas de figure peuvent se présenter :

- la biomasse brûlée n'est pas remplacée : il y a alors lieu de compter les émissions,
- la biomasse brûlée est remplacée l'année même ou peu de temps après : il n'y alors pas lieu de compter des émissions, car ces dernières sont compensées par la croissance de la biomasse qui prend place par ailleurs.

²⁷ La bagasse se compose du résidu ligneux de la canne à sucre, et est utilisée dans les pays producteurs pour substituer le charbon dans les centrales électriques thermiques.

Le deuxième cas s'appliquera en cas d'utilisation des produits d'une culture annuelle, par exemple : le fait de brûler de la paille l'année N est compensé par la croissance de la paille l'année N+1. Même pour le bois de feu (ou de produits issus du bois) ce raisonnement subsiste si la forêt est dite bien gérée, quand le prélèvement annuel sera inférieur ou égal à la biomasse produite pendant l'année²⁸, de telle sorte que l'ensemble « combustion+croissance » est au moins équilibré (quand il est en faveur de la croissance végétale, on parle même de puits).

Ce CO₂ "biomasse", intégré au cycle carbone des espaces forestiers et agricoles, ne crée pas de supplément d'effet de serre tant qu'il y a équilibre du cycle, c'est-à-dire que la photosynthèse compense les émissions liées à l'exploitation de cette biomasse et à sa combustion.

Cette hypothèse est vérifiée dans le cas des espaces boisés et forestiers en France, puisqu'ils se renouvellent et sont gérés durablement (0,4% d'augmentation annuelle de la surface forestière sur la dernière décennie, +50% d'espaces boisés depuis la fin du XIX^{ème} siècle²⁹). Pour les cultures annuelles, la photosynthèse de l'année compense les émissions de l'année précédente (liées à la combustion du produit de la culture), comme expliqué précédemment.

Il y a cependant deux cas de figure dans lequel il faut tenir compte des émissions lors de la combustion de biomasse ou de biocombustibles qui en sont dérivés :

- quand cette biomasse n'est pas replantée (cas de figure fréquent dans tous les pays tropicaux où la déforestation est pour partie liée au prélèvement de bois de feu).
- quand la culture annuelle - ou même permanente - prend place sur une parcelle qui vient d'être déforestée. Ce deuxième cas de figure se rencontre dans les pays où le couvert forestier diminue (Brésil, Indonésie, etc) et pour des cultures pouvant être utilisés pour énergétique comme la canne à sucre ou l'huile de palme,

Dans le premier des cas de figure ci-dessus, les émissions de CO₂ sont incluses dans l'inventaire d'émissions. Il faut tenir compte à la fois du carbone contenu dans la biomasse brûlée, et de la perte de carbone du sol qui suivra la déforestation, ce qui en pratique consiste à rajouter 20 à 50% de supplément aux émissions de combustion.

Dans le deuxième cas de figure, la biomasse produite sur des parcelles défrichées se voit affectée des émissions liées à la déforestation. En pratique on impute aux 20 ou 30 premières années de production le déstockage de carbone lié à la déforestation initiale ainsi que ce qui viendra de la perte de carbone des sols.

Dans les autres cas de figure, le CO₂ issu du carbone « organique » contenu dans les biocombustibles n'est pas à comptabiliser. Le facteur d'émission des biocombustibles peut donc provenir :

- des gaz autres que le CO₂ émis lors de la combustion (par exemple du CH₄),

²⁸ Que les forestiers appellent parfois « l'accru annuel »

²⁹ Source : DGEMP, pages concernant la biomasse du site de l'Observatoire de l'Energie : www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm

- des émissions de gaz à effet de serre liées à la production du combustible (fabrication des engrais le cas échéant, conduite de la culture, traitement mécanique ou thermique du produit de la culture ou du bois, etc),
- des émissions de gaz à effet de serre liées au transport du combustible entre son lieu de production et son lieu d'utilisation.

Concernant les émissions de CH₄ lors de la combustion, les calculs montrent que leur impact sur l'effet de serre est négligeable devant les autres sources d'émissions du cycle du combustible (3,2g CH₄ / GJ de combustible³⁰). De ce fait, seules seront prises en compte:

- les émissions de gaz à effet de serre liées à la production du combustible,
- les émissions de gaz à effet de serre liées au transport du combustible entre son lieu de production et son lieu d'utilisation.

2.3.1.3 Facteurs d'émissions

Les calculs des facteurs d'émission de gaz à effet de serre des biocombustibles sont principalement basés sur deux études de l'ADEME³¹.

2.3.1.3.1 Co-produits et sous-produits valorisés sur site

Cette première catégorie regroupe l'ensemble des co-produits et sous-produits liés à l'activité du site ou au process de l'entreprise et valorisés sur place. Cela concerne par exemple les entreprises du bois et de l'agroalimentaire, générant des écorces, sciures, chutes de bois, déchets végétaux... brûlés en chaudière pour assurer leur propre besoin de chaleur ou vapeur.

Dans ce cas de valorisation sur site de déchets organiques, le facteur d'émission sera considéré comme nul (sous réserve d'une absence de déforestation, concomitante ou préalable à la production de la biomasse dont le déchet est issu). Cette hypothèse est cohérente avec les résultats observés dans l'analyse du cas de l'industrie du bois en France³².

2.3.1.3.2 Coproduits ou sous-produits faisant l'objet d'une filière d'approvisionnement

La seconde catégorie regroupe les co-produits de process qui ne sont pas valorisés sur site mais transformés et/ou acheminés vers un autre site. Dans ce cas, les opérations de transformation et de transport engendrent des émissions à prendre en compte. Le tableau

³⁰ Etude ADEME – Bio Intelligence Service / « Bilan Environnemental du chauffage collectif et industriel au bois » / 2005.

³¹ Etude ADEME – Bio Intelligence Service / « Bilan Environnemental du chauffage collectif et industriel au bois » / 2005.

Et : Note ADEME / « Bilan énergie et effet de serre des filières céréales » / 2006.

³² Etude ADEME – Bio Intelligence Service / « Bilan Environnemental du chauffage collectif et industriel au bois » / 2005.

suivant présente les principaux cas de figure entrant dans cette catégorie et les facteurs d'émission associés :

Nature de combustible	Contenu énergétique	Facteur d'émission	Dont phase transformation	Dont phase transport
Ecorces, sciures, broyats de DIB (palettes, caquettes...)	3,3 MWh PCI / tonne à 30% d'humidité	1,2 kg equC / MWh PCI	0,9 kg equC / MWh PCI	0,3 kg equC / MWh PCI
Plaquettes forestières (copeaux de bois issus des rémanents forestiers)	2,8 MWh PCI / tonne à 40% d'humidité	4 kg equC / MWh PCI	3,5 kg equC / MWh PCI	0,5 kg equC / MWh PCI
Paille (tiges de céréales)	4,2 MWh PCI / tonne à 10% d'humidité	14 kg equC / MWh PCI	13,7 kg equC / MWh PCI	0,3 kg equC / MWh PCI

Tableau 18 : Les principaux biocombustibles et leurs facteurs d'émission (ADEME, 2005 et ADEME, 2006)

Les hypothèses sont détaillées dans les sources bibliographiques citées, mais nous en rappelons les deux principales :

- La distance moyenne qui sépare le lieu de production du lieu d'utilisation est de 50 à 100 km,
- Pour la paille, c'est l'allocation massique qui a été appliquée pour les impacts liés à la culture.

2.3.1.3.3 Biocombustibles issus de cultures dédiées

Il existe également des biocombustibles qui constituent la principale raison d'être d'une filière (et non un simple sous-produit ou co-produit, généralement fatal, d'une autre production). C'est le cas des TCR (Taillis à Courtes Rotations), des plantations pluriannuelles de peupliers, de saules ou d'eucalyptus, des cultures de miscanthus, de triticales (variété de céréale rustique) ou de sorgho. Les combustibles (solides) se trouveront sous la forme de grains, de copeaux, de broyats de plantes entières...

En l'absence de détail sur le type de culture dédiée considérée (et notamment de l'itinéraire technique de production agricole ou forestier), on adoptera un facteur d'émission moyen entre le cas « Plaquettes forestières » et « paille » :

Définition	Contenu énergétique	Facteur d'émission	Dont phase transformation	Dont phase transport
Cultures dédiées (TCR, cultures annuelles)	3,3 MWh PCI / tonne à 30% d'humidité	9 kgeC / MWh PCI	8,6 kgeC / MWh PCI	0,4 kgeC / MWh PCI

Tableau 19 : Facteur d'émission des biocombustibles issus de filières dédiées (ADEME, 2005)

Ces ordres de grandeurs sont cohérents avec les calculs réalisés par l'ADEME sur le triticale (ADEME, 2006).

2.3.2 Biocarburants

2.3.2.1 Définitions

On appelle « biocarburant » un carburant (liquide) obtenu à partir de matières premières végétales (ou exceptionnellement animales). Actuellement, deux grandes filières industrielles existent :

- les alcools,
- les dérivés des huiles végétales

2.3.2.1.1 La filière éthanol

L'éthanol est produit par fermentation de sucres ou d'amidon, principalement issus, en France, des cultures de betteraves et de céréales. Cet alcool peut être incorporé à l'essence jusqu'à 10 % en volume sans modification technique des moteurs ; jusqu'à 10,3 % s'il est transformé au préalable avec l'isobutène pétrolier en ETBE (éthyl tertio butyl éther), ce dernier étant autorisé jusqu'à 22 % (l'ETBE étant composé à 47% en volume d'éthanol).

Il peut également être utilisé avec des véhicules adaptés - dits « flexibles » - qui acceptent jusqu'à 85 % d'éthanol (le reste est de l'essence E85) dans le carburant utilisé.

2.3.2.1.2 La filière huiles végétales

L'autre filière concerne les huiles végétales issues du pressage des oléagineux (colza principalement et tournesol). Une réaction de transestérification avec du méthanol ou de l'éthanol permet d'obtenir un produit incorporable dans le gazole pour les moteurs Diesel : l'EMHV (l'ester méthylique d'huile végétale). Des variantes en développement permettront d'utiliser de l'éthanol (pour produire de l'EEHV - ester éthylique d'huile végétale) ou d'estérifier des acides gras d'origine animale. L'incorporation des esters est autorisée dans le gazole jusqu'à 7 % en volume, depuis le 1^{er} janvier 2008 sans modification des moteurs Diesel actuels. Les esters doivent être conformes à la norme européenne (NF) EN 14214 qui définit leurs spécifications. Par ailleurs, le gazole B30, contenant entre 24 et 30% en volume d'EMHV, est autorisé pour les flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée. Ce carburant n'est pas disponible à la vente au grand public dans la mesure où il n'est pas compatible avec les moteurs de nombreux véhicules diesel déjà mis en circulation en Europe.

2.3.2.2 Facteurs d'émission

Ils ont été actualisés sur la base des résultats de calculs de l'étude ACV des biocarburants consommés en France, publiée par l'ADEME, le MEEDDM, le MAAP et FranceAgrimer en avril 2010.

2.3.2.2.1 Principe

Comme il n'existe pas de raison particulière de traiter les combustibles d'origine organique de manière différente selon qu'ils sont liquides, solides ou gazeux, nous allons appliquer les mêmes principes que ceux exposés au § 2.3.1.2 pour le calcul des facteurs d'émission. Historiquement, les biocarburants utilisés en Europe ne provenaient que de cultures annuelles, et de cultures européennes (donc sans déforestation préalable). C'est sur ce double postulat que sont basées les ACV actuellement disponibles. En pareil cas les facteurs d'émission tiennent compte des émissions de méthane ou de protoxyde d'azote lors de la combustion, généralement marginales, et des émissions provenant de la culture et de la transformation et la distribution des produits de culture.

Ce postulat devient doublement inexact pour les cultures de soja (pouvant entrer jusqu'à 25% dans l'alimentation de certaines usines de production de biodiesel en France), qui sont pour partie installés sur des parcelles qui ont été récemment défrichées. Dans l'étude ACV biocarburants France 2010, les analyses de sensibilité montraient que c'était la filière biodiesel de soja qui était susceptible d'être le plus impactée par des scénarii importants de changement d'affectation des sols directs. Il est également pour partie inexact dans le cas de la canne à sucre brésilienne, cette culture étant pluriannuelle d'une part, et les terres sur lesquelles elle prend place étant soustraites aux autres usages, ce qui finira par engendrer, mais par effet indirect, de la déforestation..

2.3.2.2.2 Valeurs

Les facteurs d'émissions publiés concernant les biocarburants, quoi que restant du même ordre de grandeur, sont susceptibles de varier d'un facteur quatre d'une étude à l'autre³³ :

- Carburants issus des filières alcools éthers : de 20 à 80 geCO₂ / MJ
- Carburants issus des filières huiles esters : de 10 à 40 geCO₂ / MJ

La valeur par défaut sera issue des travaux ADEME – MEEDDM – MAAP - FranceAgrimer de 2009 (« Analyses de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France »), à savoir :

	Facteur d'émission en geqC / MJ	Facteur d'émission en geqC/kWh	Facteur d'émission en kg eqC/Tonne	Facteur d'émission en geqC / kg
Amont				
Ethanol	10,1 geqC / MJ	36 g geqC / kWh	270 kg eqC/Tonne	270 geqC / kg
EMHV	8,8 geqC / MJ	31,7 geqC / kWh	327 kg eqC/Tonne	327 geqC / kg
Combustion				
Ethanol	0 geqC / MJ	0 geqC / kWh	0 kg eqC/Tonne	0 geqC / kg
EMHV	0 geqC / MJ	0 geqC / kWh	0 kg eqC/Tonne	0 geqC / kg

Tableau 20 : Facteurs d'émission des biocarburants (ADEME – MEEDDM – MAAP - FranceAgrimer, 2010)

³³ Source : étude ADEME – BG – EPFL / « Bilan environnemental des filières végétales pour la chimie, les matériaux et l'énergie » / 2004

Complément à but pédagogique concernant l'analyse des effets potentiels du changement d'affectation des sols (CAS) sur les bilans d'émissions de GES des biocarburants consommés en France

Les travaux existants ou en cours n'ont pas encore réussi à créer des références méthodologiques sur ces sujets. L'étude ACV biocarburants publiée en 2010 à partir de laquelle ont été calculées les valeurs des tableaux ci-dessus n'ayant pas vocation à résoudre cette question complexe, le principe retenu a été de calculer les bilans d'émissions de GES sans intégrer les changements d'affectation des sols dans le résultat de référence conformément aux recommandations du référentiel de réalisation d'ACV pour les biocarburants. Par contre, l'impact potentiel de différents scénarii de CAS sur les bilans de GES a été examiné ensuite au travers d'une analyse de sensibilité.

Cette analyse de sensibilité a été conduite en considérant l'hypothèse d'un CAS direct pour les filières d'importation et d'un CAS indirect pour deux exemples de filières France. Elle a cherché à répondre à la question suivante : comment évoluent ces bilans lorsqu'on leur intègre des valeurs plausibles d'émissions liées à ces changements d'occupation ? La construction de valeurs « plausibles » a reposé sur des scénarii simplifiés et gradués, allant du plus pessimiste jusqu'à une situation favorable.

Le scénario le plus pessimiste, appelé « CAS maximal », de CAS direct correspondrait au remplacement d'un ha de forêt primaire tropicale humide par un hectare de canne à sucre ou de palmier à huile, en supposant que toutes les émissions de CO₂ générées seraient affectées à la canne à sucre avec un lissage sur 20 ans.

Puis des scénarii « CAS intermédiaires », « CAS modérés » et enfin, « CAS optimistes », ont été construits en faisant varier certaines données du problème (les hectares remplacés ne sont plus de la forêt primaire, mais un mix de différents sols ; le lissage est fait sur 50 ans au lieu de 20,...). Le scénario optimiste imagine, par exemple, le remplacement par le coproduit alimentaire du biocarburant (tourteaux de colza, drèches de blé,...) d'importations de produits destinés à l'alimentation animale qui auraient entraîné la déforestation de surfaces supplémentaires. Pour une description plus exhaustive des différents scénarii, des calculs intermédiaires réalisés, se reporter au rapport complet de l'étude ACV biocarburants (<http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=23698>).

Dans le tableau ci-dessous sont donnés à titre indicatif des ordres de grandeur supérieur et inférieur des facteurs d'émission pour l'éthanol et le biodiesel calculés à partir des bilans d'émissions de GES obtenus en considérant des scénarii maximum et optimistes pour le CAS direct et indirect selon différentes filières de production. Ces valeurs sont bien présentées ici pour donner une idée de la manière dont pourrait évoluer le bilan carbone d'un produit, d'une entreprise en fonction des caractéristiques de fournitures. Elles ne sont en aucun cas à utiliser hors du contexte dans lequel elles ont été obtenues et surtout pas comme des valeurs résultant de situations réelles existantes.

Les chiffres de la colonne « CAS maximum » correspondent à l'ordre de grandeur de la borne supérieur. Cette borne est calculée en combinant le scénario de CAS direct maximum et le scénario de CAS indirect maximum. La même démarche est effectuée pour les scénarii optimistes. Ces valeurs ont été arrondies.

Amont	Facteur d'émission par MJ		Facteur d'émission par kWh		Facteur d'émission par Tonne		Facteur d'émission par Kg	
	CAS maximum.	CAS optimiste	CAS maximum	CAS optimiste	CAS maximum.	CAS optimiste	CAS maximum.	CAS optimiste
Ethanol	60 geq C	10 geq C	225 geq C	35 geq C	1665 Kg eqC	255 kg eqC	1665 g eqC	255 g eqC
EMHV	60 geq C	5 geq C	215geq C	15 geq C	2215 Kg eqC	150 kg eqC	2215 g eqC	150 g eqC

Tableau 21 : Illustration de la sensibilité des facteurs d'émissions des biocarburants à la problématique du changement d'affectation des sols

2.3.2.3 Incorporation systématique dans l'essence et le gazole

Des mesures fiscales incitatives sont mises en place pour une incorporation progressive, par les pétroliers et les distributeurs, de biocarburants dans les carburants conventionnels essence et gazole.

Nous reproduisons ci après un extrait du rapport annuel 2008 de la France à la Commission Européenne dans le cadre du suivi de la directive européenne 2003/30/CE sur l'incorporation des biocarburants, et qui donne les taux d'incorporation :

% _{PCI}	Filière essence	Filière gazole	Incorporation totale
2006	1,75 %	1,77 %	1,77 %
2007	3,35 %	3,63 %	3,57 %
2008³⁴	5,55 %	5,75 %	5,71 %

Tableau 22 : Evolution des pourcentages effectifs d'incorporation de biocarburants dans l'essence et le gazole

Cette incorporation d'ETBE et d'EMHV dans les carburants standards ne donne pas lieu à une correction particulière des facteurs d'émission de ces carburants dans le cadre du Bilan Carbone. En effet, cette mesure est répercutée dans le calcul des facteurs d'émission des carburants essence et gazole déterminés par l'Observatoire de l'Energie et repris ici (en outre, si l'incorporation est d'une fraction de pourcent, cela engendre une modification inférieure à la basse d'erreur).

Au delà de cette consommation de biocarburants systématique et transparente pour tout utilisateur, il est possible d'utiliser délibérément des biocarburants comme carburant exclusifs ou presque avec des véhicules spécifiques ou l'adaptation volontaire de moteurs. C'est le cas des technologies flexibles (utilisation en proportions variables au cours du temps d'éthanol et d'essence dans un même véhicule) et de l'EMHV pour flotte captive.

Dans le premier cas, il suffit d'appliquer à la fraction éthanol le facteur d'émission de ce dernier, selon la quantité consommée. Cette technologie, déjà commercialisée aux Etats-Unis, au Canada, au Brésil et en Suède, concerne essentiellement les véhicules légers. Dans le cas

³⁴ Chiffres basés sur une consommation de 38 Mm³ de gazole et de 12 Mm³ d'essence.

d'un Bilan Carbone portant sur une flotte alimentée avec de l'éthanol brésilien, il sera nécessaire de calculer un facteur d'émission spécifique tenant compte au mieux des effets des éventuels changements d'affectation des sols, directs ou indirects.

Le deuxième cas concerne l'EMHV, qui peut représenter 30% du carburant en volume (dans le cas du diesel) sans modification des systèmes d'injection et de motorisation. Cette incorporation volontaire peut concerner des flottes captives : bus, camions, véhicules utilitaires, trains électriques... L'utilisation d'EMHV en complément du gazole au-delà de 50% nécessite en revanche des adaptations techniques. En pareil cas, il suffit d'appliquer à chaque fraction du combustible (EMHV ou gazole) le facteur d'émission qui lui correspond.

2.4 ELECTRICITE

2.4.1 Quelques considérations préliminaires sur les difficultés de méthode

Que ce soit dans une centrale à charbon, nucléaire, avec une éolienne ou un barrage, l'électricité est toujours produite à partir d'une énergie dite "primaire" déjà disponible dans la nature (pétrole, gaz, uranium, solaire...). Pour calculer le "contenu en équivalent carbone" d'un kWh électrique fourni à l'utilisateur, il est nécessaire, dans l'idéal, de tenir compte :

- des émissions de combustion, le cas échéant, de l'énergie primaire utilisée,
- des émissions amont liées à la mise à disposition de cette énergie primaire à la centrale électrique,
- des émissions qui ont été engendrées par la construction de l'installation de production (qu'il s'agisse d'une centrale produisant en masse ou d'un panneau solaire),
- des pertes en ligne si l'énergie électrique n'est pas produite sur place, car cette énergie perdue a bien entendu conduit à des émissions lors de sa production.

L'électricité est produite avec des énergies primaires qui sont très variables d'un pays d'Europe à un autre (voir Annexe 1 :). Il en résulte que le "contenu moyen en gaz à effet de serre" d'un kWh en sortie de centrale est très variable d'un pays à l'autre. On utilisera l'expression « électricité de réseau » pour désigner un kWh produit dans un pays donné. Cette électricité de réseau se verra conventionnellement affecter le contenu moyen en gaz à effet de serre de la production électrique effectuée dans le pays. Cette convention suppose implicitement :

- que tout kWh circulant sur le réseau d'un pays a été produit dans ce pays (ce qui est faux puisqu'il y a des échanges transfrontaliers, qui ont tendance à augmenter avec le renforcement des interconnexions des différents réseaux nationaux mais que ces échanges ne représentent souvent qu'une minorité de l'électricité consommée dans le pays (par exemple : 35 TWh importés en France pour 81 exportés sur une consommation de 455 TWh³⁵),
- qu'il est impossible de tracer précisément l'origine de ce kWh (sinon on lui appliquerait un facteur d'émission spécifique à la centrale ou au groupe de centrales dont il est issu).

³⁵ Source Statistique de l'énergie électrique en France – RTE Juillet 2009- données 2008

Lorsqu'il y a plusieurs producteurs d'électricité dans un même pays, ces derniers peuvent utiliser des sources d'énergie primaire très différentes, et donc proposer de l'électricité avec un "contenu en gaz à effet de serre" très variable pour un même pays. En Grande Bretagne, par exemple, selon le producteur considéré, le kWh en sortie de centrale aura engendré des émissions quasi-nulles (British Energy, qui n'a que des centrales nucléaires) ou parmi les plus élevées d'Europe (EDF Energy, filiale anglaise d'EDF qui possède essentiellement des centrales à charbon).

Comme les différents producteurs nationaux sont souvent tous connectés à un même réseau, il n'est pas toujours facile de savoir à qui exactement attribuer le kWh que l'on vient de consommer. En pratique, trois cas peuvent se présenter :

- ou bien le client sait d'où vient l'électricité qu'il consomme au sein du pays (il a par exemple un contrat avec un producteur d'électricité qui possède une fraction seulement des centrales du pays et qui ne vend que l'électricité qu'il produit), auquel cas on se réfèrera au cas du « producteur nommément désigné »,
- ou bien le client achète son électricité à un fournisseur d'électricité en mesure de lui garantir les moyens de production auprès desquels il s'approvisionne et donc le contenu C du kWh fournit (toutes les installations étant soumises au marché de quotas européens –ETS-, les émissions liées aux moyens de production sont donc suivies par le producteur),
- ou bien le client est incapable de savoir précisément d'où vient son électricité au sein du pays, soit parce qu'il n'y a qu'un opérateur qui possède toutes les centrales, soit parce qu'il achète à un distributeur qui lui-même achète son électricité en gros à des intermédiaires et remonter la chaîne est impossible, soit parce qu'il consomme de l'électricité sans l'avoir achetée lui-même (c'est par exemple la cas si vous rechargez un appareil électrique dans un lieu public), etc. Dans ce deuxième cas de figure on dit que le client consomme de l'électricité de réseau. Cette dernière comprend des apports, dans des proportions qui peuvent varier au cours du temps, des différents producteurs nationaux ou même étrangers.

Enfin, les centrales en fonctionnement ne sont pas les mêmes en fonction de la période de l'année, ni même de l'heure de la journée. Par exemple, en France, les centrales nucléaires ne s'arrêtent pas facilement en quelques minutes, alors que les barrages et les centrales à charbon ou à gaz sont beaucoup plus faciles à arrêter ou à démarrer rapidement.

Comme ce sont ces dernières (les centrales à charbon, à fioul lourd ou à gaz) qui conduisent à des émissions de gaz carbonique, on comprendra facilement qu'en fonction de leur mise en route, ou pas, le "contenu en gaz carbonique" du kWh qui circule sur le réseau électrique français changera de manière significative. Cela explique que le « contenu en gaz à effet de serre » du kWh électrique de réseau varie, en France, avec l'heure de la journée (il augmente aux périodes de pointe, le matin et en début de soirée, et ces pointes se décalent dans la journée entre hiver et été) et plus largement avec la période de l'année (il augmente en hiver et diminue en été).

En outre, toute augmentation de la consommation électrique qui résulterait d'une substitution entre énergie (électrification par exemple) se traduirait très probablement par une augmentation du contenu en CO₂ du kWh, au vu des moyens de production pouvant être

mobilisés rapidement (centrales thermiques principalement). Les contenus CO₂ proposés dans la méthode Bilan Carbone sont donc pertinents pour une évaluation actuelle, mais à utiliser avec précaution pour toute analyse prospective. Dans ce dernier cas, les hypothèses prises pour le facteur d'émission de l'électricité supplémentaire consommée devront être clairement explicitées.

La méthode tente de proposer des facteurs d'émission adaptés aux cas les plus courants :

- électricité de réseau (sans producteur désigné donc) pour la majeure partie des pays d'Europe,
- électricité explicitement achetée à EDF France, avec ou sans prise en compte du mois d'achat,
- électricité achetée à un fournisseur alternatif capable de nommer les producteurs auprès desquels il s'approvisionne,
- électricité explicitement achetée à un autre producteur européen, en moyenne annuelle,
- électricité pour certaines sources renouvelables.

Notons que, sauf pour le § 2.4.5, les facteurs d'émission proposés ci-dessous **ne tiennent pas compte des pertes en ligne**³⁶, ni de l'amortissement des installations pour les producteurs européens (§ 2.4.3).

Par ailleurs, les facteurs d'émission se rapportent aux moyens de production utilisés pour fournir le client, qui ne sont pas nécessairement limités à ceux détenus dans le pays du client. En général il y a un large recouvrement (l'essentiel des kWh fournis par EDF à des clients français viennent bien de centrales françaises) mais cela peut ne pas être le cas, notamment quand un petit producteur français sert aussi de base arrière hexagonale à un producteur étranger bien plus gros dont il commercialise la production en France.

D'une manière générale, tracer précisément l'électricité consommée est un exercice pas toujours facile, et qui s'avèrera franchement impossible dans nombre de cas de figure, même avec des indications contractuelles qui sont claires en apparence. Les propositions présentées ici visent donc à responsabiliser l'acheteur sur la base des flux physiques qu'il va soutenir à travers ses achats.

2.4.2 Cas de l'électricité de réseau en France

L'électricité dite "de réseau" est celle qui est consommée par un client situé dans un pays donné mais qui ne dispose pas d'informations particulières sur la provenance de l'électricité en question. L'électricité de réseau exclut donc expressément tous les cas de figure où un consommateur s'approvisionne auprès d'un *producteur* nommément désigné ou d'un fournisseur nommément désigné qui serait capable de répondre précisément à son mix d'approvisionnement³⁷.

³⁶ Les pertes en ligne, de la centrale au client final basse tension, sont de l'ordre de 10%

³⁷ Un tel contrat ne fait que matérialiser une consommation et une production en deux endroits du réseau, mais rien ne dit que l'électron injecté par le producteur finira dans les installations du

En France continentale, tous les particuliers, et tous les clients qui ont choisi de rester dans le tarif régulé consomment de l'électricité de réseau, qui mélange toutes les productions ayant lieu sur le territoire national avec un distributeur unique de cet ensemble qui est EDF. Le facteur d'émission pour un kWh d'électricité de réseau correspond à la somme des émissions occasionnées par les centrales utilisées pour alimenter le réseau en question, divisées par la totalité des kWh produits par les centrales en question. Les émissions correspondent ainsi à l'énergie primaire consommée par les producteurs nationaux, mais les imports d'électricité (nécessaires en période hivernale avec la structure de consommation électrique française) et leurs émissions associées ne sont pas pris en compte ici.

En France, le facteur d'émission correspondant à un kWh répondant à cette définition était de 23 grammes équivalent carbone par kWh en sortie de centrale, des données publiées par Edf permettent de compléter cette approche en ACV38. Pour l'étranger, les valeurs ont été prises dans une publication de l'Agence Internationale de l'Énergie (« CO2 Emissions from Fuel Combustion », 2008, fournissant des données pour 2006) et figurent dans le tableau ci-dessous.. Dans cette publication, les valeurs tiennent compte des kWh électriques et thermiques fournis³⁹.

Pays	Grammes équivalent carbone par kWh
Afrique du Sud	0,237
Albanie	0,009
Algérie	0,188
Allemagne	0,110
Angola	0,027
Antilles néerlandaises	0,196
Arabie Saoudite	0,206
Argentine	0,083
Arménie	0,038
Australie	0,251
Autriche	0,058
Azerbaïdjan	0,129
Bahrein	0,225
Bangladesh	0,159
Belgique	0,071
Benin	0,190
Biélorussie	0,081
Birmanie	0,092
Bolivie	0,138
Bosnie Herzégovine	0,219
Botswana	0,505
Bresil	0,022
Brunei	0,224
Bulgarie	0,122
Cambodge	0,274
Cameroun	0,012
Canada	0,050
Chili	0,080
Chine	0,215
Chypre	0,207
Colombie	0,041

consommateur. A l'échelle globale, l'impact est par contre réel : si X kWh renouvelables sont achetés à un fournisseur, X kWh renouvelable auront été produits.

³⁸ Source EDF (voir précisions dans l'Annexe 2 : de ce document).

³⁹ Il est nécessaire d'avoir une attention particulière dans la comparaison et l'interprétation des chiffres (certains pays pouvant avoir une part importante de cogénération)

Congo	0,028
Congo Démocratique	0,001
Corée du Nord	0,145
Corée du Sud	0,127
Corse	0,140
Costa Rica	0,013
Côte d'Ivoire	0,119
Croatie	0,087
Cuba	0,278
Danemark	0,093
Dominique	0,170
Egypte	0,128
Emirats Arabes Unis	0,224
Equateur	0,108
Erythrée	0,188
Espagne	0,095
Estonie	0,175
Ethiopie	0,001
Finlande	0,066
France	0,023
Gabon	0,095
Géorgie	0,040
Ghana	0,075
Gibraltar	0,199
Grèce	0,198
Guatemala	0,091
Haiti	0,083
Honduras	0,113
Hong Kong	0,233
Hongrie	0,094
Inde	0,257
Indonesie	0,185
Irak	0,191
Iran	0,140
Irlande	0,146
Islande	0,000
Israël	0,211
Italie	0,110
Jamaïque	0,226
Japon	0,114
Jordanie	0,164
Kazakhstan	0,142
Kenya	0,086
Kirghistan	0,022
Koweït	0,175
Latvia	0,046
Liban	0,190
Libye	0,240
Lituanie	0,038
Luxembourg	0,089
Macédoine	0,169
Malaisie	0,179
Malte	0,227
Maroc	0,193
Mexique	0,148
Moldavie	0,130
Mongolie	0,143
Mozambique	0,000
Namibie	0,021
Népal	0,001
Nicaragua	0,150
Nigeria	0,105
Norvège	0,002
Nouvelle Zélande	0,084
Oman	0,233
Ouzbékistan	0,122

Pakistan	0,113
Panama	0,062
Paraguay	0,000
Pays-Bas	0,107
Perou	0,047
Philippines	0,119
Pologne	0,180
Portugal	0,113
Quatar	0,171
République Slovaque	0,061
République Tchèque	0,144
Roumanie	0,117
Royaume-Uni	0,138
Russie	0,090
Saint Barthélemy	0,206
Salvador	0,059
Senegal	0,198
Serbie-Monténégro	0,195
Singapour	0,146
Slovénie	0,091
Soudan	0,167
Sri Lanka	0,086
Suède	0,013
Suisse	0,007
Syrie	0,165
Tadjikistan	0,008
Taïwan	0,180
Tanzanie	0,086
Thaïlande	0,139
Togo	0,125
Trinité et Tobago	0,197
Tunisie	0,149
Turkmenistan	0,217
Turquie	0,119
UE à 27	0,083
Ukraine	0,094
Uruguay	0,081
USA	0,152
Venezuela	0,057
Vietnam	0,108
Yemen	0,224
Zambie	0,002
Zimbabwe	0,156
Moyenne Afrique	0,176
Moyenne Asie	0,199
Moyenne Ex-URSS	0,093
Moyenne Moyen Orient	0,183
Moyenne Pacifique	0,138
Moyenne Amérique du Nord	0,140
Moyenne Amérique Latine	0,053
Moyenne mondiale	0,138

Tableau 23 : Facteurs d'émission de la production d'électricité par pays en 2006⁴⁰

Enfin, autant les facteurs d'émission, pour un producteur donné, s'il achète ou vend des centrales, sont susceptibles de varier rapidement, autant l'électricité de réseau, reflétant le parc de centrales installées sur le territoire national, a un facteur d'émission variant plus lentement. En effet, la composition de ce parc ne change pas du tout au tout d'une année sur l'autre.

En revanche, entre autres pour des raisons climatiques, ce qui peut assez rapidement changer d'une année sur l'autre est l'appel aux centrales fournissant l'électricité de pointe, qui sont,

⁴⁰ Ces données ont été publiées par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie)

pour une large partie des pays d'Europe, des centrales thermiques à flamme, c'est-à-dire utilisant comme énergie primaire du charbon, du gaz ou du pétrole (même si l'hydroélectricité de lac est aussi utilisée pour la pointe, mais déjà à son maximum de potentiel). Une large partie de la production à faible teneur en CO₂, à savoir le nucléaire (30% du courant européen environ), l'hydroélectricité au fil de l'eau, et plus marginalement l'éolien, fournit de l'électricité dite "de base", c'est-à-dire celle qui est consommée en permanence.

Un autre processus qui est susceptible de provoquer une modification du contenu en CO₂ du kWh en quelques années est le basculement du charbon sur le gaz pour les moyens de pointe et semi base. Ainsi, selon la PPI de 2009, la moitié des centrales à charbon doivent être fermés d'ici à 2015 en France.

Compte tenu des variations issues de la mise en service nouvelles capacités (rythme lent), ou de la mise en route ou pas des centrales fournissant l'électricité de pointe (fortes variations d'une année sur l'autre), et de l'antériorité des chiffres repris ci-dessus (les statistiques ont souvent 2 ans de décalage avec l'année en cours), l'incertitude attachée à ces facteurs d'émission sera de 15%.

2.4.3 Facteurs d'émission par producteur pour les électriciens européens

PriceWaterhouseCoopers et Enerpresse publient tous les ans une étude⁴¹ sur le "contenu en CO₂" des kWh produits par les principaux électriciens en Europe (il s'agit bien de l'Europe au sens géographique : d'une part les départements d'outre-mer des pays européens ne sont pas concernés, et d'autre part la Norvège est incluse bien que non membre de l'UE). Les chiffres portent uniquement sur les émissions liées à la combustion dans les centrales ; il ne s'agit donc pas d'une approche de type "analyse de cycle de vie" (voir Annexe 2 :).

⁴¹"Changement climatique et électricité. Facteur Carbone européen. Comparaison des émissions de CO₂ des principaux électriciens européens", de PWC et ENERPRESSE, novembre 2005 (données pour année 2004)

Le tableau ci-dessous reproduit les valeurs publiées pour 2008.

Producteur	Kg equ C/kWh
Allemagne, EnBW	0,066
Allemagne, Eon	0,112
Allemagne, RWE	0,220
Autriche, Verbund	0,036
Belgique, Electrabel	0,087
Danemark, Elsam	0,119
Danemark, energi E2	0,185
Espagne, Endesa	0,147
Espagne, Hidrocantabrio	0,238
Espagne, Iberdrola	0,066
Espagne, Union Fenosa	0,150
Espagne, Viesgo generacion	0,224
Finlande, Fortum	0,015
Finlande, PVO	0,034
France, CNR	0,000
France, EDF France	0,013
France, SNET	0,251
GB, British Energy	0,029
GB, Drax	0,226
GB, EDF Energy	0,220
GB, Eon UK	0,193
GB, RWE UK	0,185
GB, Scottish & Southern	0,132
Grèce, DEI	0,271
Italie, Endesa Italia	0,136
Italie, Edison	0,157
Italie, ENEL	0,137
Norvège, Statkraft	0,000
Pays-Bas, Essent	0,129
Portugal, EDP	0,161
République Tchèque, CEZ	0,151
Suède/All, Vattenfall	0,112

Tableau 24 : Facteurs d'émission CO₂/kWh par fournisseur d'électricité européens en 2008 (PWC – ENERPRESSE, 2009)

Il faut cependant noter que ne prendre en compte que les émissions liées à la combustion dans les centrales conduit à deux sous-estimations :

- d'une part les émissions amont ne sont pas prises en compte dans le cas du gaz et du charbon, minorant ainsi les valeurs obtenues de 7% ou 8% environ,
- d'autre part les émissions amont liées à la construction des installations de production ne sont également pas prises en compte, minorant les émissions de 2 à 6 grammes équivalent carbone par kWh (cela ne change pas l'ordre de grandeur pour les combustibles fossiles, mais fait une différence relative importante pour les modes dits « sans carbone »).

Comme pour le cas d'EDF, ces facteurs d'émission ne sont à utiliser que lorsque l'entité qui fait son inventaire d'émission est contractuellement liée à un des producteurs ci-dessus pour son approvisionnement électrique. Ces chiffres ne concernent donc pas l'électricité de réseau par pays.

Nous les avons affectés d'une imprécision de 15%, avec la même réserve que celle mentionnée au § 2.5.2.

2.4.4 Cas des sources renouvelables intermittentes et fatales

Ces facteurs d'émission sont essentiellement utilisés dans les tableurs du Bilan Carbone destiné aux collectivités locales, qui inventorient les émissions liées à la production électrique sur leur territoire. Pour les réseaux nationaux, la prise en compte de toutes les sources primaires utilisées pour la production nationale inclut de fait ce qui suit.

2.4.4.1 Généralités

Pour toute production électrique utilisant une énergie primaire renouvelable (vent, soleil, bois, géothermie, etc), la convention prise est de ne tenir compte que des émissions « amont » pour l'énergie, et des émissions liées à la fabrication et à la maintenance du dispositif de production. L'utilisation de l'énergie primaire en elle-même est considérée comme sans émissions. Cette convention ne s'applique pas à la valorisation de déchets (qui ne sont pas tous renouvelables, notamment les plastiques), bien que certains organismes (l'AIE notamment) incluent la valorisation de déchets dans les énergies renouvelables.

Les facteurs d'émission présentés ci-dessous ne tiennent pas compte de l'intermittence induite.

2.4.4.2 Eolien

Une ACV⁴² propose pour le modèle le plus récent d'aérogénérateur installé sur des sites en Europe du Nord comme facteur d'émission la valeur de 1,3 g équivalent carbone par kWh pour de l'éolien à terre et de 1,4 g pour l'éolien en mer. Etant donné que le facteur d'émission est fortement dépendant du facteur de charge annuel (c'est-à-dire le nombre d'heures-équivalent où l'éolienne tourne à pleine puissance), et que les sites de référence font partie des plus favorables en Europe, nous proposons de retenir avec un coefficient de sécurité suffisant la valeur de 2 g équivalent carbone par kWh, $\pm 50\%$, pour une éolienne installée en Europe continentale.

2.4.4.3 Photovoltaïque

Une ACV⁴³ propose comme facteur d'émission la valeur de 8 à 13 g équivalent carbone par kWh pour un système photovoltaïque complet relié au réseau. Extrapolée aux conditions d'ensoleillement moyen en France elle aboutit à 15 g équivalent carbone par kWh. Cette valeur sera retenue avec une incertitude de 30%.

⁴² "Life cycle assessment of offshore and offshore sited wind power based on Vestas V90-3.0 MW turbines", Vestas, 2006

⁴³ "Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production", Erik A. Alsema & colleagues, 2005

2.4.4.4 Autres filières

A titre informatif, un papier publié dans Energy Policy en 2008 (Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. B K Sovacool) dresse un bilan des études ACV existantes sur la filière nucléaire dans le monde et reprend les résultats d'autres études sur les autres filières de production d'électricité. Les résultats sont proches de ceux proposés auparavant, *excepté pour le nucléaire* (18 g C / kWh) à un niveau plus élevé.

Lifecycle estimates for electricity generators²

Technology	Capacity/configuration/fuel	Estimate (gCO ₂ e/kWh)
Wind	2.5 MW, offshore	9
Hydroelectric	3.1 MW, reservoir	10
Wind	1.5 MW, onshore	10
Biogas	Anaerobic digestion	11
Hydroelectric	300 kW, run-of-river	13
Solar thermal	80MW, parabolic trough	13
Biomass	Forest wood Co-combustion with hard coal	14
Biomass	Forest wood steam turbine	22
Biomass	Short rotation forestry Co-combustion with hard coal	23
Biomass	FOREST WOOD reciprocating engine	27
Biomass	Waste wood steam turbine	31
Solar PV	Polycrystalline silicone	32
Biomass	Short rotation forestry steam turbine	35
Geothermal	80MW, hot dry rock	38
Biomass	Short rotation forestry reciprocating engine	41
Nuclear	Various reactor types	66
Natural gas	Various combined cycle turbines	443
Fuel cell	Hydrogen from gas reforming	664
Diesel	Various generator and turbine types	778
Heavy oil	Various generator and turbine types	778
Coal	Various generator types with scrubbing	960
Coal	Various generator types without scrubbing	1050

² Wind, hydroelectric, biogas, solar thermal, biomass, and geothermal, estimates taken from Pehnt (2006). Diesel, heavy oil, coal with scrubbing, coal without scrubbing, natural gas, and fuel cell estimates taken and Gagnon et al. (2002). Solar PV estimates taken from Fthenakis et al. (2008). Nuclear is taken from this study. Estimates have been rounded to the nearest whole number.

2.4.4.5 Electricité « verte »

Depuis la libéralisation du secteur électrique, il est possible pour les consommateurs de souscrire des offres d'électricité « verte », dont le contenu est censé être à base d'énergies renouvelables.

En France, le développement des énergies renouvelables est financé à travers le tarif de rachat, avec comme base de financement dans la CSPE (Contribution au Service Public de

l'électricité) payé par tous les consommateurs. Donc toutes les productions renouvelables qui rentrent dans le cadre du tarif de rachat s'inscrivent dans le mix électrique national.

Dès lors, seules les offres de fournisseur qui garantissent une production additionnelle d'électricité renouvelable (c'est-à-dire une production qui n'est pas financé à travers le rachat mais par des contrats de gré à gré entre producteur et fournisseur) peut-être comptabilisé dans le Bilan Carbone sur la base du contenu ACV des différents moyens de production mobilisés.⁴⁴

2.4.5 Saisonnalité de l'électricité EDF France (producteur)

Depuis le début de l'année 2002, EDF France a décidé de rendre publique, presque en temps réel, la moyenne mensuelle de ses émissions de gaz à effet de serre par kWh, disponible en ligne sur son site internet⁴⁵. Cela permet de proposer une estimation plus fine des émissions liées à la consommation d'électricité pour les clients qui se fournissent chez EDF (producteur). Il est possible d'accéder à des chiffres mensualisés pour la consommation d'électricité (activités fortement saisonnières comme le tourisme, certaines productions agricoles, etc) mais si ces données permettent d'intégrer pour partie la contrainte saisonnière, ils concernent un pas de temps trop large pour traduire les contraintes horaires.

A titre d'exemple, les valeurs pour l'année 2008 (calculés en analyse de cycle de vie) figurent ci-dessous.

mois	kg équ. C/kWh
janvier 2008	0,013
février 2008	0,011
mars 2008	0,012
avril 2008	0,014
mai 2008	0,007
juin 2008	0,011
juillet 2008	0,009
août 2008	0,007
septembre 2008	0,012
octobre 2008	0,017
novembre 2008	0,011
décembre 2008	0,015

Tableau 25 : Facteurs d'émission mensuels d'EDF en 2008

Ces facteurs d'émission sont reportés dans le tableur de la méthode Bilan Carbone et peuvent ainsi être utilisés pour les clients ayant explicitement contracté avec EDF comme producteur. Les émissions d'EDF étant bien connues, nous déciderons que l'incertitude sur les chiffres du Tableau 33 : est inférieure à 10%.

⁴⁴ Information complémentaires sur « l'électricité verte » sur <http://www.energie-info.fr/fichier/15EnergieVerte.pdf>

⁴⁵ www.edf.fr

2.4.6 Facteurs différenciés selon les usages pour l'électricité de réseau française

La production électrique, en France, fait appel à des moyens qui varient du tout au tout concernant les émissions de gaz à effet de serre rapportées au kWh électrique produit :

Energie primaire utilisée	g équ. C/kWh
Gaz	100 à 130
Fioul	160 à 200
Charbon	200 à 280
Hydraulique	1
Nucléaire	2
Eolien	2 à 10

Tableau 26 : Facteurs d'émission des différents modes de production d'électricité du mix Français. Source : EDF

Ces divers moyens ne sont toutefois pas appelés de la même manière :

- le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau fonctionnent en permanence (en base), avec une production qui peut néanmoins être un peu modulée en fonction de l'époque de l'année ou de l'heure de la journée pour le nucléaire,
- les autres moyens (hydraulique de lac, thermique à flamme) sont appelés essentiellement pour faire face aux besoins de pointe (une consommation de pointe est une consommation qui se "concentre" dans un petit espace de temps, typiquement l'éclairage résidentiel le matin et le soir en hiver).

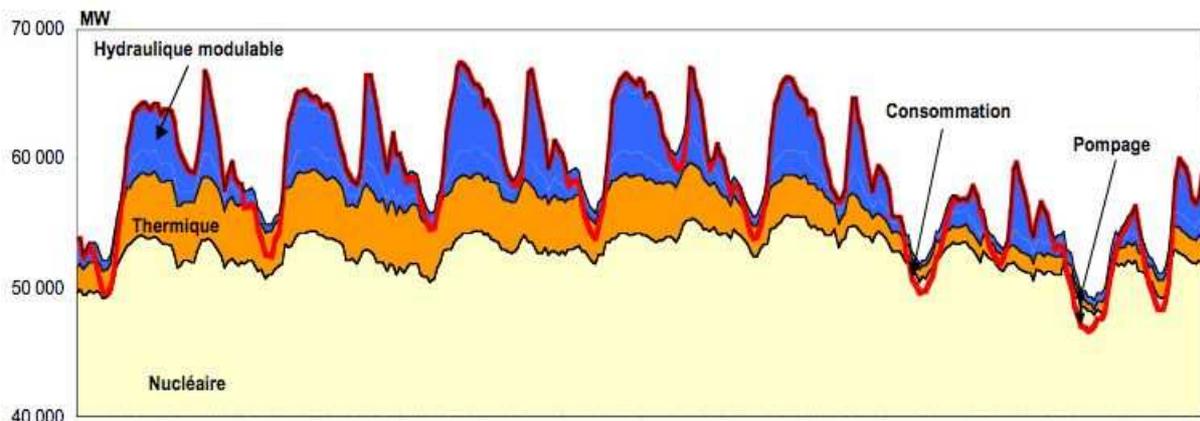


Figure 1 : Consommation (courbe rouge) et puissance délivrée par moyen de production (aires de couleur) pour une semaine type d'hiver. On remarque que le nucléaire est un peu modulé, que l'hyper pointe est assurée par de l'hydraulique (donc sans émissions de gaz à effet de serre) et que le thermique à flamme (zone orangée) assure la part variable de la semi-base. Source EDF.

Le "contenu en gaz à effet de serre" du kWh varie donc au cours de l'année (voir § 2.4.6) et même au cours de la semaine, de la journée, voire de l'heure (graphique ci-dessus). Si nous sommes en mesure, pour un usage donné de l'électricité (industrie, transport, chauffage

tertiaire, chauffage résidentiel, etc), de connaître la part de base, de semi-base et de pointe, il sera alors possible de disposer d'un facteur d'émission adapté à chaque usage.

En effet, les trois types de production présentent des caractéristiques propres :

- la production de base est essentiellement le fait du nucléaire et de l'hydraulique au fil de l'eau, donc sans émissions,
- la consommation d'hyper-pointe est sans émissions également si elle vient des barrages de lac (cas le plus fréquent), mais avec beaucoup d'émission si ce sont des centrales à combustibles fossiles qui sont utilisées (ce qui est en général le cas pour prendre le relais derrière les barrages),
- la consommation « intermédiaire » (entre la semi-base et la pointe) est surtout le fait de centrales à combustibles fossiles.

Bien entendu, le corollaire de cette approche est que si les consommations de pointe sont « enrichies » en gaz à effet de serre, alors les consommations constantes tout au long de l'année sont « appauvries », et s'imputent essentiellement sur de l'électricité nucléaire ou hydraulique de fleuve, à "contenu en gaz à effet de serre" quasi-nul.

Des travaux de cette nature, menés à l'ADEME⁴⁶, aboutissent aux facteurs d'émission suivants (ces facteurs d'émission intègrent les pertes en ligne).

indicateurs détaillés	Référence (valeur moyenne)	à titre indicatif : plages de variation	indicateurs simplifiés	
chauffage+ pompes de circ.	180	129 à 261	180	Chauffage
éclairage résidentiel	116	93 à 151	100	Eclairage
éclairage tertiaire	80	64 à 88		
éclairage public et industriel	109	85 à 134		
usages résidentiels : cuisson	82	66 à 93	60	Usages intermittents
usages résidentiels : lavage	79	63 à 88		
usages résidentiels : produits bruns	62	50 à 81		
usages tertiaires : autres	52	41 à 77		
usages industriels (hors éclairage)	55	38 à 86		
usages résidentiels : ECS	40	20 à 72	40	Usages "en base"
usages résidentiels : froid	40			
usages résidentiels : autres	39			
usages tertiaires : climatisation	37			
agriculture-transport	38			
autres (BTP, recherche, armée, etc.)	35			

Tableau 27 : Facteurs d'émission du kWh électriques français par usages en gCO₂/kWh (ADEME, 2005)

Ces facteurs d'émission par usage pour l'électricité de réseau française sont notamment utilisés dans le tableur Bilan Carbone destiné aux collectivités locales.

⁴⁶ Note de Cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France, ADEME, janvier 2005 (voir Annexe 4 :)

2.4.7 Consommations de référence des principaux équipements électriques résidentiels

Pour estimer la consommation d'électricité spécifique résidentielle quand la seule donnée disponible est un parc d'appareils électroménagers, il sera utile de disposer des consommations moyennes mesurées pour les appareils correspondants. Les valeurs proposées dans le tableau ci-dessous sont issues de campagnes de mesure effectuées par Enertech⁴⁷.

Par ailleurs, puisqu'il existe des facteurs différenciés pour l'électricité en fonction des usages (présentés au § 2.4.7), nous pouvons affecter aux kWh consommés par ces divers appareils un "contenu en carbone" différent selon que l'appareil est utilisé toute l'année (exemple : un réfrigérateur), ou pour des périodes bien définies (chauffage, ou éclairage).

Chaque ligne du tableau ci-dessous propose donc, pour chaque appareil ou catégorie d'appareils, sa consommation moyenne par an, le facteur d'émission à retenir pour l'électricité correspondante, et le taux d'équipement en 2001 quand il était connu.

Type d'appareil ou de consommation	kWh par an	Kg equ C par kWh	Taux d'équipement 2001
Ascenseur par habitant.étage	18	0,016	

⁴⁷ Ces valeurs sont dérivées de 4 publications d'Olivier Sidler/Enertech (1996, 1999, 2000, 2008) mentionnées dans la bibliographie (voir Chapitre 10)

Ascenseur moyenne par logement	220	0,016	
Réfrigérateur	250	0,011	49%
Réfrigérateur-congelateur	600	0,011	56%
Congélateur	615	0,011	47%
Congélateur américain	1 640	0,011	5%
Adoucisseur d'eau	20	0,011	
Cafetière & machines à expresso	30	0,017	
Lave-linge	250	0,022	90%
Lave-vaisselle	285	0,017	39%
Sèche-linge	430	0,017	30%
TV moyenne	192	0,017	137%
Téléviseur principal	307	0,017	100%
TV secondaire	47	0,017	37%
TV plasma	502	0,017	
TV LCD	228	0,017	
Videoprojecteur	153	0,017	
TV Retroprojecteur	590	0,017	
Magnétoscope	40	0,017	60%
Home Cinema	58	0,017	
Décodeur Canal +	96	0,017	20%
Démodulateurs	84	0,017	20%
Lecteur DVD	21	0,017	
Hi Fi compact	42	0,017	
Chaîne Hifi	70	0,017	
Minichaîne portable	14	0,017	
Jeux vidéo	20	0,017	
Totalité du poste audiovisuel moyenne	546	0,017	100%
Ordinateur domestique + écran moyenne	219	0,017	
Ordinateur fixe moyenne	278	0,017	
Ordinateur fixe principal	329	0,017	
Ordinateur fixe secondaire	91	0,017	
Unité centrale moyenne	227	0,017	
Ecrans seuls moyenne	66	0,017	
Ecrans cathodiques moyenne	171	0,017	
Ecrans LCD moyenne	47	0,017	
Ordinateur portable moyenne	35	0,017	
Ordinateur portable principal	59	0,017	
Box et modems Internet	67	0,017	
Imprimante	22	0,017	
Scanner	20	0,017	
Totalité du poste informatique moyenne	396	0,017	
Aquarium	610	0,011	
Répondeur téléphonique	25	0,017	10%
Téléphone répondeur	45	0,017	80%
Aspirateur	18	0,017	80%
Eclairage	465	0,032	100%
Fer à repasser	40	0,017	80%
Pompe de piscine	1 500	0,017	0%
Totalité des consommations électriques en cuisine	568	0,016	100%

Tableau 28 : Consommations, facteurs d'émission et taux d'équipement des différents équipements électriques résidentiels

2.4.8 Consommations d'électricité pour le tertiaire

2.4.8.1 Catégories d'usages pour la métropole

En métropole, comme dans l'essentiel des pays industrialisés (qui sont situés aux moyennes latitudes), il est courant de discriminer les usages de l'électricité en 2 catégories : l'électricité à usage thermique (chauffage, eau chaude sanitaire), et l'électricité spécifique (tous les autres

usages : moteurs électriques⁴⁸, éclairage, création d'ondes électromagnétiques - radio, TV, ou imagerie médicale, électrolyse, etc). L'ensemble des consommations est désignée sous le terme « tous usages ».

2.4.8.2 Facteurs d'émission par unité de surface et par an, métropole

Des données publiées par l'ADEME⁴⁹ en 2005 à partir des données du CEREN donnent des consommations d'électricité moyennes pour la métropole pour l'année 2003. Ces données sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Nature activité	Consommation d'électricité spécifique kWh/m ² .an de local	Consommation d'électricité tous usages kWh/m ² .an de local
Commerces	126	243
Bureaux	121	283
Enseignement	16	131
Santé	67	221
Cafés Hôtels Restaurants	78	254
Moyenne toutes branches	83	222

Tableau 29 : Consommation électrique moyenne en 2003 par type d'activité (tous usages et usages spécifiques). (ADEME, 2005)

2.4.9 Pertes en ligne de l'électricité

Le transport⁵⁰ et la distribution⁵¹ de l'électricité, depuis la centrale électrique jusqu'au consommateur, occasionnent des pertes par effet Joule. Pour un consommateur de courant basse tension (220 volts) ces pertes représentent, en moyenne, 8% de l'électricité finale consommée, qui se répartissent comme suit :

- environ 3% de l'électricité est perdue pendant l'acheminement sur le réseau de transport (très haute tension ou THT),
- environ 5% de l'électricité est perdue lors de la descente en tension (du THT à la basse tension ou BT) et dans le réseau capillaire BT final.

En d'autres termes, quand le consommateur soutire 1 kWh du réseau basse tension, l'appareil de production a dû y injecter 1,08 kWh en moyenne.

Or le facteur d'émission fourni par le producteur concerne généralement le "contenu en gaz à effet de serre" en sortie de centrale électrique. Si ce facteur d'émission est directement

⁴⁸ Et donc les pompes, appareils de froid, tapis roulants et machines de production, etc.

⁴⁹ ADEME / 2005 / Les chiffres clés du bâtiment. Énergie – Environnement/ Edition 2005 / page 84.

⁵⁰ Le transport désigne classiquement le cheminement du courant électrique sur les réseaux à très haute, haute et moyenne tension (au-dessus de 20 kV, environ).

⁵¹ La distribution de l'électricité désigne la partie "basse tension" de l'acheminement du courant électrique (l'essentiel des pertes ont lieu dans le réseau de distribution).

appliqué à la consommation relevée chez le consommateur, les pertes ne sont pas couvertes, alors que pourtant l'électricité dissipée dans le réseau a bien dû être produite.

Pour les consommateurs en basse tension, il convient donc de rajouter 8% aux émissions calculées à partir de la consommation finale et des facteurs d'émission en sortie de centrale pour aboutir à une bonne estimation des émissions réelles.

NB : les clients industriels très gros consommateurs d'électricité sont généralement livrés en moyenne ou haute tension, et ce pourcentage de pertes ne sera alors que de 3%.

2.4.10 Précautions à prendre dans le cadre des plans d'action

Comme l'électricité de réseau utilisée en France dispose d'un facteur d'émission très faible, il est tentant de considérer, dans les plans d'action, comme pertinent d'électrifier un usage préalablement assuré par d'autres énergies (exemple : construire un four électrique pour fondre des matériaux à la place d'un four à gaz ; remplacer une chaudière à gaz par un chauffage à l'électricité ; etc).

En pareil cas, il sera alors nécessaire de convenir d'un facteur d'émission pour l'électricité supplémentaire que l'entité qui fait son Bilan Carbone va consommer de ce fait. Or ce dernier n'a pas de raison particulière d'être identique à celui qui a été utilisé pour le reste de la consommation de l'entité examinée. Il n'est même pas évident que les facteurs d'émissions par usage, calculés sur une base historique, puissent être utilisés.

En effet, sauf économies réalisées par ailleurs, au sein de l'entité qui fait son Bilan Carbone ou au sein d'autres entités, une telle action augmentera la consommation d'électricité globale du pays. Se pose alors la question de savoir si les moyens supplémentaires qui seront mis en œuvre seront émetteurs de CO₂ à l'identique de ce qui se fait actuellement, ou pas.

Il apparaît donc que le choix d'un facteur d'émission pour cette consommation supplémentaire nécessite, en toute bonne rigueur, de spéculer sur l'évolution de la consommation globale, et sur les moyens additionnels qui seront mis en œuvre si la consommation globale augmente.

En conséquence, la substitution éventuelle d'une énergie fossile par de l'électricité dans le cadre d'un plan d'action qui fait suite à un Bilan Carbone doit s'accompagner d'une réflexion soignée sur les hypothèses légitimes qui peuvent être faites quant à la provenance de l'électricité qui sera demandée en plus grande quantité. Aucune baisse globale des émissions de CO₂ ne pourra être invoquée sans cette précaution.

2.5 ACHATS DE VAPEUR

2.5.1 Généralités

Lorsqu'une entreprise ou un particulier achète de la vapeur (pour un particulier, c'est au minimum via un réseau de chauffage urbain, et le plus souvent également via une copropriété ou un bailleur), la production de cette vapeur a nécessité l'utilisation de combustibles divers. Le facteur d'émission de la vapeur consommée va donc dépendre du ou des combustible(s) utilisé(s) par le producteur. Souvent, l'alimentation de l'installation productrice de vapeur est multi-énergies : charbon, fioul lourd, gaz, et ordures ménagères y contribuent dans des proportions variables.

Le tableau ci-dessous reproduit les facteurs d'émission publiés par le MEEDDAT et utilisés pour le Bilan Carbone. La circulaire ne précise pas si les émissions de combustion des ordures ménagères sont incluses dans le calcul, alors que l'incinération des plastiques - contenus dans les ordures ménagères - engendre des émissions de CO₂ fossile.

Nom du réseau	kg équ. C par tonne	kg équ. C par kWh	kg équ. C par tep
Aix-en-Provence - Chauffage urbain, ZUP d'Encagnane	43	0,061	714
Aix-en-Provence - Les Fenouillères	43	0,062	717
Alençon - Perseigne	45	0,064	748
Amiens - Etouvie	46	0,065	758
Amiens - Le Pigeonnier	38	0,054	625
Angers - ZUP Jeanne-d'Arc	40	0,058	672
Annecy - Chaufferie urbaine de Novel	45	0,065	755
Argentan - Quartier Nord -route de Falaise	48	0,068	793
Argenteuil - Réseau d'Argenteuil	7	0,010	117
Asnières-les-Bourges - Chancellerie Gibjoncs, ZUP de Bourges	71	0,102	1 183
Aubervilliers - Pariféric	40	0,057	660
Aubières - Campus des Cézeaux	48	0,068	796
Audincourt - Champs Montants	35	0,050	587
Aulnay-sous-Bois - Aulnay 3000-Rose-des-Vents	36	0,052	606
Aulnay-sous-Bois - Garonor	48	0,069	799
Aulnay-sous-Bois - Le Gros-Saule	45	0,064	742
Autun - Chauffage urbain d'Autun	20	0,029	336
Auxerre - ZUP de Sainte-Geneviève	48	0,069	802
Avignon - Le Triennial	42	0,060	695
Avion - ZUP du quartier République	44	0,062	723
Avon - Centrale de la butte Monceau	56	0,080	926
Bar-le-Duc - Centrale thermique de la Côte Sainte-Catherine	23	0,034	390
Bayeux - Réseau de bois I	7	0,010	121
Beaumont - ZAC du Massage	38	0,054	628
Belfort - ZUP 31 457	37	0,053	612
Besançon - Chauffage urbain de Besançon-Planoise	42	0,060	695
Besançon - Domaine universitaire de la Bouloie	50	0,071	831
Béthoncourt - Champvalon	42	0,060	695
Béthune - La Grande-Résistance	32	0,045	526
Blagnac - ZAC du Ritouret	31	0,044	517
Blanc-Mesnil - Réseau du Blanc-Mesnil	39	0,055	641
Blois - Réseau de la ZUP de Blois	50	0,071	828
Bobigny - Chauffage urbain ZUP de Bobigny	41	0,058	675
Bordeaux - La Benauga - cité Pinçon	40	0,057	663
Boulogne-Billancourt - Le Point-du-Jour	39	0,056	650
Bourganeuf - Réseau de Bourganeuf	4	0,005	63
Bourg-en-Bresse - Réseau de la Reyssouze	69	0,099	1 148
Brest - Chauffage urbain de Brest	6	0,009	101
Bron - Chauffage urbain de Bron -Parilly (ZUP)	43	0,061	710
Cachan - Réseau de Cachan	17	0,024	276
Caen - La Guérinière	21	0,030	349
Calais - ZUP de Beau-Marais	37	0,052	609
Canteleu - ZUP de la Cité-Verte	49	0,070	809
Carrières-sur-Seine - Réseau de OOME de Carrières -Chatou	8	0,011	130
Cenon-Lormont-Floirac - Chauffage urbain des Hauts de Garonne	20	0,028	330

Cergy-Pontoise - Réseau de Cergy-Pontoise	44	0,062	723
Cernay - Chauffage urbain de Cernay	47	0,067	780
Chambéry - Chauffage urbain Bissy et Croix-Rouge	53	0,076	885
Champagne-au-Mont-d'Or - Chauffage urbain de la Duchère et Lyon 9e	70	0,100	1 167
Champigny-sur-Marne - Réseau de Champigny-sur-Marne	32	0,046	536
Chanteloup - ZAC de la Noe	32	0,045	526
Charleville-Mézières - La Houllière	43	0,061	707
Charleville-Mézières - Réseau La Citadelle	51	0,073	844
Chartres - ZUP de la Madeleine	43	0,061	710
Châteauroux - Géothermie du quartier Saint-Jean	21	0,029	342
Châtillon-sous-Bagneux - Réseau de Châtillon-sous-Bagneux	48	0,069	799
Chaumont - La Rochotte	49	0,070	812
Chaville - Réseau de Chaville	39	0,056	647
Chelles - Réseau de Chelles	32	0,046	536
Cherbourg - Ilot Divette	57	0,081	939
Cherbourg - ZUP d'Octeville	33	0,047	542
Chevilly-Larue - SEMHACH	17	0,024	276
Clermont-Ferrand - Saint-Jacques (HLM)	40	0,057	666
Clermont-Ferrand - ZUP de la Gauthière	40	0,057	663
Clichy-la-Garenne - Réseau de Clichy	48	0,068	796
Clichy-sous-Bois - Réseau de chaleur de Clichy-sous-Bois	23	0,034	390
Cluses - Réseau de la ZUP des Ewues	53	0,075	872
Colmar - Montagne Verte	48	0,069	802
Colmar - Réseau de Colmar	30	0,042	492
Compiègne - Réseau de Compiègne	51	0,073	847
Corbeil-Essonnes - Les Tarterets	44	0,063	736
Coulaine - Réseau de Coulaine -Bellevue	49	0,070	809
Coulommiers - Réseau de Coulommiers	4	0,005	63
Courbevoie - Réseau de La Défense	64	0,091	1 056
Courbevoie - Réseau Soclic	60	0,085	989
Creil - La Cavée	59	0,085	986
Creil - Les Hironvalles	41	0,058	675
Créteil - Le Grand-Colombier	41	0,059	688
Créteil - Réseau de Créteil-Scuc	37	0,052	609
Dax - ZAC des Bords de l'Adour	38	0,055	637
Decazeville - Réseau de Decazeville	68	0,097	1 126
Didenheim - L'Ilberg	50	0,071	828
Dijon - Réseau de la Fontaine-d'Ouche	45	0,064	742
Dunkerque - Grand littoral	24	0,035	406
Ecully - Les Sources (HLM)	46	0,066	764
Elancourt - Les Nouveaux-Horizons	41	0,059	688
Evreux - ZUP de Saint-André	51	0,073	844
Evry - Réseau d'Evry	46	0,066	771
Falaise - ZAC de Falaise	5	0,007	79
Farébersviller - Chauffage urbain du Farébersviller	40	0,057	666
Favergeres - Chauffage urbain de la ZA Cudra	4	0,005	63
Firminy - Réseau de Firminy	52	0,074	859
Flers - ZUP de Flers	57	0,081	939
Fleury-les-Aubrais - Réseau de Fleury-les-Aubrais	48	0,069	799
Fontenay-sous-Bois - Fontenay-sous-Bois	52	0,074	866
Forbach Stiring-Wendel -Behren-lès-Forbach - Réseau de Holweg -Forbach -Behren	42	0,059	691
Franconville - Zac de Montedour	48	0,069	805
Franconville - ZUP de l'Épine-Guyon	46	0,065	761
Franconville - ZUP de Sannois -Ermont -Franconville	42	0,060	698
Fresnes - Quartier Nord	4	0,005	63
Freyming-Merlebach - Réseau de Freyming-Merlebach	46	0,065	758
Gennevilliers - Réseau Gennedith	43	0,061	714
Gleizé - Belleroche Ouest	16	0,023	263
Grand-Charmont - Les Fougères	4	0,005	63
Gray - ZUP des Capucins	7	0,010	121
Grenoble - Compagnie de chauffage de Grenoble	38	0,055	634
Grigny - Réseau de Grigny	46	0,066	767
Hérouville-Saint-Clair - Réseau urbain d'Hérouville-Saint-Clair	14	0,020	232
Jonzac - Réseau de Jonzac	13	0,019	219
Joué-lès-Tours - Morier et Rabière	43	0,061	714
La Celle-Saint-Cloud - Domaine de Beaugard -Cogecel	39	0,056	653
La Courneuve - La Courneuve Nord	19	0,027	317
La Courneuve - La Courneuve Sud	29	0,042	485
La Ferté-Macé - Réseau de La Ferté-Macé	10	0,014	159
La Rochelle - Réseau Villeneuve-les-Salines	23	0,033	387
La Rochelle - ZUP de Mireuil	7	0,010	111
La Roche-sur-Yon - ZAD de La Roche-sur-Yon	36	0,052	599
Laval - ZUP de Nicolas	45	0,064	748
Le Chesnay - Parly-II -Le Chesnay	41	0,058	679
Le Havre - La Côte Brûlée	49	0,070	809

Le Havre - ZAC du Mont-Gaillard	49	0,070	818
Le Havre - ZUP de Caucriauville	38	0,055	634
Le Mans - Percée Centrale	40	0,058	672
Le Mans -Allonnes - ZUP d'Allonnes	45	0,065	755
Le Mée-sur-Seine - Réseau de chaleur du Mée-sur-Seine	30	0,043	495
Le Plessis-Robinson - Réseau de ZIPEC	53	0,076	878
Lens - ZUP de Lens	47	0,067	783
Les Lilas - Réseau de la résidence Les Lilas	44	0,062	723
Les Mureaux - Quartier Grand-Ouest	53	0,076	882
Les Noës-près-Troyes - Réseau de la ZUP de la Chapelle-Saint-Luc	42	0,060	701
Les Ulis - Réseau des Ulis -Thermulis	39	0,055	641
Levallois-Perret - ZAC de Levallois-Perret	50	0,071	828
Libourne - Puis de Gueyrose + hôpital Garderosse	45	0,065	755
Liévin - Réseau de Liévin	57	0,081	945
Lille - Métropole Nord	41	0,058	675
Limoges - Quartier de l'Hôtel-de-Ville	53	0,076	888
Limoges - ZAC de Beaubreuil	11	0,016	181
Limoges - ZUP Val-de-l'Aurence	47	0,067	777
Lisieux - Réseau de la Fontaine-d'Ouche	61	0,087	1 015
Lyon - Mermoz Sud	35	0,050	584
Lyon - Résidence des Deux Amants	49	0,070	809
Lyon -Villeurbanne - Réseau Lyon -Villeurbanne	33	0,047	549
Mâcon - Chauffage urbain de Mâcon	60	0,085	993
Mantes-la-Jolie - Chauffage urbain du Val-Fourré	42	0,060	698
Martigues - ZAC Canto Perdrix	50	0,071	828
Martigues - ZAC Paradis -Saint-Roch	46	0,066	767
Massy - Chauffage urbain de Massy -Antony	39	0,056	653
Maubeuge - ZUP de la Caserne Joyeuse	48	0,068	790
Meaux - Beauval -Collinet	35	0,050	580
Meaux - Hôpital	23	0,032	374
Melun - Réseau de chaleur de l'Almont-Montaigu	15	0,021	244
Mérignac - Parc de Mérignac-Ville	48	0,069	802
Metz - Quartier Metz-Cité	37	0,052	609
Meudon-la-Forêt - Réseau de Meudon	45	0,065	752
Mons-en-Baroeul - Monsénergie	25	0,036	415
Montargis - ZUP de Socham	47	0,067	774
Montataire - Les Martinets	48	0,068	793
Montbéliard - ZUP de la Petite-Hollande	16	0,023	273
Mont-de-Marsan - Géothermie GMM1	4	0,005	63
Montereau-Fault-Yonne - ZUP de Surville	40	0,058	672
Montluçon - Réseau de Fontbouillant	67	0,095	1 110
Mont-Saint-Aignan - Réseau de Mont-Saint-Aignan	56	0,080	932
Nancy - Haut-du-Lièvre	59	0,084	977
Nancy - Réseau de chaleur de Nancy Energie	49	0,070	812
Nancy - Réseau de Nancy centre Joffre -Saint-Thiebaut	61	0,087	1 015
Nantes - Centrale thermique Beaulieu-Malakoff (Valorena)	9	0,013	155
Nantes -Saint-Herblain - ZUP de Bellevue -Saint-Herblain	44	0,063	733
Nemours - ZUP du Mont-Saint-Martin (GTNM)	60	0,086	1 002
Neuilly-sur-Marne - Chauffage urbain ZUP des Fauvettes	51	0,073	844
Nice - Chauffage HLM Saint-Augustin	33	0,047	545
Nice - SONITHERM Réseau de l'Ariane	5	0,007	86
Nîmes - Chauffage urbain de Nîmes, réseau ouest	59	0,084	977
Nogent-le-Rotrou - Les Gauchetières	37	0,053	612
Orléans - Réseau Orléans centre ville et Nord	51	0,073	850
Orléans - Socos	64	0,092	1 066
Ostwald - Cité du Wihrel	35	0,050	587
Oullins - Plateau de Montmein	42	0,060	698
Oyonnax - La Plaine (HLM)	40	0,057	666
Paris - Paris et communes limitrophes	37	0,053	618
Paris - Réseau Climespace	4	0,005	63
Paris - Rue Legendre	4	0,005	63
Petit-Quevilly - ZAC Nobel-Bozel	46	0,065	758
Pierrelatte - Réseau de Pierrelatte-Des	4	0,005	63
Plaisir - Réseau de Plaisir -Resop	4	0,005	63
Plessis-Robinson - Réseau du Plessis-Robinson (HLM)	41	0,059	685
Poitiers - ZUP des Couronneries	12	0,017	197
Pontoise - Réseau de Pontoise	26	0,037	434
Puteaux - Réseau Ciceo	64	0,092	1 066
Puteaux - Réseau Soclip	69	0,099	1 148
Quetigny - Réseau de chaleur de Quetigny	44	0,063	733
Reichstett - Cité Ried	4	0,005	63
Reims - Croix-Rouge	4	0,005	63
Reims - ZUP Laon-Neufchâtel	42	0,060	695
Rennes - Campus scientifique de Beaulieu	42	0,060	701
Rennes - Réseau Villejean -Beauregard	28	0,040	463

Rennes - Sarah-Bernhardt	37	0,053	615
Rillieux-la-Pape - Domaine de la Roue	41	0,059	685
Rillieux-la-Pape - Les Alagniers	4	0,005	63
Rillieux-la-Pape - Les Semailles	36	0,051	593
Rillieux-la-Pape - Réseau de Rillieux-la-Pape	4	0,005	63
Ris-Orangis - Réseau de Ris-Orangis	23	0,034	390
Roanne - ZUP du Parc des Sports	58	0,083	961
Roanne - ZUP RN 7	36	0,051	590
Roubaix - Réseau de Roubaix -Wattrelos	49	0,071	821
Rouen - CHU Charles-Nicolle	46	0,066	771
Rouen - Curb Bihorel	56	0,080	936
Saint-Avold - Réseau de Carrière	44	0,063	733
Saint-Avold - Réseau de Huchet	38	0,055	634
Saint-Avold - Réseau de Wenheck	41	0,058	675
Saint-Denis - Réseau de Saint-Denis	44	0,063	736
Saint-Denis - Stade Energies	47	0,068	786
Saint-Dié - Chauffage urbain du quartier Kellerman	43	0,061	714
Saint-Dizier - Ensemble du Vert-Bois	28	0,040	463
Saint-Dizier - ZUP de Gigny	48	0,069	799
Sainte-Geneviève-des-Bois - Réseaux ZUP de Saint-Hubert et Louis Pergaud	43	0,061	714
Saint-Etienne - La Métare	44	0,063	729
Saint-Etienne - Montchovet -Beaulieu 4 (HLM)	49	0,070	809
Saint-Etienne - Réseau de la ZUP de Montreynaud	45	0,064	745
Saint-Etienne - ZUP de la Cotonne	42	0,060	695
Saint-Etienne-du-Rouvray - Château Blanc	59	0,085	983
Saint-Louis - Cité technique	39	0,055	641
Saint-Louis - Ilot de la Gare	42	0,060	701
Saint-Michel-sur-Orge - Domaine du Bois-des-Roches	41	0,059	688
Saint-Quentin - Réseau de la ZUP quartier Europe	46	0,066	767
Salon-de-Provence - ZAC des Carnourgues	42	0,060	695
Sarreguemines - Réseau de Sarreguemines	47	0,067	777
Scionzier - ZUP de Cozets	43	0,062	720
Sedan - Réseau de la ZUP de Sedan	34	0,049	568
Sens - Les Chaillots	47	0,067	783
Sens - ZUP des Grahuches	32	0,046	530
Sevran - Rougemont-Perrin-Chanteloup	40	0,057	660
Seynod - Chauffage urbain de la ZUP de Champ-Fleury	20	0,029	336
Sin-le-Noble - ZAC des Epis	41	0,058	679
Soissons - ZUP de Presles	50	0,071	828
Strasbourg - Cité de l'Ill	48	0,069	805
Strasbourg - Réseau de HautePierre	51	0,073	847
Strasbourg - Réseau de l'Elsau	48	0,068	796
Strasbourg - Réseau de l'Esplanade	48	0,068	796
Sucy-en-Brie - Réseau de Sucy-en-Brie	4	0,005	63
Suresnes - Chauffage urbain de Suresnes	48	0,068	793
Taverny - Réseau de la ZAC Croix-Rouge	65	0,092	1 075
Thiais - Réseau de Thiais	8	0,012	136
Thonon-les-Bains - Réseau de la rénovation	54	0,077	901
Torcy - Réseau de Marne-la-Vallée	41	0,058	675
Toul - Réseau de chaleur OPHLM de Toul	33	0,047	545
Toulouse - Réseau de Toulouse	4	0,005	63
Tours - Quartier Chateaubriand	38	0,055	634
Tours - Sanitas	44	0,063	736
Tours - ZUP des Bords-de-Cher	41	0,059	682
Tremblay-en-France - Tremblay-en-France	8	0,011	127
Troyes - Les Chartreux	34	0,049	564
Valence - Réseau de la ZUP de Valence	53	0,075	875
Vandoeuvre-lès-Nancy - Chauffage urbain de Vandoeuvre	40	0,057	666
Vaulx-en-Velin - Réseau de Vaulx-en-Velin	63	0,091	1 053
Vaux-le-Pénil - Réseau de Vaux-le-Pénil	46	0,066	764
Vélizy-Villacoublay - Chauffage urbain de Vélizy	42	0,060	698
Vénissieux - Chauffage urbain des Minguettes	50	0,071	825
Verdun - ZUP Anthouard	46	0,065	761
Versailles - Réseau SVCU de Versailles	50	0,072	837
Vierzon - ZUP du Clos-du-Roy	57	0,082	951
Vigneux-sur-Seine - ZUP de la Croix-Blanche	24	0,035	403
Villeneuve-d'Ascq - Domaine universitaire et scientifique	45	0,065	752
Villeneuve-d'Ascq - Quartier Pont-de-Bois	62	0,088	1 024
Villeneuve-la-Garenne - Résidence Villeneuve	32	0,046	536
Villeneuve-Saint-Georges - Réseau de Villeneuve-Saint-Georges	15	0,021	241
Villeurbanne - Campus de la Doua	30	0,043	504
Villeurbanne - La Perralière	54	0,078	904
Villiers-le-Bel - Réseau de chaleur de Villiers-le-Bel	41	0,059	682
Villiers-le-Bel - Réseau de Villiers-le-Bel -Gonesse	23	0,033	387
Vitrolles - Centre urbain, ZAC des Pins	41	0,058	675

Vitry-sur-Seine - Réseau de Vitry-sur-Seine	40	0,057	663
Vittel - Chauffage urbain de la ZAD du Haut-de-Foi	45	0,065	752
Volgelsheim - Réseau de Volgelsheim	49	0,070	815

2.5.2 Pertes en ligne de la vapeur

Tout comme c'est le cas pour l'électricité (voir § 2.4.8), le transport et la distribution de la vapeur, depuis l'installation productrice de vapeur jusqu'au consommateur, occasionnent des pertes par effet Joule. Ces pertes représentent, en moyenne, 10% de la vapeur finale consommée. En d'autres termes, quand le consommateur soutire 1 kWh du réseau, l'appareil de production a dû y injecter 1,1 kWh.

Comme pour l'électricité, sauf mention contraire le facteur d'émission fourni par le producteur concerne le "contenu en gaz à effet de serre" en sortie d'installation. Si ce facteur d'émission est directement appliqué à la consommation relevée chez le consommateur, les pertes ne sont pas couvertes, alors que la vapeur dissipée dans le réseau a bien dû être produite.

Il convient donc de rajouter 10% aux émissions calculées à partir de la consommation finale et des facteurs d'émission en sortie d'installation pour aboutir à une bonne estimation des émissions réelles.

Ce pourcentage de pertes sera bien évidemment nul si le facteur d'émission est donné en pied d'immeuble par le producteur, qui a déjà intégré les pertes liées à la distribution.

2.5.3 Réseaux de froid

Dans quelques grandes villes de métropole, il existe aussi des réseaux d'eau glacée qui sont essentiellement utilisés pour la climatisation des bureaux. Le MEEDDAT publie la liste des réseaux concernés avec les facteurs d'émission appropriés, que nous reproduisons ci-dessous.

Nom du réseau	kg équ. C par kWh	kg équ. C par tep
Courbevoie - Réseau de La Défense	0,005	63
Courbevoie - Réseau Soclic	0,005	63
Grenoble - Compagnie de chauffage de Grenoble	0,005	63
Issy-les-Moulineaux - Réseau Suc	0,005	63
Lyon - Villeurbanne - Réseau Lyon - Villeurbanne	0,020	238
Paris - Réseau Climespace	0,005	63
Puteaux - Réseau Ciceo	0,005	63
Puteaux - Réseau Soclip	0,005	63
Saint-Denis - Stade Energies	0,010	117

Comme pour la vapeur, sauf mention contraire explicite il convient de rajouter 10% à ces valeurs pour tenir compte des pertes en ligne.

2.6 CAS DU CHAUFFAGE DES LOCAUX SANS COMPTEUR PROPRE

2.6.1 Activités tertiaires, chauffage non électrique

Il peut arriver qu'il ne soit pas facile - voire pas possible - d'accéder directement aux consommations d'énergie pour le chauffage lors de la réalisation d'un Bilan Carbone. C'est par exemple le cas :

- quand le bilan carbone est effectué sur un très grand patrimoine qui n'appartient pas à un seul propriétaire, et donc sans centralisation d'aucune sorte des consommations effectives (c'est typiquement le cas pour l'approche « territoire » de la version « collectivités », et en pareil cas il est impensable d'aller relever les consommations immeuble par immeuble),
- quand on effectue le bilan carbone d'une entité qui possède une très grande quantité de sites sans centralisation des consommations d'énergie, qui sont gérées localement,
- quand une entité occupe une portion d'immeuble avec un chauffage collectif, sans mesure individualisée de ce qui concerne uniquement l'entité en question,
- etc.

La méthode propose alors de se baser sur le nombre de m² chauffés, au besoin évalué avec les moyens du bord, la consommation de chauffage en kWh/m².an, approchée au mieux, et la nature d'énergie utilisée pour le chauffage, issue de statistiques au besoin. Les paragraphes ci-dessous proposent des valeurs par défaut pour un certain nombre de ces paramètres dans des situations bien définies.

NB : il n'y a pas de chauffage dans les DOM, hormis dans les « Hauts » de la Réunion, les deux modes étant l'électricité et le bois⁵².

2.6.1.1 *Chauffage au fioul, moyennes nationales*

Des statistiques sur les consommations moyennes par secteur d'activité sont régulièrement publiées par les services statistiques du ministère en charge de l'énergie. Nous reproduisons ci-dessous celles publiées en 2001 par l'Observatoire de l'Énergie⁵³ (qui publie en fait une consommation totale par secteur et un parc bâti total par secteur, la division ayant été faite par nos soins).

Nature d'activité	Fioul (kWh/m ²)
Commerces	197
Bureaux	248
Enseignement	161
Santé - action sociale	292
Autres branches	259

⁵² Selon OER et ADEME Réunion.

⁵³ Observatoire de l'Énergie / édition 2001 / Tableaux des consommations d'énergie en France / page 89.

Tableau 30 : Consommation moyenne de fioul par m² pour le chauffage selon la nature d'activité. (Observatoire de l'Énergie, 2001)

2.6.1.2 Chauffage au gaz naturel, moyennes nationales

Deux études du CEREN (1990 et 2003) fournissent des valeurs pour les consommations moyennes en gaz pour les activités qui utilisent cette énergie pour le chauffage ou pour l'ECS (ci-dessous).

Dépense moyenne en kWh/m ² - Gaz naturel				
Branche	Sous-Branche	Chauffage + ECS	Chauffage	ECS
Bureaux	Ensemble	184	177	7
	<1000m ²	198	191	7
	>=1000m ²	170	163	6
Enseignement	Ensemble	120	108	12
	Primaire	174	157	17
	Secondaire	96	86	9
	Supérieur - Recherche	140	127	14
Santé	Ensemble	174	134	41
	Hôpitaux publics	193	148	45
	Cliniques	152	117	35
	Restant	164	126	38
Commerces	Ensemble	152	142	10
	Grandes surfaces (2)			
	Petits commerces (1)	278	260	18
	Grands commerces (2)			
Cafés Hôtels Restaurants	Ensemble	274	220	54
	Restaurants	304	244	60
	Débits de boisson	218	175	43
	Hôtels	253	203	50

(1) La segmentation "petits commerces" correspond à des établissements de moins de 500 m².

(2) Les valeurs à prendre en compte pour les commerces de grande taille sont en attente des travaux conduits actuellement par PERIFEM.

Tableau 31 : Consommation moyenne par m² de gaz naturel pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire selon la nature d'activité. CEREN 1990-2003

2.6.1.3 Prise en compte de la localisation et de la rigueur climatique

La rigueur hivernale n'étant pas la même en tous points du territoire métropolitain, les consommations d'énergie consacrées au chauffage sont elles aussi variables selon la localisation du bâtiment concerné. Pour mieux approcher la réalité, on peut utiliser des coefficients de correction climatique, qui permettent d'obtenir des moyennes régionales à partir de la moyenne nationale de consommation d'énergie. Le principe est que le coefficient

en question est le rapport des DJU⁵⁴ pour la zone considérée aux DJU pour l'ensemble du pays.

Les coefficients de correction et les zones associées sont présentés ci-dessous :

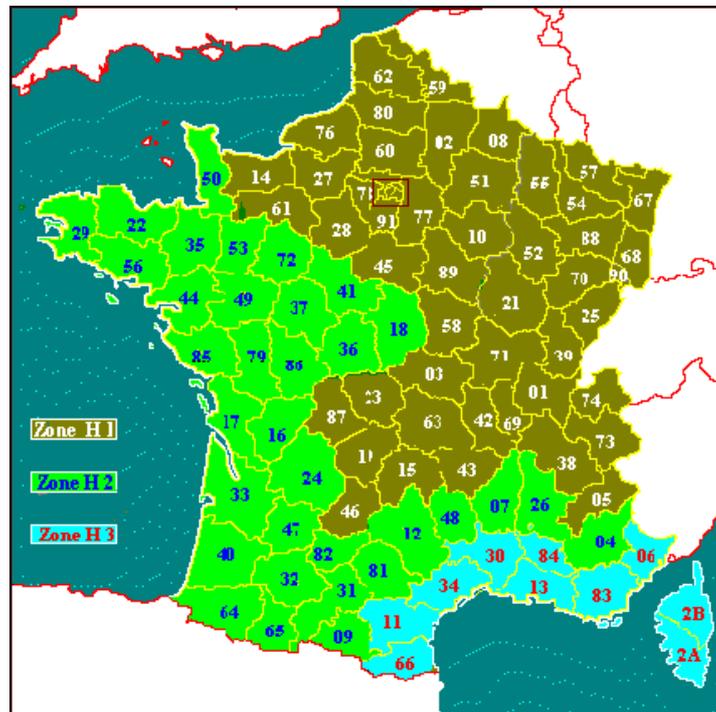


Figure 2 : Carte de localisation des zones climatiques

	H1	H2	H3
Coeff_{climat}	1,1	0,9	0,6

Tableau 32 : Coefficient de correction en fonction de la rigueur climatique

Si, au sein d'une zone donnée, l'altitude dépasse 800 mètres, on prendra conventionnellement le coefficient de la zone qui précède. Ainsi, un logement situé à plus de 800 m d'altitude dans une zone H2 devra être considéré comme étant en zone H1, etc. Les logements situés en zone H1 et à plus de 800 m d'altitude peuvent utiliser un coefficient H1 majoré de 20%.

2.6.2 Consommations moyennes du résidentiel

⁵⁴ DJU signifie degré jour unifié. Pour un lieu et un jour donnés, les DJU sont déterminés en faisant la différence entre une température de référence, 18°C, et la moitié de la somme de la température maximale et de la température minimale, si cette valeur est inférieure à 18 °C (il n'y a pas de DJU négatifs). Ensuite les DJU journaliers sont cumulés sur la période de chauffe, qui va du 1er octobre au 20 mai. Le total annuel moyen va de 1400 DJU pour la côte Corse à 3800 DJU dans le Jura, et se situe entre 2000 et 3000 pour la majeure partie du territoire métropolitain.

Lorsque la méthode Bilan Carbone est utilisée pour évaluer les émissions d'un territoire, il ne sera généralement pas possible d'accéder aux consommations directes des logements. Les informations accessibles se limiteront au mieux au nombre de logements, à leur type (appartement ou maison), à leur année de construction⁵⁵, et à l'énergie de chauffage utilisée (gaz, fioul, électricité).

Pour pouvoir passer de ces informations à des émissions, il faut compléter cela par des consommations d'énergie moyennes par logement, que nous présentons ci-dessous.

2.6.2.1 Consommations moyennes par résidence principale pour le chauffage

Les chiffres communiqués à l'ADEME par le CEREN permettent d'aboutir aux valeurs suivantes, discriminées par type d'énergie, et par type de logement⁵⁶ :

Energie finale utilisée et âge du logement	kWh/m ² .an - moyenne	superficie moyenne
Gaz naturel, maisons avant 1975	201	105
Gaz naturel, maisons après 1975	166	112
Gaz naturel, appts < 1975, chauff. Cent. collectif	207	66
Gaz naturel, appts > 1975, chauff. Cent. collectif	196	66
Gaz naturel, appts < 1975, chauff. Individuel	146	71
Gaz naturel, appts > 1975, chauff. Individuel	125	71
Fioul, maisons avant 1975	187	119
Fioul, maisons après 1975	171	120
Fioul, appts < 1975, chauff. Cent. collectif	195	71
Fioul, appts > 1975, chauff. Cent. collectif	174	71
Fioul, appts < 1975, chauff. Individuel	172	89
Fioul, appts > 1975, chauff. Individuel	162	88
Charbon, maisons < 1975	290	106
Charbon, maisons > 1975	235	114
Charbon, appts < 1975, chauff centr. Collectif	211	79
Charbon, appts > 1975, chauff centr. Collectif	172	79
GPL, maisons < 1975	139	114
GPL, maisons > 1975	129	116
GPL, appts < 1975	101	87
GPL, appts > 1975	80	86
Chauffage urbain, appartements < 1975	255	71
Chauffage urbain, appartements > 1975	230	70

Tableau 33 : Moyenne française de consommation d'énergie au m² par énergie fossile et par nature de logement, chauffage seul

En d'autres termes, une maison d'avant 1975 chauffée au fioul aura en moyenne une superficie de plancher de 106 m², et consommera en moyenne 290 kWh par m² et par an pour son chauffage.

La même source (CEREN) permet également de disposer de ces valeurs pour les logements chauffés à l'électricité :

⁵⁵ Ces informations sont disponibles sur le site de l'INSEE, dans la rubrique « recensement » ; cf. manuel du tableur pour le détail de l'accès aux informations utiles.

⁵⁶ Le terme "logement" est utilisé dans l'ensemble de ce chapitre pour désigner les résidences principales.

Chauffage électrique pour les logements	kWh/m ² .an - moy	Superficie moyenne
Maisons avant 1975	150	96
Maisons après 1975	106	110
Appartements avant 1975	98	49
Appartements après 1975	65	53

Tableau 34 : Moyenne française de consommation d'énergie au m² par nature de logement, chauffage électrique

Les consommations beaucoup plus faibles (2 fois inférieures, voire plus) des logements chauffés à l'électricité, par rapport au gaz ou au fioul, sont probablement la conséquence des divers facteurs ci-dessous (liste non limitative) :

- pour le gaz et le fioul, ce qui est compté est l'énergie achetée (donc celle qui passe le compteur), mais le rendement de l'installation de chauffage n'est de l'ordre de 60% en moyenne⁵⁷ : le reste part dans la cheminée avec les gaz de combustion, fait l'objet de déperditions thermiques dans la tuyauterie en cave, et d'une manière générale est "perdue" autrement que par dissipation thermique dans le radiateur. De la sorte, l'énergie utile (celle qui est dissipée dans le radiateur) est inférieure de plusieurs dizaines de % à l'énergie achetée (celle qui passe le compteur),
- pour l'électricité, au contraire, l'énergie achetée (celle qui passe le compteur) se retrouve à quasiment 100% dans le radiateur,
- le chauffage électrique ne concerne que des installations individuelles (pas de chauffage collectif des immeubles avec une chaudière électrique), qui sont d'une manière générale plus économes que les chauffages collectifs (voir Tableau 32 : ci-dessus), notamment parce que le fait de payer une facture individualisée pousse aux économies, et également parce que les installations collectives sont rarement optimales sur l'ensemble de la surface chauffée (un exemple classique est le chauffage excessif d'une partie de la surface pour qu'une autre partie atteigne la température de confort),
- le chauffage électrique se concentre sur les constructions les plus récentes, qui sont aussi les plus performantes thermiquement (la RT n'est apparue qu'en 1975),
- le prix au kWh de l'électricité est nettement supérieur à celui du gaz, et donc les consommateurs sont plus attentifs à leur consommation.

2.6.2.2 Consommations moyennes par logement pour l'eau chaude sanitaire

La même source que celle précédemment citée (CEREN) permet d'aboutir aux valeurs suivantes pour la consommation moyenne d'énergie fossile pour l'eau chaude sanitaire (et bien évidemment pour les logements qui en utilisent), discriminées par type d'énergie, par année de construction et par type de logement :

Nature de logement et type d'énergie finale	kWh/an en moyenne
---	-------------------

⁵⁷ Conversation avec André Pouget, Pouget Consultants, mai 2004

Gaz naturel, maisons avant 1975	1 668
Gaz naturel, maisons après 1975	1 944
Gaz naturel, appts < 1975	1 640
Gaz naturel, appts > 1975	1 792
Fioul, maisons avant 1975	2 672
Fioul, maisons après 1975	3 120
Fioul, appts < 1975	1 935
Fioul, appts > 1975	1 918
GPL, maisons < 1975	2 384
GPL, maisons > 1975	2 918
GPL, appts < 1975	1 642
GPL, appts > 1975	1 700
Chauffage urbain, appartements < 1975	2 379
Chauffage urbain, appartements > 1975	2 436

Tableau 35 : Moyenne française de consommation d'énergie par énergie fossile et par nature de logement, eau chaude sanitaire seule

En d'autres termes, un appartement d'après 1975 utilisant du gaz pour son eau chaude sanitaire consommera en moyenne 1.792 kWh par an pour cet usage.

Pour les logements qui utilisent de l'électricité, les consommations moyennes sont contenues dans le tableau ci-dessous :

ECS électrique pour les logements	kWh/an en moyenne
Maisons avant 1975	1 629
Maisons après 1975	1 633
Appartements avant 1975	1 110
Appartements après 1975	1 302

Tableau 36 : Moyenne française de consommation d'énergie par nature de logement, eau chaude sanitaire électrique

2.6.2.3 Proportion de chaque énergie dans le chauffage des résidences principales (métropole uniquement)

L'exploitation de statistiques du CEREN⁵⁸ permet d'aboutir aux données suivantes concernant l'utilisation des diverses énergies de chauffage par les logements⁵⁹ :



Energie	Milliers de maisons équipées	%	Milliers d'appartements	%
---------	------------------------------	---	-------------------------	---

⁵⁸ Suivi du parc et des consommations de l'année 2002, CEREN

⁵⁹ Indicateurs de développement durable, Jancovici pour IFEN, 2004

			équipés	
Gaz	4 064	30%	5 356	49%
Fioul	4 302	32%	1 417	13%
GPL	740	5%	81	1%
Electricité	4 118	30%	2 952	27%
Bois	339	2%	0	0%
Chauffage urbain	12	0%	1 046	10%
Ensemble	13 616	100%	10 852	100%

Tableau 37 : Mix énergétique français pour le chauffage des logements

Cette répartition nationale peut servir pour estimer par défaut, pour un territoire donné, la proportion des logements chauffés par type d'énergie lorsque cette donnée n'est pas directement accessible.

2.6.2.4 Proportion de chaque énergie dans l'eau chaude sanitaire des résidences principales (métropole uniquement)

L'exploitation des mêmes statistiques du CEREN que précédemment mentionnées permet d'aboutir aux données suivantes concernant l'utilisation des diverses énergies pour l'eau chaude sanitaire des logements :

Energie pour ECS	Milliers de maisons équipées	%	Milliers d'appartements équipés	%
Gaz	3 779	28%	5 405	50%
Fuel	2 183	16%	683	6%
GPL	1 036	8%	111	1%
Electricité	6 953	51%	4 145	38%
Bois	179	1%		
Chauffage urbain		0%	764	7%
Ensemble	14 129	104%	11 108	102%

Tableau 38 : Mix énergétique français pour l'eau chaude sanitaire des logements

De même que ci-dessus, cette répartition nationale peut servir pour estimer la proportion par défaut des logements équipés par type d'énergie pour un territoire donné lorsqu'aucune information supplémentaire n'est disponible dans le cas concret étudié.

ANNEXE 1 : Production d'électricité en Europe

Le diagramme ci-dessous, communiqué par l'Observatoire de l'Énergie, Ministère de l'Industrie, (l'année de référence est 2001) donne une idée de la répartition par type d'énergie primaire de la production d'électricité en Europe.

Par exemple, la France produit l'essentiel de son électricité avec du nucléaire, quand l'Islande produit l'essentiel de son électricité avec de l'hydraulique. La Pologne recourt essentiellement au charbon, comme, à moindre titre, la Grèce, la République Tchèque, l'Allemagne, et le Danemark, tandis que la Suède et la Suisse ont une électricité provenant à peu près pour moitié du nucléaire et pour moitié de l'hydraulique.

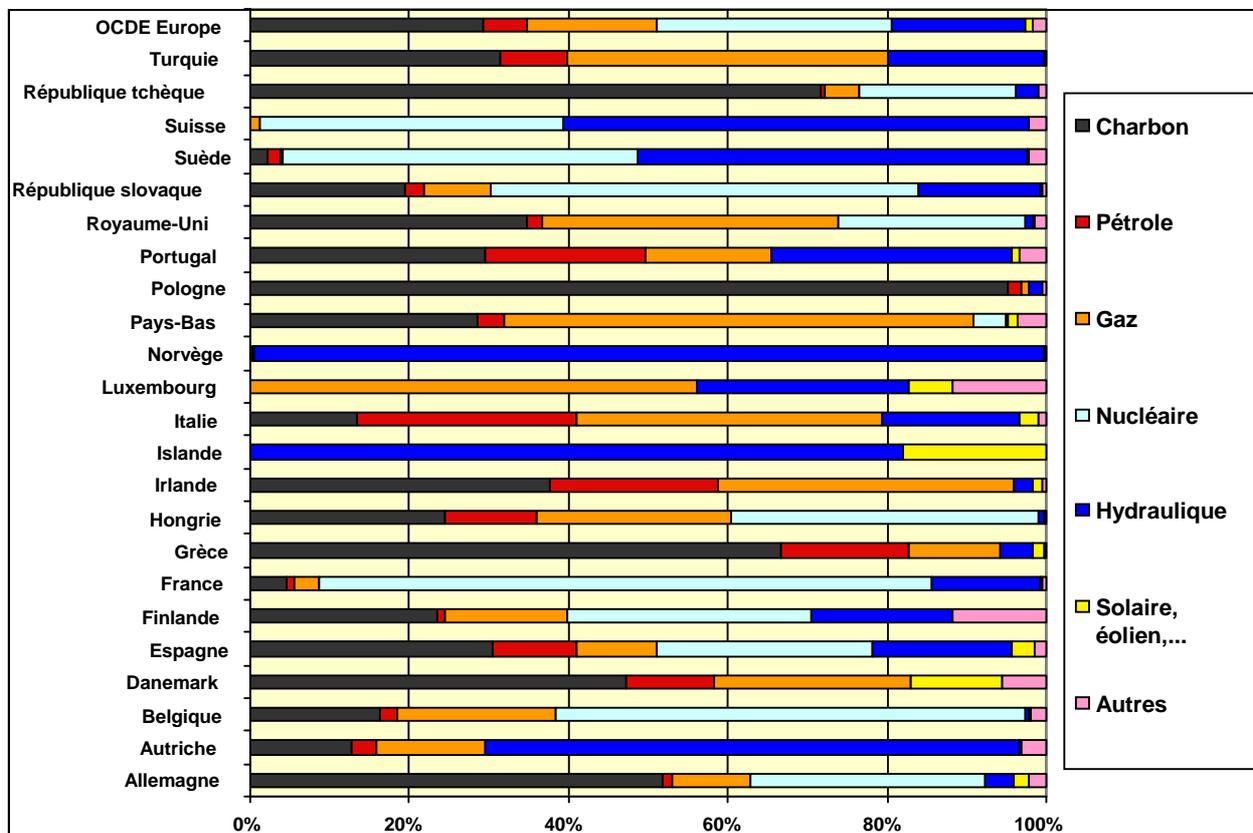


Figure 3 : Répartition par type d'énergie primaire de la production d'électricité en Europe en 2001 (Observatoire de l'Énergie)

Il en découle des "contenus en gaz à effet de serre" par kWh fort différents d'un pays à l'autre, et plus particulièrement d'un producteur à l'autre.

A titre informatif nous reproduisons ci-dessous les facteurs d'émission pour un certain nombre de producteurs européens, pour l'année 2004 (en kg équivalent carbone par kWh).

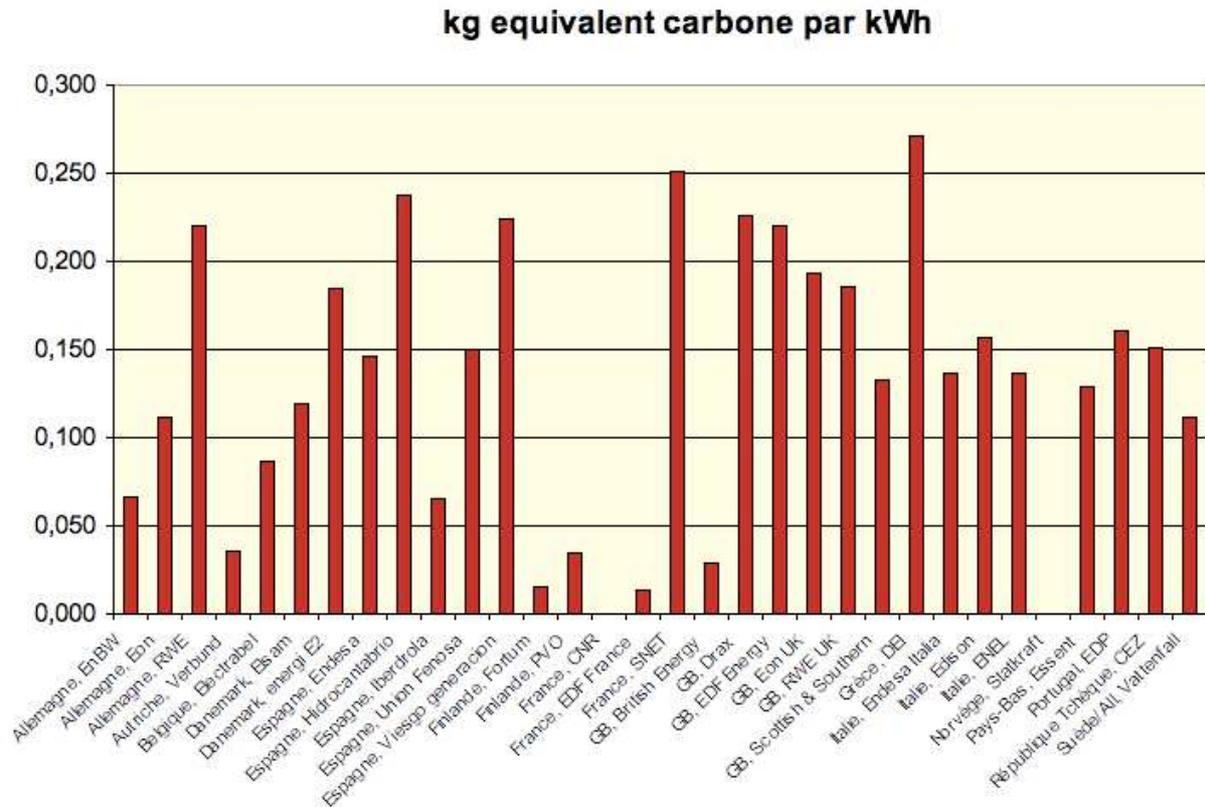


Figure 4 : Facteur d'émissions de certains producteurs d'électricité européens (source PWC & ENERPRESS 2008)

ANNEXE 2 : Contenu en équivalent carbone du kWh électrique produit par EDF

Ci après les éléments repris intégralement de la note EDF sur le « Profil environnemental du kWh EDF » de Janvier 2009.⁶⁰

Les chiffres indiqués résultent des études ACV (Analyse de Cycle de Vie, norme ISO 14040) ; ils prennent en compte les émissions de gaz contribuant à l'effet de serre (principalement CO₂, CH₄ et N₂O) pendant l'exploitation des centrales (combustion du charbon par exemple), mais aussi celles entraînées par les autres étapes du cycle de vie (construction, fabrication et transport des combustibles, démantèlement...).

La procédure complète d'élaboration de cet indicateur a été validée par PriceWaterhouseCoopers/Ecobilan.

Les émissions par type de production sont regroupées dans le tableau suivant :

Filières	g équivalent CO₂/kWh
Nucléaire	4
Charbon 600 MW	1010
Charbon 250 MW	1051
Fioul	1067
Turbines à combustibles	1339
Gaz (haut-fourneau)	1319
Hydraulique (stockage)	123
Hydraulique (fil de l'eau)	6
Hydraulique (retenues)	7
Diesels	918
Eoliennes*	14

Tableau 39 : Facteurs d'émission de la production électrique par type de filière
(Source EDF : coefficients 2009 calculés sur les données filières 2007.)

* Les valeurs retenues sont celles publiées par EcoInvent centre 2004 : ecoinvent data v1.1, final reports ecoinvent 2000, from www.ecoinvent.ch, Dübendorff, CH.

⁶⁰ Téléchargeable sur : http://service-public.edf.com/fichiers/fckeditor/File/service%20public/pdf_methode_elaboration_co2_012009.pdf

Ci après les contenus C02 du mensuel du kWh électrique produit par EDF issu de la note EDF « Suivi indicateur 2008 – Emissions de gaz à effet de serre de Janvier 2009 »⁶¹

mois	g équ. CO2/kWh	g équ. C/kWh
janvier 2005	49	13.4
février 2005	40	10.9
mars 2005	44	12.0
avril 2005	53	14.5
mai 2005	27	7.4
juin 2005	42	11.5
juillet 2005	33	9
août 2005	24	6.5
septembre 2005	45	12.3
octobre 2005	61	16.6
novembre 2005	41	11.2
décembre 2005	54	14.7

Tableau 40 : Facteurs d'émission mensuels de la production d'électricité d'EDF en 2008

⁶¹ Téléchargeable sur : http://service-public.edf.com/fichiers/fckeditor/File/service%20public/indicateur_co2_2008_full.pdf

ANNEXE 3 : Facteurs d'émission du dioxyde de carbone pour les combustibles

NOTE DE L'ADEME DU 8 AVRIL 2005

Cette note présente les différents facteurs à utiliser pour convertir des consommations de combustibles en émissions de CO₂. Nous n'abordons pas l'évaluation des émissions des procédés industriels (décarbonatation de la chaux, ...) ni le contenu en CO₂ du kWh électrique qui fait l'objet d'une note spécifique ADEME/EDF (cf. site Internet effet de serre : www.ademe.fr, rubrique changement climatique).

Les facteurs d'émission de CO₂ se déterminent à partir de la composition physique du combustible consommé et de son pouvoir calorifique. Il existe aujourd'hui plusieurs sources relatives aux facteurs d'émission en CO₂ des différents combustibles consommés :

- Les facteurs d'émission publics recommandés par le GIEC (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/index.html>),
- Les facteurs d'émission utilisés par le CITEPA⁶² pour les inventaires annuels officiels approuvés par les pouvoirs publics et transmis aux Nations Unies, élaborés à partir des facteurs du GIEC avec des corrections pour tenir compte des spécificités nationales,
- Les facteurs d'émission utilisés dans le cadre des protocoles internationaux (GHG protocole...), du guide communautaire de reporting des émissions pour la directive quota, des travaux ISO en cours,
- Dans l'industrie pour certains secteurs, les industriels peuvent avoir leurs propres facteurs d'émission surtout pour des combustibles spécifiques.

La règle générale qui prévaut à l'établissement de bilans d'émission est la suivante :

- Utiliser en priorité (pour l'industrie), des facteurs d'émission spécifiques relatifs à des installations individuelles dès lors qu'ils peuvent être justifiés,
- Utiliser des facteurs d'émissions spécifiques nationaux : pour la France, on dispose de ceux du CITEPA pour l'élaboration des inventaires officiels,
- Dans les cas où ces facteurs d'émission ne sont pas adaptés, utiliser les facteurs d'émission des instances internationales (GIEC par exemple)

Pour assurer une certaine cohérence dans les évaluations CO₂ au sein de l'Agence et pour produire des chiffres comparables avec les inventaires CO₂ officiels réalisés par le CITEPA, nous proposons d'utiliser les facteurs d'émission nationaux du CITEPA.

Les coefficients présentés ci-dessous sont issus du questionnaire de déclaration annuelle des émissions polluantes de 200 des installations classées soumises à autorisation. Les coefficients d'émission sont exprimés en kilogramme de CO₂ par gigajoule de combustible, facteur d'oxydation compris. Le CITEPA indique également le PCI de chacun des combustibles en giga Joule par tonne. A partir de ces informations, un contenu en CO₂ de la tep (et du kWh) de combustible a été déterminé.

⁶² CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d'étude de la Pollution Atmosphérique

Ces coefficients sont donnés pour les principaux combustibles ; la liste détaillée des coefficients figure en fin de cette note.

	kgCO ₂ /GJ	PCI (GJ/tonne)	kgCO ₂ /tep (PCI)	gCO ₂ /kWh
Essence	73	44	3 066	264
Gazole/FOD	75	42	3 150	271
Fuel lourd	78	40	3 276	282
Gaz naturel	57	49,6	2 394	206
Kérosène	74	44	3 108	267
Charbon	95	26	3 990	343
GPL	64	46	2 688	231
Déchets ménagers	41,3	8,8	1734,6	149

Source : MEDD, questionnaire de déclaration annuelle des émissions polluantes 2005
des installations classées soumises à autorisation

Tableau 41 : Coefficients d'émission pour les principaux combustibles

Précisions relatives à la prise en compte des émissions de CO₂ du bois et des déchets ménagers dans l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre au titre de la convention cadre des Nations-Unies sur le changement climatique (Format UNFCCC/CRF)

Les émissions de CO₂ liées à la combustion de la biomasse s'inscrivent dans le cycle naturel du carbone : le carbone présent dans l'atmosphère est capté par la biomasse végétale par photosynthèse, puis rejeté dans l'atmosphère par décomposition ou combustion.

Dans l'inventaire UNFCCC, on comptabilise d'abord le stock de carbone constitué par l'accroissement de biomasse au cours de l'année considérée et ensuite, on lui retranche la quantité de carbone relative aux émissions de CO₂ dues à la combustion de la biomasse.

En France et en Europe, la forêt étant gérée durablement, elle s'accroît et joue donc le rôle de puit de carbone : la fixation de CO₂ par photosynthèse (accroissement biologique de la forêt + plantations artificielles) est supérieure aux émissions dues à la décomposition et à la combustion.

Les organismes qui réalisent les inventaires utilisent les facteurs d'émission joints en fin de note pour la biomasse.

Néanmoins, le bilan étant finalement neutre pour l'effet de serre, il faut utiliser un facteur d'émission nul pour les émissions de CO₂ liées à la combustion de biomasse dans nos évaluations.

Par exemple :

- Le contenu en CO₂ à considérer pour la combustion du bois doit être nul. Dans le tableau qui suit le facteur d'émission pour le bois est non nul, et ce facteur est utilisé pour la construction de l'inventaire (pour les émissions brutes de CO₂).
- L'incinération de la fraction organique des déchets ménagers étant assimilée à la combustion de biomasse, le facteur d'émission pour l'incinération des ordures ménagères mentionné dans le tableau ci-dessous ne concerne que la fraction inorganique, qui représente 43% du contenu en carbone des déchets ménagers. En fin de

note, le contenu en carbone de 96 (kgCO₂/GJ) fait référence à l'ensemble du contenu en carbone des déchets ménagers (organique et inorganique).

LISTE DES COEFFICIENTS⁶³

Source : MEDD, questionnaire de déclaration annuelle des émissions polluantes 2005 des installations classées soumises à autorisation

*Facteur d'oxydation inclus

CODE	LIBELLE	PCI (Gj/t)	FACTEUR D'EMISSION * (kgCO ₂ /GJ)	ISSU DE LA BIOMASSE
101	Charbon à coke (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95	NON
102	Houille (PCS>23 865 kJ/kg)	26	95	NON
103	Charbon sous-bitumineux (17 435 kJ/kg<PCS<23 865 kJ/kg)	26	96	NON
104	Agglomérés (provenant de houille ou sous bitumeux)	32	95	NON
105	Lignite (PCS<17 435 kJ/kg)	17	100	NON
106	Brique de lignite	17	98	NON
107	Coke de houille	28	107	NON
108	Coke de lignite	17	108	NON
110	Coke de pétrole	32	96	NON
111	Bois et déchets assimilés	18,2 (sec à l'air)	92	OUI
112	Charbon de bois	32,5	100	OUI
113	Tourbe	11,6	110	NON
114	Ordures ménagères	8,8 (très variable)	96	OUI
115	Déchets industriels solides	12,5 (très variable)		OUI
116	Déchets de bois (sauf déchets assimilés au bois)	18,2 (très variable)	92	NON
117A	Déchets agricoles / Farines animales	18,2	91	OUI
117O	Déchets agricoles (autres que farines animales)	14 (pailles)	99	OUI
118	Boues d'épuration des eaux	très variable	15	OUI
119	Combustibles dérivés de déchets	spécifique		NON
120	Schistes	9,4	106	NON
121A	Autres combustibles solides / Pneumatiques	26	85	NON
121B	Autres combustibles solides / Plastiques	23	75	NON
121O	Autres combustibles solides (autres que pneumatiques et plastiques)			NON
201	Pétrole brut	42	73	NON
203	Fioul lourd	40	78	NON
204	Fioul domestique	42	75	NON
205	Gazole	42	75	NON
206	Kérosène	44	74	NON
207	Carburacteur	44	71	NON
208	Essence moteurs terrestres	44	73	NON
209	Essence aviation	44	73	NON
210	Naphta	45	73	NON
211	Huile de schiste	36	73	NON
212	Huile usée de moteur à essence		73	NON
213	Huile usée de moteur diesel		73	NON
214A	Solvant usagé / Solvant type G3000	25,6	70	NON
214O	Solvant usagé (autres que solvant type G3000)	très variable		NON
215	Liqueur noire		105	OUI
216	Mélange de fioul et de charbon			NON
217	Produit d'alimentation de raffineries	très variable		NON
218	Autres déchets liquides			NON

⁶³ A noter : les valeurs dans le tableur Bilan Carbone pour le Gaz naturel ne proviennent pas de ce tableau mais d'une étude mentionnée dans le § 2.2.4 du présent document.

CODE	LIBELLE	PCI (Gj/t)	FACTEUR D'EMISSION * (kgCO2/GJ)	ISSU DE LA BIOMASSE
219	lubrifiants	40,2 (très variable)	73	NON
220	White spirit	41,9	73	NON
221	Paraffines			NON
222	Bitumes	40	40	NON
224	Autres produits pétroliers (graisses, aromatiques, etc.)	40,2	73	NON
225	Autres combustibles liquides			NON
		49,6 (dépend du type)		
301	Gaz naturel		57	NON
302	Gaz naturel liquéfié		57	NON
303	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	46 (variable)	64	NON
304	Gaz de cokerie	31,5 (très variable)	47	NON
305	Gaz de haut fourneau	2,3	268	NON
306	Mélange de gaz de cokerie et de gaz de haut-fourneau			NON
307	Déchets industriels gazeux (en particulier industrie chimique)	très variable		NON
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie (non condensable)		56	NON
309	Biogaz	14	75	OUI
310	Gaz de décharge	très variable		OUI
311	Gaz d'usine à gaz		52	NON
312	Gaz d'aciérie	6,9	183	NON
313	Hydrogène	120	0	NON
314	Autre combustible gazeux	spécifique		NON

ANNEXE 4 : Note de cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France

NOTE DE L'ADEME DU 14 JANVIER 2005

4.1. Le contexte

L'évaluation du contenu en carbone de l'électricité représente en France un enjeu important pour l'évaluation des actions dans le domaine de la lutte contre le changement climatique. Si pour bon nombre de pays, cette question ne soulève pas de difficulté majeure, elle est complexe à démêler dans notre pays compte tenu de la spécificité du secteur électrique français.

En effet, en France, le contenu en carbone de l'électricité à la production varie fortement selon que l'on considère la moyenne annuelle sur l'ensemble des moyens de production France, les émissions des seuls parcs hydrauliques et nucléaires (sans émissions), ou la production du parc de centrales au charbon (de l'ordre de 900 gCO₂/kWh). Ceci conduit de fait, en France, à des variations horo-saisonniers importantes du contenu en CO₂ du kWh, tandis que dans les autres pays européens, cette dispersion est limitée dans la mesure où la production d'électricité à partir de centrales thermiques à combustibles fossiles représente une partie importante de la production en base.

De plus, dans la mesure où les moyens émetteurs (centrales thermiques à flamme) fonctionnent en « terme de bouclage » de l'équilibre offre-demande France, la moyenne nationale varie assez sensiblement en fonction des conditions de température et des caractéristiques de fonctionnement du parc. Après avoir tendancielleme nt diminué depuis 1990, le contenu en CO₂ de l'électricité évolue désormais dans une fourchette de 60 à 120 gCO₂/kWh, bien inférieure à la moyenne européenne (environ 340 gCO₂/kWh).

En conséquence, l'approche, par un seul indicateur, du contenu CO₂ moyen du kWh français s'est révélée insuffisante, et la volonté d'un certain nombre d'acteurs a été d'utiliser des contenus CO₂ différenciés par usage.

Cependant sur le réseau, les électrons sont totalement indifférenciés. Ainsi, la question consistant à rechercher la centrale de production qui alimente tel utilisateur n'a pas de sens d'un point de vue physique. Le calcul d'un contenu en CO₂ par usage relève donc nécessairement de simplifications méthodologiques et de conventions, qu'il convient de bien expliciter pour en connaître les limites et éviter d'en faire un sujet de controverses.

Cette problématique, et plus particulièrement la question du contenu en CO₂ du chauffage électrique fait partie des sujets retenus dans les conventions entre l'ADEME et EDF. Dans ce cadre, un consensus a émergé entre les deux partenaires pour élaborer conjointement une méthodologie d'évaluation du contenu CO₂ du kWh par usage ainsi que pour publier des résultats communs.

4.2. La méthode

Un travail commun a donc été entrepris entre l'ADEME et EDF depuis l'été 2003, qui a permis d'aboutir à des conventions, une méthodologie et des résultats partagés.

Les grands principes qui ont guidé ce travail ont été les suivants :

- Choix d'une méthode qui respecte le critère d'additivité, c'est à dire que, sur une année, la somme des émissions de CO₂ de l'ensemble des différents usages est égale (ni plus, ni moins) au total des émissions du parc de production.
- Choix d'une méthode basée sur les données historiques partagées. La période retenue (1998-2003) est volontairement longue afin de gommer les variations dues à des situations particulières, aussi bien en terme de fonctionnement du parc qu'en terme de climatologie.
- Le périmètre retenu est celui de la France continentale hors production auto consommée : il ne s'agit pas ici d'évaluer le kWh d'un acteur particulier dans l'objectif d'une démarche commerciale mais bien de définir le contenu d'un kWh consommé sur notre territoire, afin d'aider à la mise en œuvre de politiques publiques au niveau français.
- Utilisation de données au pas mensuel : d'une part la « variance » du contenu CO₂ est en grande partie expliquée par la composante saisonnière (par opposition aux variations horaires au sein d'une semaine) et d'autre part, les études à pas de temps plus fin sont moins robustes et difficilement reproductibles.

Plus précisément, la méthode a consisté pour chaque type de production (nucléaire, lac, énergies renouvelables, charbon, fuel et cogénération) à séparer la production entre une fraction en base (environ 400 TWh annuels) et une fraction saisonnalisée (environ 100 TWh), afin de calculer le contenu CO₂ de chacune de ces deux composantes de la production. Les deux valeurs correspondantes sont en moyenne respectivement de 40 et 180 gramme par kWh livré à l'utilisateur final⁶⁴.

Concernant la consommation, l'étude a conduit à identifier un coefficient de saisonnalisation à chaque usage. Ainsi, on considère que le chauffage électrique est saisonnalisé à 100 %, mais l'industrie à 10% seulement. Afin d'affecter à chaque usage un contenu CO₂, les valeurs des deux composantes de production obtenues précédemment ont été pondérées pour chaque usage par le coefficient de saisonnalisation : pour le chauffage on obtiendra une valeur identique à la composante saisonnalisée tandis que pour l'industrie elle sera calculée en prenant 10% de la valeur saisonnalisée et 90% de la valeur en production de base, etc.

La combinaison de ces deux approches sur des données mesurées permet de tenir compte à la fois des caractéristiques intrinsèques à chaque usage, et de l'adaptation du système de production à ces usages.

⁶⁴ Les émissions de CO₂ sont ramenées à la quantité d'électricité servie par le réseau après déduction des consommations du système électrique. Le contenu en CO₂ du solde import/export (de 58 à 77 TWh) est conventionnellement affecté d'une valeur correspondant à la production en base du parc électrique français.

4.3. Les résultats

Les résultats permettent de distinguer 4 niveaux d'émissions par usages.

Ces 4 indicateurs offrent une vision facilement partageable pour les utilisations les plus courantes. Ils se fondent sur un lot d'indicateurs détaillés (cf. annexe) qui peuvent être utilisés pour des besoins plus précis.

- L'usage de l'électricité pour le **chauffage** résidentiel et tertiaire (chauffage électrique et pompes de circulation des chaudières fuel et gaz), exclusivement hivernal, se voit attribuer le contenu CO₂ de la production saisonnalisée, à savoir **180 g/kWh**
- L'**éclairage**, qu'il soit résidentiel, tertiaire, public ou industriel a un contenu CO₂ d'environ **100 g/kWh**
- Les usages résidentiels (**cuisson, lavage et produits bruns**), les usages tertiaires et industriels autres que l'éclairage ont une consommation qui suit la courbe de charge globale et se voient donc attribuer un contenu CO₂ à peu près égal à la moyenne nationale à savoir environ **60 g/kWh**
- Enfin, les autres usages de base (**froid, ECS, autres usages résidentiels, agriculture, transports, BTP et armées**), dont les variations ne suivent pas le rythme des saisons et la **climatisation dans le secteur tertiaire** (dont la saisonnalité est inversée par rapport au cycle de production électrique) se voient affecter un contenu en CO₂ d'environ **40 g/kWh**.

Ces indicateurs sont des moyennes pondérées sur la période d'analyse. Ils se situent dans des plages de variation parfois importantes, comme pour l'éclairage résidentiel où l'indicateur varie d'une valeur de 93 à 151 gCO₂/kWh pour la période 1998-2003.

Ceci retrace la variabilité du contenu en CO₂ de l'électricité produite, elle-même en rapport avec trois paramètres majeurs : les aléas climatiques, la disponibilité des modes de production (en particulier de l'hydraulique et du nucléaire) et l'équilibre de gestion dans l'appel des différents modes de production. Malgré une analyse approfondie, aucune corrélation simple n'a pu être mise en évidence entre ces facteurs et le nombre de données disponibles est trop faible pour rechercher des corrélations plus élaborées

4.4. L'utilisation des résultats et leur domaine de validité

Ces résultats étant désormais partagés et validés, le cadre d'application défini de manière concerté est le suivant :

- Ils ont vocation à être utilisés par l'ADEME et par EDF pour rendre compte de l'impact en termes d'effet de serre lors de l'**évaluation de projets au niveau local**. Ils seront notamment utilisés par l'ADEME pour l'instruction et le suivi des projets visant à promouvoir ou à mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et de politique énergétique locale en collaboration avec les collectivités territoriales et/ou en concertation avec les opérateurs énergétiques locaux.
- Ces résultats ont été présentés, au niveau national, aux autorités compétentes pour contribuer à l'émergence d'un référentiel national utilisable dans le cadre des **politiques publiques**
- Ces chiffres n'ont pas d'incidence sur les quotas de CO₂ attribués aux entreprises dans le cadre du PNAQ. Celui-ci ne considère en effet que les émissions directes.

Ces indicateurs, établis sur une référence historique, correspondent à la meilleure estimation existante à ce jour.

En toute rigueur, pour estimer l'impact de projets ou de programmes ayant des durées de vie ou des périodes d'action dépassant 10 ou 15 ans, il faudrait employer une méthode tenant compte des évolutions futures dans la structure de production et des changements de profils de consommation. Dans l'attente de disposer de ces évaluations prospectives, ces indicateurs seront utilisés pour le moyen terme, en veillant à les réactualiser périodiquement (tous les quatre ans).

Par ailleurs, un travail méthodologique sur une évaluation prospective du contenu CO₂ des usages sera entrepris dans le cadre de la convention ADEME/EDF 2004-2007.

Enfin, une évaluation sera parallèlement réalisée pour mettre au point des indicateurs de CO₂ évité par le développement des productions d'électricité d'origines renouvelables (éolien, hydraulique, photovoltaïque, bois...).

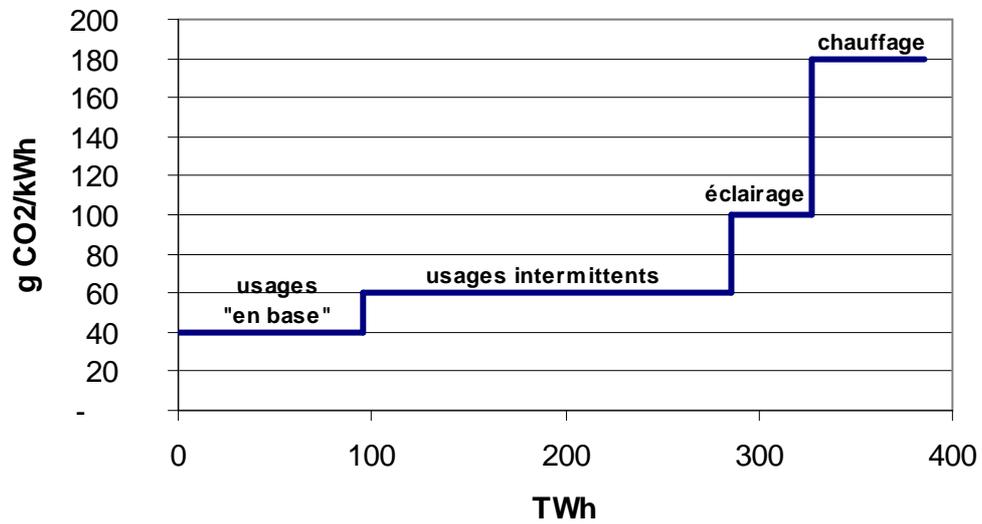
Indicateurs de contenu en CO₂ de l'électricité consommée en France (en g de CO₂/kWh_e)

indicateurs détaillés	Référence (valeur moyenne)	à titre indicatif : plages de variation	indicateurs simplifiés	
chauffage+ pompes de circ.	180	129 à 261	180	Chauffage
éclairage résidentiel	116	93 à 151	100	Eclairage
éclairage tertiaire	80	64 à 88		
éclairage public et industriel	109	85 à 134		
usages résidentiels : cuisson	82	66 à 93	60	Usages intermittents
usages résidentiels : lavage	79	63 à 88		
usages résidentiels : produits bruns	62	50 à 81		
usages tertiaires : autres	52	41 à 77		
usages industriels (hors éclairage)	55	38 à 86		
usages résidentiels : ECS	40	20 à 72	40	Usages "en base"
usages résidentiels : froid	40			
usages résidentiels : autres	39			
usages tertiaires : climatisation	37			
agriculture-transport	38			
autres (BTP, recherche, armée, etc.)	35			

source : ADEME et EDF, 2004

Tableau 42 : Résultats détaillés par usage

Indicateurs CO₂ et volumes de consommation



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Rapport PCS/PCI pour les combustibles liquides ou gazeux	7
Tableau 2 :	Equivalences entre les unités de mesure de l'énergie	7
Tableau 3 :	Facteurs d'émission des combustibles liquides, combustion seule	8
Tableau 4 :	Facteurs d'émission de l'ensemble extraction + raffinage des carburants à partir de brut conventionnel (IFP 2001)	9
Tableau 5 :	Facteurs d'émission pour la production de carburants à partir d'hydrocarbures non conventionnels (IFP, 2001)	9
Tableau 6 :	Facteurs d'émission liés aux consommations d'énergie du raffinage (DGEMP – 2002)	10
Tableau 7 :	Facteurs d'émission liés à l'extraction et au transport du pétrole	10
Tableau 8 :	Calcul des facteurs d'émission (amont + combustion) en kg / tonne PCI à partir de la décomposition des facteurs d'émission amont et de la combustion concernant le pétrole (IFP, 2001).	11
Tableau 9 :	Calcul des facteurs d'émission (amont + combustion) en kg / tonne PCI à partir de la décomposition des facteurs d'émission amont et de la combustion concernant les principaux carburants.	11
Tableau 10 :	Facteurs d'émission (amont et combustion) de différents carburants	12
Tableau 11 :	Facteurs d'émission de la combustion du gaz (GDF Suez, 2007)	13
Tableau 12 :	Facteurs d'émission amont en kg / kWh PCI suivant les différentes phases du processus « amont »	13
Tableau 13 :	Calcul du facteur d'émission global (amont + combustion) du gaz	14
Tableau 14 :	Energie massique et émissions de CO ₂ associées	15
Tableau 15 :	Energie massique et émissions de CO ₂ par unité d'énergie pour les combustibles fossiles solides	15
Tableau 16 :	Facteurs d'émission amont de combustibles solides	16
Tableau 17 :	Facteurs d'émission globaux (amonts + combustion) de combustibles solides, hors déchets valorisés	16
Tableau 18 :	Les principaux biocombustibles et leurs facteurs d'émission (ADEME, 2005 et ADEME, 2006)	20
Tableau 19 :	Facteur d'émission des biocombustibles issus de filières dédiées (ADEME, 2005)	20
Tableau 20 :	Facteurs d'émission des biocarburants (ADEME – MEEDDM – MAAP - FranceAgrimer, 2010)	22
Tableau 21 :	Illustration de la sensibilité des facteurs d'émissions des biocarburants à la problématique du changement d'affectation des sols	24

Tableau 22 :	Evolution des pourcentages effectifs d'incorporation de biocarburants dans l'essence et le gazole	24
Tableau 23 :	Facteurs d'émission de la production d'électricité par pays en 2006	30
Tableau 24 :	Facteurs d'émission CO ₂ /kWh par fournisseur d'électricité européens en 2008 (PWC – ENERPRESSE, 2009)	32
Tableau 25 :	Facteurs d'émission mensuels d'EDF en 2008	35
Tableau 26 :	Facteurs d'émission des différents modes de production d'électricité du mix Français. Source : EDF	36
Tableau 27 :	Facteurs d'émission du kWh électriques français par usages en gCO ₂ /kWh (ADEME, 2005)	37
Tableau 28 :	Consommations, facteurs d'émission et taux d'équipement des différents équipements électriques résidentiels	39
Tableau 29 :	Consommation électrique moyenne en 2003 par type d'activité (tous usages et usages spécifiques). (ADEME, 2005)	40
Tableau 30 :	Consommation moyenne de fioul par m ² pour le chauffage selon la nature d'activité. (Observatoire de l'Energie, 2001)	48
Tableau 31 :	Consommation moyenne par m ² de gaz naturel pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire selon la nature d'activité. CEREN 1990-2003	48
Tableau 32 :	Coefficient de correction en fonction de la rigueur climatique	49
Tableau 33 :	Moyenne française de consommation d'énergie au m ² par énergie fossile et par nature de logement, chauffage seul	50
Tableau 34 :	Moyenne française de consommation d'énergie au m ² par nature de logement, chauffage électrique	51
Tableau 35 :	Moyenne française de consommation d'énergie par énergie fossile et par nature de logement, eau chaude sanitaire seule	52
Tableau 36 :	Moyenne française de consommation d'énergie par nature de logement, eau chaude sanitaire électrique	52
Tableau 37 :	Mix énergétique français pour le chauffage des logements	53
Tableau 38 :	Mix énergétique français pour l'eau chaude sanitaire des logements	53
Tableau 39 :	Facteurs d'émission de la production électrique par type de filière	56
Tableau 40 :	Facteurs d'émission mensuels de la production d'électricité d'EDF en 2008	57
Tableau 41 :	Coefficients d'émission pour les principaux combustibles	59
Tableau 42 :	Résultats détaillés par usage	65

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Consommation (courbe rouge) et puissance délivrée par moyen de production (aires de couleur) pour une semaine type d'hiver. On remarque que le nucléaire est un peu modulé, que l'hyper pointe est assurée par de l'hydraulique (donc sans émissions de gaz à effet de serre) et que le thermique à flamme (zone orangée) assure la part variable de la semi-base. Source EDF.	36
Figure 2 :	Carte de localisation des zones climatiques.....	49
Figure 3 :	Répartition par type d'énergie primaire de la production d'électricité en Europe en 2001 (Observatoire de l'Énergie).....	54
Figure 4 :	Facteur d'émissions de certains producteurs d'électricité européens (source PWC & ENERPRESS 2008).....	55