

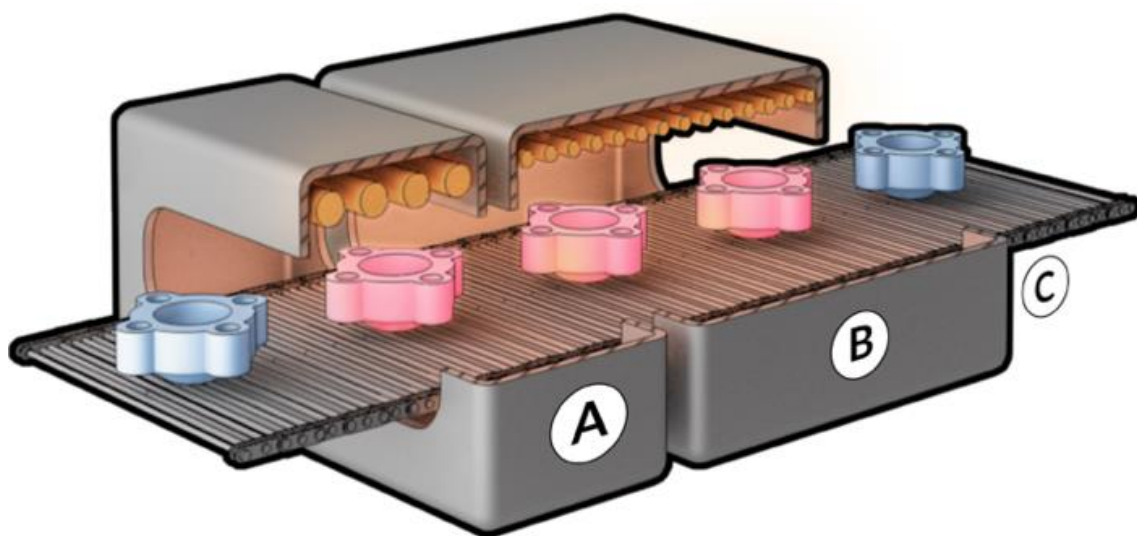
Travaux pratiques

GIM2

Concevoir Analyse Impact Procédés – Matériaux

Analyse Technique – Economique et
Impact environnemental

Application au Moyens de Chauffage



But du TP

Le but de ce TP est d'analyser les moyens de chauffe utilisés lors d'opération de mise en forme de produits massifs et particulièrement de forgeage. Lors de cette analyse, il sera nécessaire de mettre en avant des critères techniques, économiques et environnementaux. Pour cela, les compétences suivantes seront développées :

- Modélisation
- Expérimentation
- Recalage
- Calcul de cout
- Calcul d'impact environnemental

Compte Rendu

A l'issu de la séance de 4h, vous devez être capable de répondre individuellement aux questions qui vous ont été proposées dans le TP. Aucun compte-rendu n'est à rendre.

Matériels disponibles

- Sujet du TP
- Four à Gaz ($T_{\max} 1200^{\circ}\text{C}$)
- Centrale d'acquisition
- Thermocouples de type K ($0 - 1400^{\circ}\text{C}$)
- Tableur
- [Cours de Concevoir – Interactions Procédés-Matériaux](#)

Généralités thermiques (1h45)

L'objectif ici est d'analyser différents moyens de chauffe.

Q1. Rappeler les différents modes de transfert de la chaleur, et leur modélisation.

Vous allez développer un outil en vous basant sur ces équations, et en considérant un lopin de diamètre 30mm et hauteur 60mm à 20°C entrant dans un four régler à 1000°C à un instant $t=0s$. Il sera construit dans un outil dans un tableur en gardant tous les paramètres (géométriques, thermiques, matériaux) dans des cellules variables organisées.

Q2. Calculer pour chaque 'pas de temps' le bilan énergétique reçu par le lopin dans le four. Calculer au 'pas de temps' suivant l'élévation de température résultante sur le lopin.

Pour différentes, température de four entre 50°C et 1200°C :

Q3. Identifier le temps de chauffe du lopin pour atteindre 95% de la température du four.
Calculer le total énergétique transmis par les différents modes de transfert.

Expérimentation (0h45)

Maintenant votre outil de prédiction défini, il est nécessaire de mener des essais permettant de confirmer et recalculer l'outil que vous avez mis en place :

Q4. Proposer une expérience, préciser le protocole et les capteurs à utiliser

Avec l'enseignant mettre en œuvre votre essai.

Q5. Comparer votre modèle aux résultats de l'essai.
Recaler les grandeurs inconnues

Impact économique et environnemental (1h30)

Le four utilisé pendant l'expérience est un four connecté au réseau de gaz naturel type H.

Q6. Faire un bilan des flux entrants et sortants du four

Q7. Relever ou estimer en régime établi les débits associées.

En vous basant sur les annexes issues de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/

Q8. Réaliser un bilan carbone pour la chauffe d'un lopin diamètre 30 et longueur 60mm en acier à 1100°C et sur une utilisation pendant 4h00 du four à gaz.

Q9. Comparer à des ordres de grandeurs des impacts carbone de particuliers

Cette consommation en régime stationnaire est liée à la compensation des pertes liées au four.

Q10. Faire un inventaire des pertes présente sur ce type d'équipement, proposer des expérimentations permettant d'estimer ces pertes.

Q11. Faire un inventaire des pertes présentes sur ce type d'équipement.
Proposer des expérimentations permettant d'estimer ces pertes.
Réaliser les expériences et quantifier les puissances associées à chaque perte.

Calculer le rendement du four

Les fours à gaz présentent des alternatives en forgeage, les fours électriques et les fours à inductions. Afin de comparer ces moyens sur une bases équivalentes et grâce aux estimations des pertes vues précédemment :

Q12. Proposer une puissance lors du fonctionnement stationnaire à 1100°C pour un four électrique.

Q13. Calculer l'impact carbone d'un tel four

Enfin, maintenant les considérations environnementales quantifiées, il est nécessaire d'assurer une quantification économique de ces solutions.

Q15. Calculer le cout horaire d'utilisation du four à gaz et du four électrique

Annexe 1 : Thermique

Tableau 3 – Ordre de grandeur du coefficient de transfert superficiel h pour les divers mécanismes de transfert thermique

Mécanisme de transfert	Convection			Rayonnement ($\epsilon = 1$) (si milieu extérieur transparent) pour			Conduction acier/acier pour (3)		
	air	eau (figure 2)		$T_S = 200\text{ °C}$	$T_S = 600\text{ °C}$	$T_S = 1\,200\text{ °C}$	$t^0 = 1\text{ ms}$	$t^0 = 0,1\text{ s}$	$t^0 = 10\text{ s}$
$h(\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{°C}^{-1})$	8 à 50	ruiss. (1) 50 à 800	pulv. (2) 4 à 12×10^3	30	55	225	4×10^6	$0,4 \times 10^6$	40×10^3

(1) Valeurs maximales relatives à la conduction correspondant à des valeurs moyennes pour un contact parfait (cf. [M 3013]).
 (2) Ruissellement.
 (3) Pulvérisée.

Tableau 2 – Ordre de grandeur des caractéristiques thermodynamiques de quelques alliages d'aluminium, de cuivre, de titane et quelques aciers (d'après [6][7])

Matériau	Aluminium		Duralumin		Cuivre		Laiton 80/20		TiAl6V		Acier au carbone		Acier inoxydable 18/8	
Masse volumique ρ (kg / m ³)	~ 2 700		~ 2 800		~ 8 950		~ 8 670		~ 4 420		~ 7 800		~ 7 900	
Température..... (°C)	20	500	20	500	20	900	20	900	20	900	20	1 200	20	1 200
Structure					α	α	α	α	α	$\alpha + \beta$	α	γ	γ	γ
Capacité thermique volumique ρc_v (MJ · m ⁻³ · °C ⁻¹ ou MPa · °C ⁻¹)	2,47	3	2,5	3,16	3,45	4,12	3,26	4,05	2,7	4,42	3,8	4,9	4	5,3
Conductivité thermique K (W · m ⁻¹ · °C ⁻¹)	238	238	120 à 190 (1)	170	397	277	138	100	5,8	20	52	27	15,9	28
Diffusivité thermique $a = \frac{K}{\rho c}$ (mm ² · s ⁻¹)	96	79	48 à 76	53	115	67	42	25	2,1	4,5	13,6	5,5	4	5,3
Effusivité thermique $b = \sqrt{K\rho c}$ (kJ · m ⁻² · s ^{-1/2} · °C ⁻¹)	24	26,7	17,3 à 21,7	23	37	34	21,2	20,1	4	9,4	14	11,5	8	12,1
Coefficient de dilatation thermique linéique entre 20 °C et T α_L (10 ⁻⁶ °C ⁻¹)	23	27	22		17	20	19		8	9	12	13	17	20

(1) Selon la structure de l'alliage.

	Masse molaire [g/mol]	Cp [J/K.mol]	Evaporation [J/mol]
Gaz Naturel	16,0	33,5	-
CO ²	44,0	37,1	-
H ² O _L	18,0	75,3	40700
H ² O _G	18,0	33,6	-
N ²	28,0	29,1	-
O ²	32,0	29,4	-
Fumées	27,6	30,6	
Air	29,0	29,0	-

Description pouvoir calorifique combustion

Pour assurer la conversion des facteurs d'émissions énergétiques en facteurs d'émissions massiques ou volumiques, on doit utiliser deux caractéristiques des combustibles : leur PCI et leur masse volumique.

Pour calculer le facteur d'émissions **massique** du combustible, on applique la formule suivante :

$$FE_{\text{massique}}(i) = FE_{\text{énergétique}}(i) * PCI(i)$$

où i est le combustible

$FE_{\text{massique}}(i)$ est le facteur d'émissions massique du combustible exprimé en $\text{kgCO}_2/\text{tonne}$

$FE_{\text{énergétique}}(i)$ est le facteur d'émissions énergétique du combustible exprimé en kgCO_2/GJ

PCI(i) est le pouvoir calorifique inférieur du combustible exprimé en GJ/tonne

Pour calculer le facteur d'émissions **volumique** du combustible (liquide ou gazeux), on applique la formule suivante :

$$FE_{\text{volumique}}(i) = FE_{\text{énergétique}}(i) * PCI(i) * MV(i)$$

où i est le combustible

$FE_{\text{volumique}}(i)$ est le facteur d'émissions volumique du combustible exprimé en kgCO_2/m^3

$FE_{\text{énergétique}}(i)$ est le facteur d'émissions énergétique du combustible exprimé en kgCO_2/GJ

PCI(i) est le pouvoir calorifique inférieur du combustible exprimé en GJ/t

MV(i) est la masse volumique du combustible exprimée en t/m^3

PCI - Pouvoir Calorifique Inférieur

Les PCI des principaux combustibles sont indiqués dans les tableaux ci-dessous :

Combustibles gazeux	Recommandation France		Recommandation Europe	
	GJ/T	Source	GJ/T	Source
gaz naturel			48	Décision 2007/589/CE
gaz naturel - type H	49,6	ETS + OMINEA		
gaz naturel - type B	38,2	ETS + OMINEA		
gaz naturel liquéfié	49,6	ETS + OMINEA	44,2	Directive ETS
gaz de haut fourneau	2,3	ETS + OMINEA	2,5	Décision 2007/589/CE
gaz de cokerie	31,5	ETS + OMINEA	38,7	Décision 2007/589/CE
gaz d'aciérie	6,9	ETS + OMINEA		

PCI des combustibles fossiles gazeux

Combustibles solides	kg/m^3	Source
gaz naturel	0,654	Directive 1999/100/CE du 15 décembre 1999

Masse volumique du gaz naturel (à 15°C)

PCS - Pouvoir Calorifique Supérieur

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 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)^{*}, la quantité de chaleur mesurée correspond au Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS).

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

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

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

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 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	1,111	www.thermexcel.com ¹⁶⁰
GPL	1,087	www.thermexcel.com
Essence	1,08	Extrapolation
Diesel, fioul domestique	1,075	www.thermexcel.com
Fioul lourd	1,065	www.thermexcel.com
Charbon	1,052	www.thermexcel.com

Rapport PCS/PCI pour les combustibles liquides ou gazeux

Facteur Emission des Gaz

Les combustibles fossiles gazeux retenus dans la Base Carbone ® sont les suivants :

■ Le **gaz naturel** est le combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures présents naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Il désigne aussi le **gaz de réseau** (le gaz naturel extrait du sol est traité en plusieurs sous-produits, le principal étant le gaz naturel réseau). Dans la Base Carbone ®, les facteurs d'émissions se rapportent à ce gaz de réseau (en France, sa composition est à 88% massique du méthane)¹²³.

■ Des **gaz issus d'industries spécifiques** : gaz de haut fourneau, gaz de pétrochimie (raffinerie, cokerie).

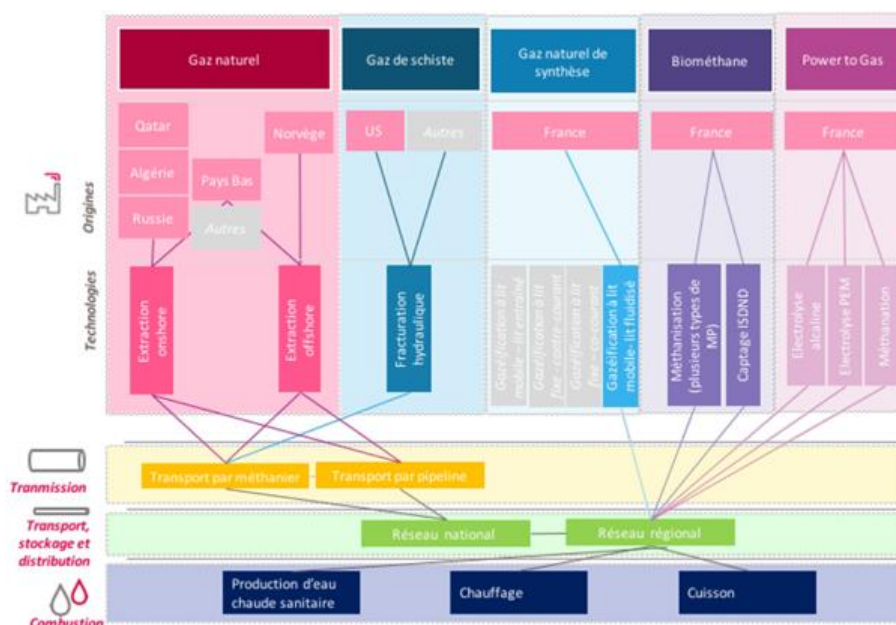
■ Le **butane** et le **propane**.

Nota : les gaz liquéfiés à base de méthane (GNV, GNL, GNC) ou de propane / butane (GPL) sont décrits dans le chapitre « **combustible ♦ fossile ♦ liquide** »

Construction des facteurs d'émissions

Pour les divers combustibles présentés ci-dessus, les facteurs d'émission **pour la France** sont calculés comme suit :

■ Pour le gaz naturel, les facteurs d'émissions sont issus de l'étude « Analyse du Cycle de Vie de la chaîne gazière » - GRTgaz, TIGF, STORENGY, GRDF, ELENGY de 2018¹²⁴. L'étude quantifie les émissions « carbone » de l'extraction/production de gaz jusqu'à son utilisation chez le consommateur en France métropolitaine pour l'année 2015.



Périmètre de comptabilisation des émissions (Source : « Analyse du Cycle de Vie de la chaîne gazière » - GRTgaz, TIGF, STORENGY, GRDF, ELENGY)

Le **périmètre** de comptabilisation inclut l'exploration / production, la transmission (transport du lieu d'extraction aux frontières françaises), le transport par gazoduc (pour les filières concernées) ou par méthanier (notamment pour la filière LNG incluant la liquéfaction, le transport par méthanier et la regazéification), le transport et la distribution se différenciant par la pression du réseau, et la combustion (différentes modalités).

Les résultats des **filières** "Gaz naturel conventionnel" (transport par pipeline ou par méthanier) et "Biométhane" sont utilisées et rentrent en compte dans le calcul du facteur d'émission "Gaz Naturel Mix France".

L'ensemble des **processus et flux** ont été intégrés (excepté les activités considérées comme négligeables telles que les activités tertiaires des entreprises (Siège, R&D) ou les étapes de prospection de gaz fossile.

/!\ **Point de vigilance** : les auteurs utilisent dans leurs calculs, un facteur d'émission du biogaz comptabilisant différentes émissions évitées (ce qui le rend, en l'état, non éligible à la Base Carbone®). Compte tenu de la faible part de biogaz dans le réseau en 2015 (0,02%), ces choix n'ont toutefois aucune incidence sur le poids carbone final du « mix méthane » d'où la validation du FE global « gaz naturel ».

■ Pour les gaz de haut fourneau et gaz de cokerie on utilise la réglementation ETS pour les émissions de CO₂ et le rapport OMINEA 2011 du CITEPA¹⁰² pour les émissions de CH₄ et N₂O

■ Pour le butane et le propane, voir le [chapitre sur les combustibles fossiles liquides](#)

Pour l'échelle européenne, les données de l'IPCC¹²² sont retenues pour les émissions liées à la combustion.

L'ensemble de ces données est repris dans les tableaux ci-dessous.

Résultats "Gaz naturel France"

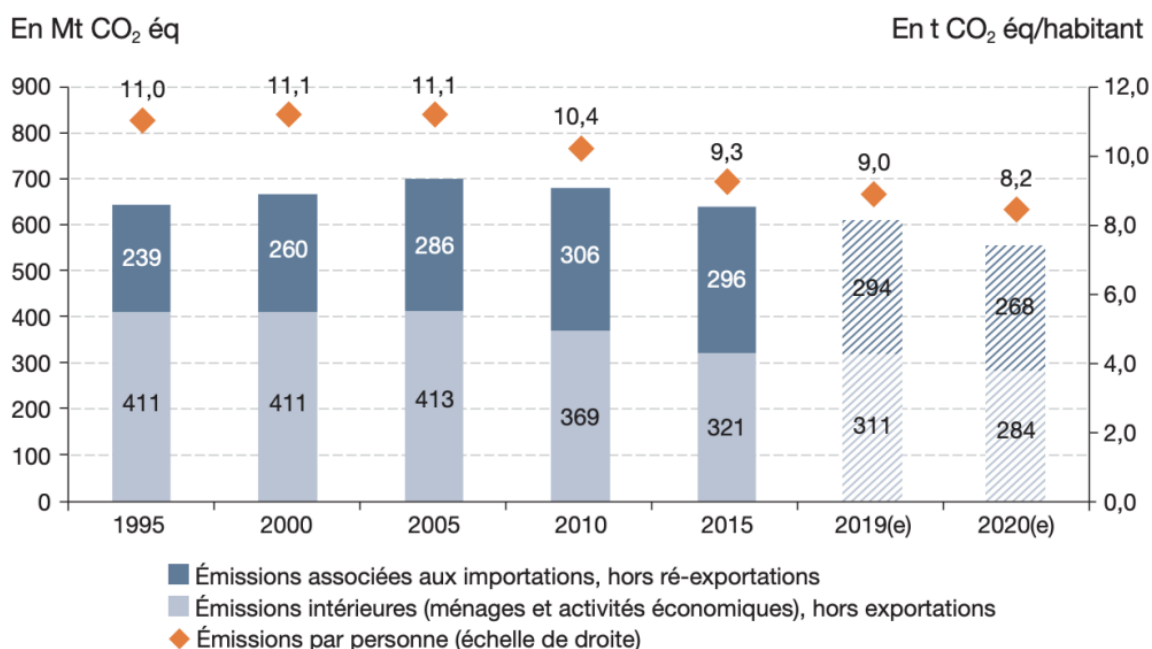
Les résultats, en valeurs absolues, par étape du cycle de vie pour l'année 2015 pour la combustion d'1kWh PCI de gaz naturel du réseau en France (rendement de la combustion : 100%) sont : ¹²⁴

Indicateur	Production (kg CO ₂ e/kWh PCI)	Transmission (kg CO ₂ e/kWh PCI)	Transport (kg CO ₂ e/kWh PCI)	Distribution (kg CO ₂ e/kWh PCI)	Combustion (kg CO ₂ e/kWh PCI)	Total (kg CO ₂ e/kWh PCI)
Changement climatique	0,0153	0,0206	0,00277	0,00148	0,187	0,227

Poids carbone par étape de Cycle de Vie du "gaz naturel - Mix France 2015" ¹²⁴

Ordre grandeur impact carbone francais

Evolution de l'empreinte carbone de la France



(e) = estimations.

Note : l'empreinte carbone porte sur les trois principaux gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O). En 2021, la méthodologie a été ajustée afin de mieux tenir compte de l'évolution des coûts du pétrole brut, du gaz et du charbon ; l'ensemble de la série a ainsi été révisée, l'essentiel des ajustements portant sur les émissions importées de CH₄.

Champ : périmètre Kyoto (métropole et outre-mer appartenant à l'UE).

Sources : Citepa ; AIE ; FAO ; Douanes ; Eurostat ; Insee. Traitement : SDES, 2021

Cout Energie Industrie

Prix Energie €/kWh	Electricité		Gaz	
	Heures Pleines	Heures Creuse	Mars - Novembre	Novembre – Mars
2020	0.17	0.13	0.03	0.05
Juillet 2022	0.41		0.25	

Source : Multiples – à considérer en ordre grandeur

Carbone équivalent Electricité « France »

Le contenu carbone de l'électricité présente pour la France une variabilité plus importante que d'autres pays, compte tenu de la spécificité du secteur électrique français, dont le parc de production est très hétérogène : centrales nucléaires, énergies renouvelables, centrales gaz...

En effet, en France, les émissions de CO₂ de l'électricité à la production sont en moyenne faibles (voir ci-après Le FE « mix moyen ») mais varient fortement selon les moyens de production : les émissions des parcs nucléaires et renouvelables (sans émissions directes) sont très faibles, mais celles du parc de centrales à gaz ou les importations de charbon sont beaucoup plus élevées (respectivement de l'ordre de 350 à 970 gCO₂/kWh en émissions directes). Ceci conduit de fait à des variations saisonnières importantes du contenu moyen en CO₂ du kWh livré sur le réseau, tandis que dans les autres pays européens, cette dispersion est plus limitée dans la mesure où la production d'électricité à partir de centrales thermiques à combustibles fossiles représente la majeure partie de la production en base.

Dans la mesure où les moyens de production émetteurs (centrales thermiques à flamme) fonctionnent en « bouclage » de l'équilibre offre-demande en France, et dans la mesure où le chauffage électrique par effet joule est très représenté en France, la moyenne nationale varie assez sensiblement en fonction des conditions de température et des disponibilités de fonctionnement du parc.

Toutefois, il est important de garder en tête que sur le réseau, les électrons sont totalement indifférenciés. Ainsi, la question consistant à rechercher la centrale de production qui alimente tel utilisateur ou tel usage n'a pas de sens d'un point de vue physique. **Le calcul d'un contenu en CO₂, plus précis qu'une unique valeur moyenne, relève donc nécessairement de simplifications méthodologiques et de conventions.** Pour cette raison, un Groupe de Travail « Electricité » de la Base Carbone® a été mis en place par l'ADEME, composé de différents organismes experts du sujet (CGDD, DGEC, DHUP, DGITM, CITEPA, RTE, APCC, CINOVA, RAC, CLER, EDF, ENEDIS, ENGIE, GRDF, RTE, UFE, SER, RARE, AGFAZ, AMORCE, Total Direct Energie) et personnes qualifiées, afin de suivre l'évolution du parc et discuter des avancées méthodologiques qui permettraient la représentation la plus pertinente au fil du temps.

L'approche par un seul indicateur du contenu CO₂ moyen du kWh français s'étant révélée insuffisante pour définir les politiques publiques et stratégies de long terme, ce **GT a fait le choix d'utiliser en complément du contenu moyen du mix électrique, des contenus CO₂ différenciés par usage.** Ainsi, dès 2005, une méthode dite « saisonnalisée par usage » a été introduite dans la Base Carbone® visant à mettre en évidence le caractère saisonnalisé des émissions de CO₂ du système électrique français, et à relier cet aspect notable du système électrique aux usages (chauffage, éclairage, cuisson, etc.) qui induisent et structurent cette saisonnalité, comme par exemple le chauffage électrique (en général, plus de 80% des consommations liées au chauffage sont concentrées sur 5 mois, de novembre à mars).

