ADEME

Service économie
C. Cros ; Tabet J.-P.
09.02.00

Version 1 : partie 2.3. corrigée

Éléments de calcul des émissions de gaz à effet de serre dans les installations énergétiques

0. Quels sont les gaz à effet de serre ?

La France s'est engagée en 1997 à limiter ses émissions de gaz à effet de serre en signant le Protocole de Kyoto. Celui-ci ne considère pas tous les gaz ayant un pouvoir radiatif. Seuls 6 d'entre eux sont concernés : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC), et l'hexafluorure de soufre (SF_6). L'engagement quantitatif de la France, au sein de la bulle européenne, est de stabiliser ses émissions nettes (c'est-à-dire ses émissions déflatées des absorptions dues à un différentiel positif de la forêt) de 1990 à l'horizon 2008-2012.

Tous les gaz n'ont pas le même **pouvoir de réchauffement global (PRG)**[1]. Les émissions des différents gaz sont considérées comme homogènes : ce qui est demandé, c'est une stabilisation de l'effet des émission françaises en termes de réchauffement global, c'est-à-dire qu'une hausse d'émissions de CO_2 pourrait être compensée par une baisse d'émissions de CH_4 à PRG équivalent, par exemple. Cette homogénéisation passe par une expression des émissions de chacun de ces gaz en équivalent CO_2.

Tableau 1 : PRG et contribution aux émissions françaises des différents gaz*

Gaz	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**
PRG (à 100 ans)	1	21	310	140-11 700**	6 500-9 200**	23 900
Emissions françaises en 1995	338 Mt	2,84 Mt	0,173 Mt	*804 tonnes*	*180 tonnes*	*111 tonnes*
Emissions françaises en équivalent CO_2	338 Mt	60 Mt	54 Mt	*1,4 Mt*	*1,1 Mt*	*2,7 Mt*

Source : République française, 1997, ***Seconde Communication Nationale à la Convention Cadre sur le Changement Climatique***, Novembre.

1. Global warming potential (GWP), en anglais.
* L'origine des termes en italique est du CITEPA, 1998.
** Les HFC et PFC sont des catégories de gaz regroupant différents gaz dont les PRG sont différents. Les valeurs indiquées dans le tableau sont les valeurs minimales et maximales des PRG de ces gaz.

Ainsi, en 1995, le CO_2 représentait 74 % des émissions de GES prises en compte dans le protocole de Kyoto (338 Mt sur un total de 457 Mt d'équivalent CO_2).

1. Taux d'équivalence entre les consommations énergétiques à partir des combustibles et les émissions de CO_2

Par souci de simplification, la suite de la note ne considérera pas l'ensemble des émissions de GES, mais seulement celles de CO_2. Si les installations de combustion émettent rarement des composés fluorés, certains modes de combustion particuliers peuvent émettre du N_2O, voire du CH_4 en cas de combustion incomplète du gaz naturel. On peut considérer, en première approximation, que la contribution des autres GES *augmente au maximum les émissions de 10 % en éq.CO_2* par rapport à celles données ci-dessous, sauf cas particulier.

1.1. Rappel sur les unités énergétiques de base

Les tep utilisées dans les tables de correspondances représentent l'énergie entrante dans l'installation de combustion, et non l'énergie finale après rendement de combustion. On rappelle les équivalences :

1 tep = 41,8 GJ (Giga joule) = 11 626 kWh thermiques

Sachant qu'il peut exister des qualités différentes pour un même combustible (y compris pétrole ou charbon, par exemple), les équivalences moyennes en tep (PCI*) des principaux combustibles sont reportées dans le tableau 2.

Tableau 2 : Quantité de combustibles physiques pour obtenir une tep (PCI)

Houille	Aggloméré de charbon	Fioul lourd	Super-carburant	Bois sec	Gaz naturel	Déchets ménagers	Déchets de papier
1,62 t	1,31 t	1,05 t	1270 l	3 t	13 000 kWh PCS (~10 000m^3)	4 à 7 t	3 t

Source : ADEME

1.2. Taux d'équivalences entre carbone et CO_2

Les émissions de CO_2 par tep sont exprimées soit en tonnes de CO_2 (tCO_2), soit en tonnes de carbone (tC). La relation, liée aux poids moléculaires 44 du CO_2, et 12 du C est de :

$$\mathbf{1\ tC \equiv 44/12\ tCO_2 = 3{,}67\ tCO_2}$$

Il y a autant de carbone dans 1 tC que dans 3,67 tCO_2

* PCI : pouvoir calorifique inférieur.

1.3. Coefficients moyens d'émissions de CO_2

Les valeurs indiquées dans le tableau 3 sont relatives à une tep PCI de combustibles. Ces valeurs supposent une combustion parfaite (pas d'imbrûlés). Pour les déchets ménagers, il s'agit d'une moyenne, la valeur exacte dépendant du contenu précis des déchets. La valeur "0" attribuée aux émissions de CO_2 du bois est conventionnelle : la combustion du bois émet du CO_2, mais comme le bois, lors de sa croissance, a capté du CO_2, le bilan est considéré équilibré, et les émissions nulles[2].

Tableau 3 : Coefficients moyens d'émissions de CO_2

	Émissions en tCO_2/tep	**Émissions en tC/tep**
Charbon	**4,118**	**1,123**
Pétrole	**3,043**	**0,83**
Gaz naturel	**2,394**	**0,653**
Bois	**0**	**0**
Déchets ménagers	**Entre 3,0 et 5,4**	**Entre 0,818 et 1,476**

Source : Moisan F. (Président), Godard O. (Rapporteur), 1998, ***Énergie 2010 - 2020, Trois scénarios énergétiques pour la France***, Commissariat Général du Plan

2. Evaluation des émissions de CO_2 liées au secteur électrique

2.1. Les émissions de CO_2 liées à la production d'électricité

Les centrales électriques génèrent des émissions de CO_2 différentes suivant le combustible utilisé. Les niveaux d'émissions relatifs à chacun des modes de production possibles sont récapitulés dans le tableau 4.

Tableau 4 : Émissions de CO_2 des centrales électriques (en gCO_2/kWh)

Charbon	**Fioul**	**Gaz/cycle combiné**	**Cogénération gaz**	**UIOM***	**Nucléaire**	**Éolien**	**Hydraulique**
915	676	404	230 à 380[3]	860 à 1548	0	0	0

L'importance de la différence d'émissions entre les divers moyens de production d'électricité souligne l'importance de savoir vers quelles centrales sont orientés les derniers appels de puissance, et donc d'approcher de plus près la teneur en carbone des derniers kWh appelés pour, de manière symétrique, connaître les économies d'émission de CO_2 qui seraient réalisées par de la baisse d'utilisation du parc de production centralisé.

2. Il s'agit d'une convention relative aux émissions. Cependant, si, dans un bilan global, la captation du carbone par les puits est comptabilisée indépendamment, les émissions de la combustion du bois devront également être comptabilisées, sous peine de comptabiliser la captation deux fois.

* UIOM : Unité d'incinération des ordures ménagères

3. Les émissions de la cogénération gaz dépendent des techniques (turbines ou moteurs) et des rendements.

2.2. Les émissions de CO_2 rapportées à la consommation d'électricité

Si on veut, par exemple, évaluer les économies de GES qui seraient réalisées par la baisse du parc de production centralisé, à savoir par la maîtrise de la demande d'électricité (MDE), ou l'augmentation d'utilisation des ENR pour la production d'électricité, il s'agit d'évaluer le ***contenu CO_2 du kWh électrique***. Ce point soulève un véritable problème méthodologique, et aucune solution ne bénéficie aujourd'hui d'un consensus. Trois thèses sont en présence qui ne donnent pas la même importance à la MDE ou aux ENR, à l'aune de la lutte contre l'effet de serre.

2.2.1. Une évaluation correspondant aux émissions de CO_2 par kWh électrique moyen.

Dans la mesure où la provenance d'un kWh électrique ne peut pas être précisément déterminée, une des solutions proposée pour évaluer le contenu carbone du kWh est de rapporter l'ensemble des émissions du parc électrique français à l'ensemble de la production électrique annuelle. Le contenu carbone du kWh varie suivant les années, et les aléas de la production d'électricité. Le tableau 5 reporte l'évolution des émissions moyennes françaises suivant les années.

Tableau 5 : Émissions moyennes de CO_2 des kWh du parc électrique français

Année	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**
Moyenne gCO_2/kWh	104,01	124,42	97	65,27	69,05	74,1	81,82	75,79

2.2.2. Une évaluation correspondant aux émissions de CO_2 par kWh électrique marginal.

Il s'agit donc ici de prendre en compte le fait que le contenu en carbone du kWh n'est pas le même selon sa centrale d'origine. La nature de ce dernier kWh appelé (ou kWh marginal) dépend de multiples facteurs : la demande instantanée, les capacités disponibles, les contraintes de réseau, de sécurité, et les coûts d'appel. Jusqu'en 2005, les obligations liées aux contrats charbonniers s'y rajoutent.

Tableau 6 : Émissions de carbone dues au dernier kWh produit en 1997

	Janv.	**Fév.**	**Mars**	**Avril**	**Mai**	**Juin**	**Juil.**	**Août**	**Sept.**	**Oct.**	**Nov.**	**Déc.**	**Moy.**
Taux de marginalité du thermique	82%	78%	51%	60%	43%	52%	41%	50%	62%	76%	70%	77%	62%
gCO_2/kWh	741	704	458	543	389	470	370	455	561	686	631	693	557

Nous nous appuyons sur des données de 1997 fournies par la DIGEC, qui précisent le taux mensuel du "marginal nucléaire" cette année là. En 1997, comme le présente le tableau 6, le marginal thermique variait de 41% au mois de juillet, à 82,3 % au mois de janvier, la moyenne annuelle s'établissant à 61,9 %. En 1997, le parc thermique classique émettait en moyenne 246 gC/kWh.

Le contenu en $C0_2$ du kWh marginal (en moyenne annuelle) est environ 6 fois supérieur à celui du kWh moyen.

2.2.3. Une évaluation correspondant au CO_2 d'une tranche incrémentale

Une option intermédiaire à l'évaluation du contenu carbone du kWh moyenne ou marginale, est l'évaluation incrémentale. Cette approche reconnaît qu'un calcul en moyenne ne donne pas une estimation significative des gains CO_2 potentiels de la MDE ou des EnR.

Si on rajoute un chauffage électrique supplémentaire, on va générer 10 000 kWh de demande du parc centralisé. L'utilisation du contenu en CO_2 du kWh marginal (dernier kWh produit) a un sens. Par contre, si on lance un programme de 100 000 nouveaux logements au chauffage électrique, consommant 1 TWh par an, l'approche marginale au kWh n'est plus valable, parce que la gestion du parc aura été modifiée entre temps.

Cette troisième option méthodologique pour évaluer le contenu carbone du kWh a été proposée par EDF de manière assez récente. Aucun chiffre n'est encore disponible, mais l'évaluation sera nécessairement dans la fourchette comprise entre l'évaluation marginale et l'évaluation moyenne.

Nous suggérons d'utiliser l'approche marginale en attendant de voir les résultats qu'une approche incrémentale pourraient donner. Cette recommandation est basée sur les mêmes justifications que la tarification marginale : de la même façon que la tarification marginale donne le meilleur signal prix, c'est un calcul marginal qui donnera les meilleures indications pour orienter la gestion du par électrique en tenant compte des émissions de CO_2.

2.3. L'aspect prospectif

Les émissions de CO_2 liées à la production d'électricité varient dans le temps, en fonction de la structure d'appel des centrales électriques. A parc électrique constant, d'une année sur l'autre, les émissions provenant du secteur électrique ne seront pas les mêmes. Cette importance de la structure d'appel souligne a fortiori l'importance de l'évolution du parc électrique dans le temps. Les émissions du secteur électrique seront très différentes selon qu'une centrale nucléaire sera remplacée par une centrale thermique au charbon, au cycle combiné gaz, ou des éoliennes.

Deux points sont à considérer :

- une installation électrique va fonctionner pendant 10 à 20 ans, il y a donc une certaine inertie ;
- entre temps, le contenu CO_2 du kWh électrique moyen, marginal, ou incrémental va changer sous l'effet des investissements, de l'émergence de nouvelles filières, et de l'évolution de la demande.

Les travaux de prospective qui ont été utilisés par le Commissariat au Plan en 1998 dans sa prospective Énergie 2010-2020 donnent des indications sur les possibles évolutions des émissions de CO_2 dues à la production électrique. Trois scénarios ont été élaborés, à partir d'hypothèses de référence différentes :

- S1 est un scénario “ Société de marché” ;
- S2 est un scénario État industriel ” ;
- S3 est un scénario “ État protecteur de l'environnement ”.

Parmi les deux variantes correspondant à la durée de vie des centrales nucléaires, l'hypothèse qui a été retenue est celle d'une durée de vie de 40 ans.

Tableau 7 : Émissions de CO_2 du parc électrique français à l'horizon 2010

	Moyenne des émissions en gCO_2/kWh	**Moyenne annuelle des émissions au kWh marginal en gCO_2/kWh**
S1-2010	106	414
S2-2010	62	**443**
S3-2010	29	335
S•-2010	404	404

Le tableau 7 donne les résultats du Commissariat Général du Plan concernant chacun des scénarios à l'horizon 2010, horizon des engagements du Protocole de Kyoto. Pour calculer les émissions du kWh marginal, en l'absence d'hypothèses complémentaires, on a fait l'hypothèse que le marginal thermique resterait à 60 % en 2010 (c'est-à-dire le même taux qu'en 1997)*. Pour

* Point méthodologique : pour calculer les émissions de CO_2 du kWh marginal, on a besoin d'une part du taux de marginalité du thermique, et d'autre part des émissions moyennes du parc thermique classique. Cette dernière information est fournie par la structure du parc thermique. Or sur ce point nous avons été confronté à une incompatibilité de différentes données du rapport du CGP ***Énergie 2010-2020***. En effet, les chiffres correspondants au total thermique, et à la répartition entre combustibles du thermique respectivement des tableaux S1.25/S1.29, S2.26/S2.30, et S3.26/S3.31 sont incompatibles. Ils donnent des résultats différents :

Structure de la production thermique en 2010 en TWh

	Charbon		**Fioul**		**Gaz**		**Total thermique**	
	S1.25 S2.26 S3.26	**S1.29 S2.30 S3.31**	**S1.25 S2.26 S3.26**	**S1.29 S2.30 S3.31**	**S1.25 S2.26 S3.26**	**S1.29 S2.30 S3.31**	**S1.25 S2.26 S3.26**	**S1.29 S2.30 S3.31**
S1	24,3	33,3	11,3	12,15	37,2	46,8	72,8	92,25
S2	22,2	22,95	9,3	9,45	37,7	17,1	69,2	49,5
S3	5,4	1,35	6,3	1,35	52,9	24,75	64,6	27,45

Les deux structures de production esquissées par chaque type d'approche fournissent des résultats différents concernant les émissions thermiques moyennes.

Émissions thermiques moyennes en 2010 en gC/kWh

	S1	**S2**	**S3**
S1.25 ; S2.26 ; S3.26	238	145	80
S1.29 ; S2.30 ; S3.31	188	201	152

indication, nous avons rappelé en S•, ce que seraient les émissions sous l'hypothèse d'une production électrique exclusivement basée sur du cycle combiné gaz

Dans la mesure où le scénario S2 est considéré le plus proche d'un scénario *business as usual*, pour évaluer les émissions de carbone évitées par des opérations de maîtrise de la demande d'électricité, ou des substitutions de production du parc centralisé par des sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2010, nous recommandons de prendre la valeur au kWh marginal de S2.

Nous avons retenu les chiffres des tableaux S1.29 ; S2.30 ; S3.31, car ce sont ceux qui sont compatibles avec les chiffres correspondant aux émissions totales de CO_2 du secteur électrique des tableaux S1.32, S2.33, S3.34.