

L'électricité : un vecteur énergétique aux caractéristiques particulières

Global Chance

L'électricité telle que nous la connaissons, au bout d'une prise électrique, n'est pas directement disponible dans la nature. Il faut la produire à partir d'autres ressources énergétiques : fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), fissiles (uranium, plutonium) ou renouvelables (soleil, eau, vent, géothermie, biomasse). Il faut ensuite la transporter et la distribuer jusqu'à son lieu d'utilisation, grâce à des câbles de capacités décroissantes, depuis les lieux de production jusqu'à l'utilisateur final, qui forment le « réseau électrique ». On parle donc plutôt d'un « vecteur énergétique » pour l'électricité que d'une énergie.

L'électricité présente deux particularités majeures : elle se transporte d'un point à un autre à la vitesse de la lumière dans un milieu « conducteur » (273 000 km/ seconde dans le cuivre), mais on ne sait pas la stocker (sauf à petite échelle dans des batteries). Ces deux caractéristiques très particulières structurent très fortement à la fois le système de production et de transport de l'électricité comme ses usages.

1. La production d'électricité

On peut produire de l'électricité à partir de nombreuses énergies primaires :

- L'énergie mécanique directe comme dans le cas de l'hydraulique, de l'éolien, des marées ou des vagues.
- L'énergie mécanique produite à partir de la transformation d'une énergie thermique : c'est la solution retenue dans les centrales thermiques à combustion (charbon, bois, pétrole gaz), à partir de la chaleur géothermique ou de la chaleur solaire ainsi que dans les centrales nucléaires où la chaleur est produite à partir de la fission de l'uranium et du plutonium. Dans tous ces cas, l'énergie mécanique obtenue par une turbine à partir de la chaleur produite est à son tour transformée en énergie électrique grâce à un alternateur qui fournit un courant électrique alternatif de fréquence déterminée (en Europe 50 hertz).
- L'énergie de rayonnement, en particulier solaire dans le cas de l'électricité photovoltaïque, où les photons sont directement transformés en électricité, cette fois-ci continue. Si cette énergie doit être déversée sur le réseau, il faut la transformer en courant alternatif grâce à un onduleur.
- L'énergie chimique comme dans les piles à combustible où elle est également directement transformée en électricité.

Toutes ces opérations de transformation incluent des pertes d'énergie plus ou moins importantes selon les filières.

Les unités électriques	Symbole
L'intensité du courant électrique (I) se mesure en ampère	A
La tension électrique (U) se mesure en volts	V
La puissance électrique, quantité d'énergie par seconde, se mesure en watt (1 ampère sous une tension de 1 volt)	W
<i>ou en ses multiples :</i>	
1 000 watts = 1 kilowatt	kW
1 000 kilowatts = 1 Mégawatt	MW
1 000 Mégawatt = 1 Gigawatt	GW

L'énergie électrique se mesure en joule (1 watt pendant une seconde)	J
ou plus souvent en wattheure (1 watt pendant 1 heure ou 3 600 secondes)	Wh
(1 Wh vaut 3 600 joules) ou en ses multiples :	
1 000 wattheures = 1 kilowattheure	kWh
1 000 kilowattsheures = 1 mégawattheure	MWh
1 000 méga wattsheures = 1 gigawattheure	GWh
1 000 gigawattsheures = 1 térawattheure	TWh
1 TWh = 1 milliard de kWh	
Dans la comptabilité énergétique, on utilise également la tep (tonne équivalent pétrole) : 1 TWh = 0,086 Mtep.	

Les puissances unitaires des unités de production les plus courantes varient dans de grandes proportions pour les diverses filières, de quelques dizaines de watts pour les dispositifs photovoltaïques décentralisés à 1 500 MW pour les réacteurs nucléaires les plus importants.

Les différentes filières se distinguent aussi par les caractéristiques temporelles de leur production. Certaines des filières, comme la filière nucléaire PWR¹ actuelle, sont adaptées à des productions quasiment continues (pour des raisons techniques et économiques). D'autres, comme l'hydraulique de barrage, sont adaptées à la fourniture, pendant quelques centaines à un ou deux milliers d'heures, des puissances importantes que nécessitent les pointes de consommation électrique journalière. D'autres enfin présentent des caractéristiques de production plus ou moins aléatoires (l'éolien en fonction du régime des vents) et/ou intermittentes (électricité solaire).

Les principales caractéristiques des filières de production électrique les plus utilisées en Europe figurent dans le tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1 : Ordre de grandeur des paramètres principaux des principales filières de production d'électricité utilisées en Europe

	Puissance unitaire usuelle	Rendement : Electricité / Energie primaire	Durée usuelle heures/an	Productible kWh/kW par an	Emissions GES g eq CO ₂ /kWh	Intermittent et, ou aléatoire
Centrales thermiques						
Charbon	200-700 MW	35-40%	5 000-8 000	8 000	780-900	non
Nucléaire	500-1500 MW	30 -33%	5 000-8 000	7 500	10-100	non
Gaz naturel cycle combiné	300-1 000 MW	55- 65%	1 000-8 000	8 000	380-450	non
Fuel	300 -600 MW	38-42%	3 000-6 000	8 000	570- 670	non
Turbine à gaz	20-100 MW	40%	50-200	8 000	530	non
Bois	1-20 MW	20-25%	3 000-8 000	8 000		non
Géothermie	2-20 MW	5-10%	8 000	8 000	15-60	non
Solaire à concentration	1-10 MW	10 -12%	1 000-1 800	1 000-1 200	6-15	oui
Energie mécanique						
Photovoltaïque	1kW -10 MW	10 - 15%			20-130	oui
Hydraulique						
<i>Fil de l'eau</i>	1 -1 000 MW	80-95%	3 000-8 000	3 000-8 000	4-10	non
<i>Retenues</i>	1 MW-1 000 MW	80- 95%	< 2 000	1 000-2 000	4 -10	oui
Eolien	10 kW-5 MW	40-50%	2 000-3 000	2 000-3 000	50-30	oui
Energie Chimique						non
Piles à combustible	5 kW- 2 MW	35-60%			50 -1 200*	non

*En fonction des modes d'obtention du combustible hydrogène de la pile

1 - PWR : « Pressurized Water Reactor », réacteur nucléaire à eau ordinaire sous pression et uranium enrichi qui équipe toutes les centrales nucléaires françaises.

Parmi les centrales thermiques, les rendements électriques (rapport de l'électricité produite à l'énergie primaire mise en œuvre²) varient dans de grandes proportions : de 5 à 10 % pour la géothermie haute température à plus de 60 % pour les meilleures centrales à gaz à cycle combiné. La valeur de ces rendements est en effet principalement liée à la différence de température entre la source chaude (la température du gaz ou de la vapeur qui fait tourner la turbine) et la source froide (la température des gaz à l'échappement de la turbine ou la température à laquelle la vapeur d'eau se condense après la turbine). Pour la géothermie, cette différence de température n'excède souvent pas 150 ou 170 °C, pour le nucléaire 250 °C, alors qu'elle peut atteindre plus de 700 à 800 °C pour une turbine à gaz. La part d'énergie perdue l'est sous forme de chaleur à basse ou moyenne température. C'est ainsi qu'un réacteur nucléaire de 1000 MW électrique produit en même temps 2000 MW de chaleur qui se dissipent dans l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et d'eau (les panaches des centrales) et sont donc, dans ce cas, perdus. Ce n'est plus le cas quand la proximité d'un usage de la chaleur produite permet ce qu'on appelle la cogénération électricité-chaleur.

La cogénération chaleur électricité

Toutes les filières thermiques de production d'électricité fournissent à la fois de l'électricité et de la chaleur en quantité et à des températures qui dépendent à la fois du rendement et des caractéristiques techniques de la filière de transformation de l'énergie primaire en électricité. Souvent considérée comme un sous-produit sans intérêt, cette chaleur, à condition de se présenter à des températures compatibles avec l'usage qu'on veut en faire (par exemple dans une chaudière industrielle ou un chauffage domestique) peut trouver une utilisation dans le secteur industriel, tertiaire ou domestique. Cela permet alors de mieux valoriser l'énergie primaire mise en œuvre : on parle alors de cogénération électricité-chaleur.

Les outils les plus couramment employés pour cet usage sont les moteurs à combustion alimentés au fioul ou au gaz naturel pour des puissances de quelques kW à quelques MW, et les turbines à combustion, issues de l'aéronautique, dont la turbine fournit l'électricité et les gaz de combustion permettent d'alimenter une chaudière. Ces turbines, de quelques MW, sont alimentées soit par du gaz naturel soit par du fioul (domestique ou lourd). Depuis quelques années se développent sur le même principe des micro-turbines de quelques kW à quelques centaines de kW.

Enfin, certaines des piles à combustibles dont les pertes de chaleur s'effectuent à des températures suffisantes sont également susceptibles d'être utilisées en cogénération.

Le tableau 2 rassemble les caractéristiques principales de ces moyens de cogénération.

Tableau 2 : Ordre de grandeur des paramètres principaux des principales filières de cogénération utilisées en Europe

Puissance unitaire usuelle	Rendement Electricité / Energie primaire	Rendement Chaleur/ Energie primaire	Total
5 kW-5 MW	37-42%	35-38%	72-80%
5 MW-10 MW	33-40%	40%	73-80%
5 kW-200 kW	30-35%	35-40%	65-75%
10 kW-100 kW	35-55%	25-25%	60-80%

Ce tableau montre l'intérêt de l'opération de cogénération quand elle est possible puisque les rendements globaux (chaleur + électricité) peuvent atteindre 75 à 80 %, contre 55 % à 60 % pour les meilleures filières de production d'électricité (cycle combiné à gaz naturel), avec des conséquences évidemment très positives sur les émissions globales de gaz à effet de serre.

En Europe, on constate de très fortes disparités de recours à la cogénération comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Production d'électricité et de chaleur en cogénération de différents pays européens en 2007

Cogénération	TWh élec	Part de la production électrique	TWh chaleur
Allemagne	99	16%	180
Espagne	38	12%	nd
France	24	4%	45
Italie	103	32%	58
Royaume-Uni	27	7%	nd
Pologne	39,5	25%	61

Source : petit mémento énergétique de l'Union européenne

2 - L'énergie primaire prise en compte dans le cas des centrales nucléaires est la quantité de chaleur produite dans le réacteur et transmise à la turbine.

La France brille par son très faible recours à ce type de technologies. Sa production électrique, dominée par le nucléaire, ne s'y prête pas pour deux raisons principales : les sites nucléaires, de puissances électriques unitaires très importantes (de l'ordre de 4000 MW électriques et 8000 MW thermiques), sont éloignés, pour des raisons de sécurité, des très grands sites urbains ou industriels qui seraient seuls susceptibles de consommer leur chaleur, et la faible température à laquelle cette chaleur est disponible la rend peu valorisable. De plus, jusqu'à une période très récente, les pouvoirs publics français et EDF n'ont rien fait pour encourager cette solution chez les industriels ou dans les collectivités locales.

Certains de nos voisins, par contre, comme les Pays-Bas, produisent plus de 50 % de leur électricité par cogénération (57 TWh), en même temps que 35 TWh de chaleur.

Les filières électriques renouvelables, à l'exception notable du bois et de l'hydraulique, se caractérisent par des productibles modestes (1 000 à 3 000 kWh/kW/an) et l'intermittence de leur production.

La colonne émission de gaz à effet de serre du tableau 1, qui donne les ordres de grandeur des émissions totales de GES des différentes filières (du puits à la tombe) montre des écarts considérables de performances, de quelques grammes à quelques dizaines de grammes par kWh pour l'hydraulique, l'éolien, le solaire et le nucléaire, à plus d'un kilo par kWh pour une pile à combustible alimentée par de l'hydrogène électrolytique, si l'électricité est d'origine charbon.

Le tableau 4 montre la grande diversité des modes de production d'électricité en Europe.

Tableau 4 : Répartition par filières de production de l'électricité produite dans quelques pays européens

	Production par les centrales thermiques							Production totale*			
	Entrants						Electricité				
	2007	Pétrole	Gaz	Charbon	Biomasse	Nucléaire	Total	Produite	Rendement	Entrants	Rendement
	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	%	Mtep	%
Allemagne	2,5	17,7	71,5	7,8	36,6	136,1	48,7	35,8	141,7	38,6	
Espagne	3,7	13,9	17,4	1,5	14,4	50,9	21,5	42,2	56,0	47,9	
France	2,2	5,7	6,5	1,6	114,6	130,6	43,1	33,0	136,0	36	
Italie	7,1	29,9	11,5	2,7	0,0	51,1	22,7	44,5	59,2	45,7	
Royaume-Uni	0,8	27,4	31,9	3,3	16,3	79,6	32,9	41,3	80,6	42,4	
UE-15	22,3	124,9	171,8	28,7	219,0	566,8	212,8	37,5	605,1	41,2	
UE-27	25,7	137,8	247,9	30,5	243,4	685,2	249,9	36,5	726,6	39,9	

* y compris renouvelables

En Allemagne c'est le charbon qui domine, au Royaume-Uni et en Espagne, le charbon et le gaz, en France, le nucléaire, en Italie le gaz. Ces différences se traduisent aussi dans la diversité des rendements globaux de production d'électricité thermique des différents pays : 33 % seulement en France du fait de l'importance d'un nucléaire à mauvais rendement, 44,5 % en Italie où les cycles combinés à gaz naturel dominant. La dernière colonne de ce tableau montre que la part de renouvelables joue aussi dans le rendement global de production : elle permet à la France de gagner 3 points de rendement, plus de 5 en Espagne, et seulement 1 point au Royaume Uni.

2. Le transport et la distribution d'électricité

L'alimentation en électricité des différents usagers, entreprises, collectivités locales, locaux tertiaires, habitations, s'effectue grâce à un réseau de câbles conducteurs depuis les centrales de production jusqu'au consommateur final. Dans le réseau dit « maillé », un même poste de consommation est alimenté par plusieurs voies différentes. Tous les différents moyens de production peuvent donc l'atteindre. Les moyens de production branchés sur le réseau doivent quant à eux tourner à la même vitesse, en synchronisme. On dit qu'un tel réseau est interconnecté.

Comme les pertes de transmission sont proportionnelles au carré du courant qui parcourt les câbles³, le transport sur de longues distances des puissances élevées produites aux bornes des sites de centrales s'effectue sous des tensions très élevées (400 000 volts) de façon à minimiser le courant qui traverse les câbles et donc les pertes électriques. La pénétration dans les concentrations urbaines ou l'éclatement en réseaux locaux s'effectue en général à des tensions plus faibles, 200 000 volts ou 90 000 volts, grâce à des postes de transformation de tension (ou « transformateurs »). A partir de là, d'autres postes électriques ramènent en France la tension à une valeur de 20 000 volts. Enfin, au plus près des consommateurs (quelques centaines de mètres) la tension est abaissée à 220-380 volts.

³ - La puissance transportée sur un câble est proportionnelle à la tension et au courant : $P = V \cdot I$

Les pertes de transmission sont proportionnelles à la résistance du câble et au carré de l'intensité qui le traverse $P = RI^2$

Tableau 5 : Consommations assurées par niveau de puissance des réseaux

Réseau	Consommation
Réseau de transport 400 kV. Longueur : 21 000 km Pertes =1,25%	17% <10 clients
Réseau de répartition régionale 225 kV. Longueur :26 000km Pertes =0,6%	15% 600 clients
Réseau de répartition régionale 90 et 63 kV Longueur : 50 000 km Pertes : 0,8%	7% 200 000-300 000 clients
Réseau de distribution 20 kV (HTA) et 220-380 V (BT) Longueur HTA : 600 000 km Longueur BT : 550 000 km Pertes HTA 1%, Pertes BT : 3,5%	61% 30 millions de clients

Les pertes de l'ensemble des réseaux électriques en Europe des 27 varient de 2,5 à plus de 10 % selon l'extension géographique des réseaux et les technologies mises en œuvre comme le montre le tableau suivant :

Tableau 6 : Pertes de transport et distribution d'électricité de quelques pays européens

	Pertes %
Allemagne	4,4
Espagne	9,5
France	5,2
Italie	6
Royaume Uni	8,9
Pologne	8,8
UE-15	5,9
UE-27	6,1

3. La gestion du système de production et distribution d'électricité

Le fait que l'électricité ne se stocke pratiquement pas en pratique implique qu'elle soit disponible à tout instant en tout point d'utilisation en fonction de la demande des usagers. Il ne suffit donc pas de disposer de moyens suffisants pour produire globalement la quantité d'électricité appelée à un instant donné. Il faut aussi disposer, avec une marge de sécurité, des moyens de produire et

de faire parvenir en un point quelconque du réseau toute la puissance nécessaire à tout moment sans risquer de déstabiliser le réseau électrique.

Quand les besoins d'électricité des différents consommateurs se cumulent pour donner ce qu'on appelle la « pointe de consommation » la plus grande partie des moyens de production est mobilisée, y compris des moyens de production très coûteux (par exemple les turbines à gaz alimentées au fioul domestique). Aux heures creuses (par exemple la nuit), le réseau pourra recourir à des moyens de production moins coûteux. Comme les rapports de coûts de production entre électricité en période creuse et en période de pointe peuvent atteindre un facteur de plus de 10, pour satisfaire la demande, les producteurs d'énergie « empilent » les moyens de production dont ils disposent en commençant par ceux qu'ils considèrent comme les moins coûteux à exploiter, compte tenu du temps pendant lequel chacun est utilisé et dont la puissance est la moins facile à moduler. En bas de la pile en France par exemple, les centrales hydrauliques « au fil de l'eau » et les éoliennes dont la production a un caractère fatal, puis les centrales nucléaires ou à charbon ou des cycles combinés au gaz naturel, puis les centrales à fioul et les turbines à gaz, enfin les centrales hydrauliques de barrage.

4. Les usages de l'électricité

A son tour, chez l'utilisateur final, l'électricité se transforme en de nouvelles formes d'énergie :

- de l'énergie mécanique (les moteurs)
- de l'énergie chimique (électrolyse, accumulateurs, synthèses chimiques, etc.)
- de l'énergie de rayonnement (éclairage, micro-ondes, ondes électromagnétiques, etc.)
- de l'énergie thermique à des températures très diverses (de la conservation par le froid à la climatisation, du chauffage basse température des locaux à des procédés industriels à températures très élevées, par exemple avec les torches à plasma).

Certains de ces usages, comme l'éclairage ou les moteurs, sont considérés comme quasiment captifs de l'électricité, soit parce qu'il n'existe pas d'alternative, soit parce que l'emploi de l'électricité pour cet usage présente des avantages évidents. On parle dans ce cas d'électricité spécifique : c'est le cas de l'éclairage, des moteurs, de

procédés industriels particuliers comme la filtration sur membranes, les torches à plasma, la chimie à très haute température, les télécommunications, l'audiovisuel, etc.

Le cas de l'éclairage est particulièrement intéressant. En effet, et jusqu'à une date récente, l'éclairage électrique était assuré par des ampoules à incandescence : en faisant chauffer à haute température un filament de tungstène, vers 1 500- 2 000°, on provoque l'émission d'un rayonnement lumineux dont le spectre de longueurs d'onde se rapproche de celui de la lumière du jour. Mais il s'accompagne d'émissions infrarouges très importantes, ce qui explique le faible rendement lumineux de l'opération (voir encadré). Il s'agit donc d'une application thermique haute température (effet joule) de l'électricité. Sa spécificité doit plus s'entendre dans ce cas comme son côté pratique que comme une réelle spécificité physique, puisqu'on peut envisager le chauffage d'un corps à cette température par d'autres moyens (gaz, pétrole, etc.). D'autres technologies d'éclairage existent, comme les tubes à décharge ou les diodes électroluminescentes qui reposent sur des principes physiques complètement différents et ne sont pas envisageables sans apport d'électricité mais présentent des rendements lumineux bien supérieurs. Il s'agit là réellement d'un usage spécifique de l'électricité.

Les technologies d'éclairage

Elles utilisent des phénomènes lumineux associés à différents principes physiques :

- L'incandescence est une émission de lumière due à la chaleur. En effet, tout corps chauffé à haute température (> 1 200 °C) émet des rayonnements électromagnétiques dans le spectre visible. C'est sur ce principe que l'éclairage électrique s'est développé tout au long du XXe siècle.

- L'électrofluorescence est un phénomène optique associé à l'ionisation d'un gaz (par une décharge électrique ou par induction électromagnétique). C'est sur ce principe que reposent les tubes fluorescents et les ampoules fluocompactes qui sont en fait des tubes repliés sur eux-mêmes.

- L'électroluminescence est un phénomène optique et électrique durant lequel un matériau semi conducteur émet de la lumière en réponse à un courant électrique qui le traverse, ou à un fort champ électrique. C'est sur ce principe que sont élaborées les diodes électroluminescentes qui équipent nombre de nos appareils électroniques et qui permettent aujourd'hui de fabriquer des lampes d'éclairage à plusieurs leds pour reproduire la lumière du jour.

Technologie	Rendement (lumen*par watt, lm/W)	Durée de vie moyenne (heures)
Lampe incandescente	12 - 20 lm/W	1 000 h - 1 200 h
Lampe incandescente	60 - 100 lm/W	6 000 h - 15 000 h
Lampe à LED	≥ 100 lm/W	50 000 h - 100 000 h

*1 lumen = 1,464·10⁻³ W pour un rayonnement de longueur d'onde $\lambda = 555$ nm correspond au maximum de sensibilité de l'œil (vert-jaune).

Dans tous les cas, le rendement Energie utile (l'éclairage) sur Energie primaire reste très faible comme le montre le tableau suivant :

Tableau 7 : Rapport entre énergie utile et énergie primaire pour l'éclairage

	Fluocompacte	LED	Incandescence
Electricité charbon Rdt = 35%*	3%-5,5%	> ou =5,5%	0,6%-1%
Electricité nucléaire Rdt = 30%*	2,8%-5%	> ou=5%	0,6%-1%

*Compte tenu des pertes du réseau électrique.

D'autres usages de l'électricité, en particulier les usages thermiques à basse ou moyenne température, peuvent entrer directement en concurrence avec des moyens de production de chaleur plus directs (combustibles fossiles ou biomasse, soleil, géothermie, etc.). C'est en particulier le cas du chauffage par effet joule (dissipation de chaleur dans une résistance électrique).

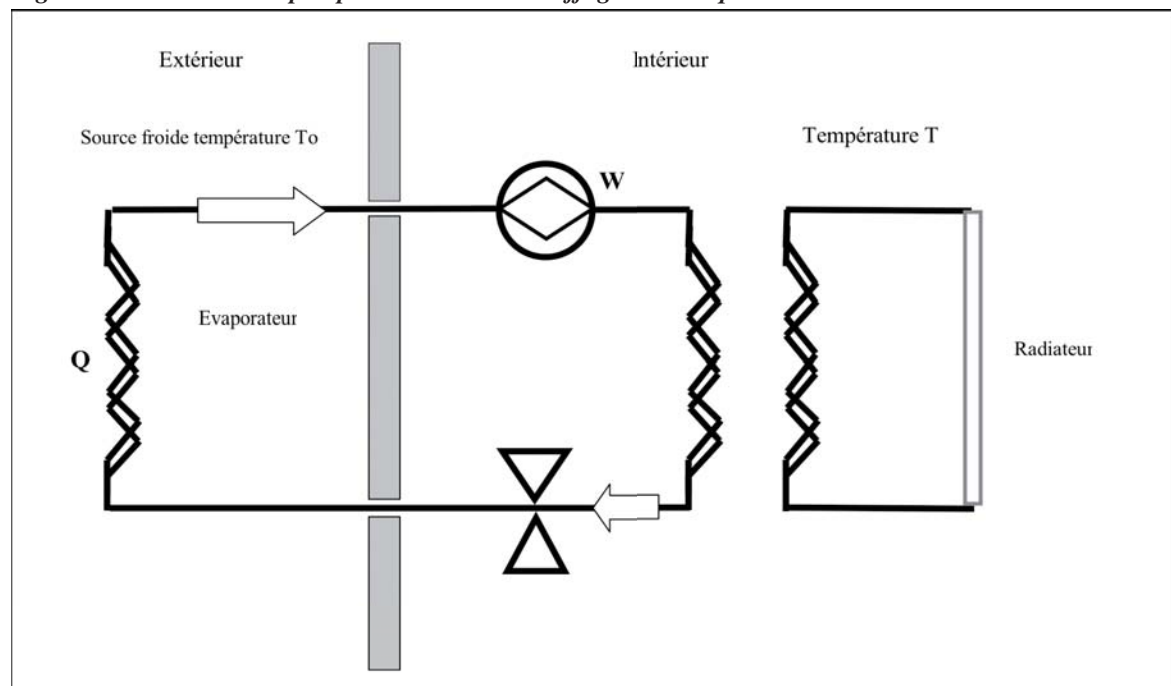
L'intérêt de ces usages non spécifiques de l'électricité sur le plan économique et environnemental doit être examiné au cas par cas, en tenant compte des technologies utilisées et des durées annuelles d'utilisation de ces usages. On sait en effet que les durées d'appel annuel d'électricité correspondant aux différents usages déterminent très largement le type d'outil de production électrique appelé sur un réseau électrique donné. Dans le cas du chauffage des logements en France, l'ADEME et RTE ont montré qu'une grosse part de l'électricité utilisée, en partie importée d'autres pays européens, provenait de centrales à charbon, entraînant du même coup des émissions de CO₂ très importantes (500 à 600 g/kWh). Dans le cas d'un chauffage par effet joule, l'usage de l'électricité entraîne alors des émissions supérieures à celle d'un chauffage au fuel ou au gaz naturel. L'installation de pompes à chaleur de performances suffisantes (voir encadré ci-dessous) peut cependant redresser la situation, même pour cet usage saisonnier.

Pompe à chaleur

La pompe à chaleur est un dispositif qui permet de transférer de la chaleur (des calories) d'un milieu froid vers un milieu plus chaud en y injectant par exemple de l'énergie mécanique fournie par de l'électricité. Pour cela, on utilise les calories du milieu froid à température T_0 (l'air extérieur ou l'eau d'une nappe phréatique à quelques degrés par exemple), pour évaporer un liquide sous faible pression, dont la température d'évaporation est proche de T_0 . Cette évaporation se fait par absorption d'une quantité de chaleur Q à ce milieu extérieur « froid ». On comprime ensuite cette vapeur grâce à un compresseur alimenté en électricité qui fournit une énergie W . La vapeur comprimée intègre l'énergie de compression W et sa température s'élève. Cette vapeur à haute pression est ensuite condensée. Elle se transforme en liquide sous pression et cède l'énergie ($W+Q$) à travers un échangeur au milieu qu'on veut chauffer à la température T . Le liquide est enfin détendu pour atteindre une pression assez basse pour se vaporiser à nouveau au contact du milieu extérieur plus froid.

Grâce à l'énergie mécanique fournie pour la compression de vapeur, la pompe à chaleur prélève des calories basse température (qui ne sont pas directement utilisables) au milieu extérieur et les transfère à des températures suffisamment élevées (plusieurs dizaines de degrés) pour être utilisables.

Figure 1 : Schéma d'une pompe à chaleur de chauffage domestique



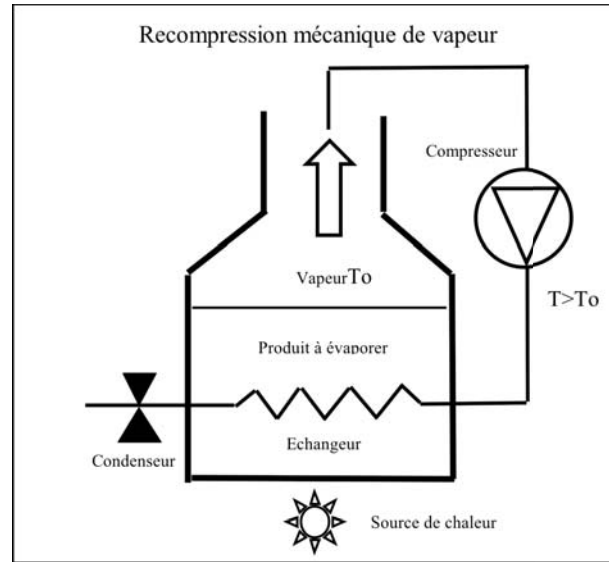
On peut ainsi transférer du milieu extérieur vers le milieu intérieur deux, trois ou quatre fois plus d'énergie (Q) à basse température que l'énergie électrique dépensée (W) et la restituer à la température T de chauffage (par ex 60 °C).

De même, dans le domaine industriel, certaines applications thermiques de l'électricité présentent une efficacité intéressante. C'est le cas par exemple de la recompression de vapeur (RMV) qui permet, grâce à une dépense supplémentaire d'énergie électrique, de récupérer une grande partie de l'énergie thermique contenue dans des vapeurs, au cours d'un process de concentration d'un liquide (voir encadré).

La recompression mécanique de vapeur (RMV)

Dans les process industriels où l'on fait évaporer un liquide pour le concentrer, la vapeur est le plus souvent perdue. La RMV consiste à récupérer cette vapeur, à augmenter sa température en la comprimant et à réinjecter cette vapeur à plus haute température à travers un échangeur pour contribuer à réchauffer le liquide. On peut ainsi récupérer une grande part de l'énergie thermique contenue dans la vapeur et l'utiliser.

Figure 2 : Schéma d'un dispositif de recompression de vapeur

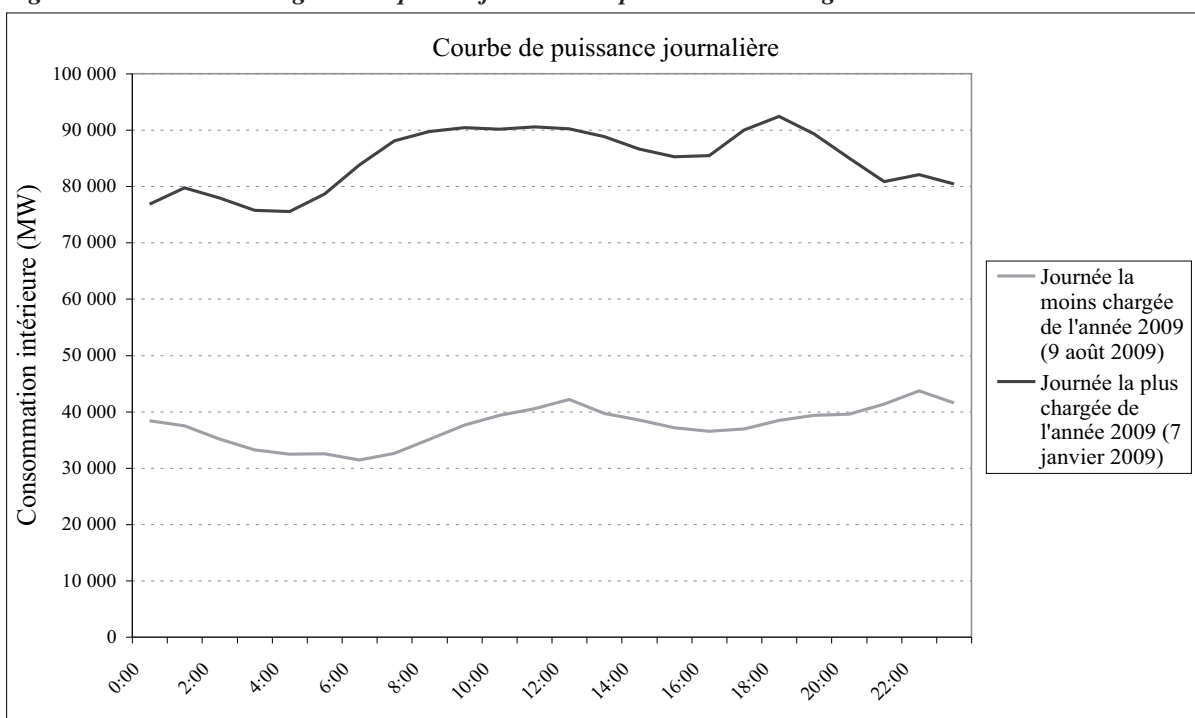


5. Courbes de charge et monotone de puissance

Chacun des usages de l'électricité présente des caractéristiques temporelles spécifiques : pointe journalière du soir, entre 19 et 21 heures, pour la télévision et l'éclairage, pointe saisonnière pendant les 4 mois les plus froids pour le chauffage des logements, fonctionnement quasi continu de certains procédés industriels.

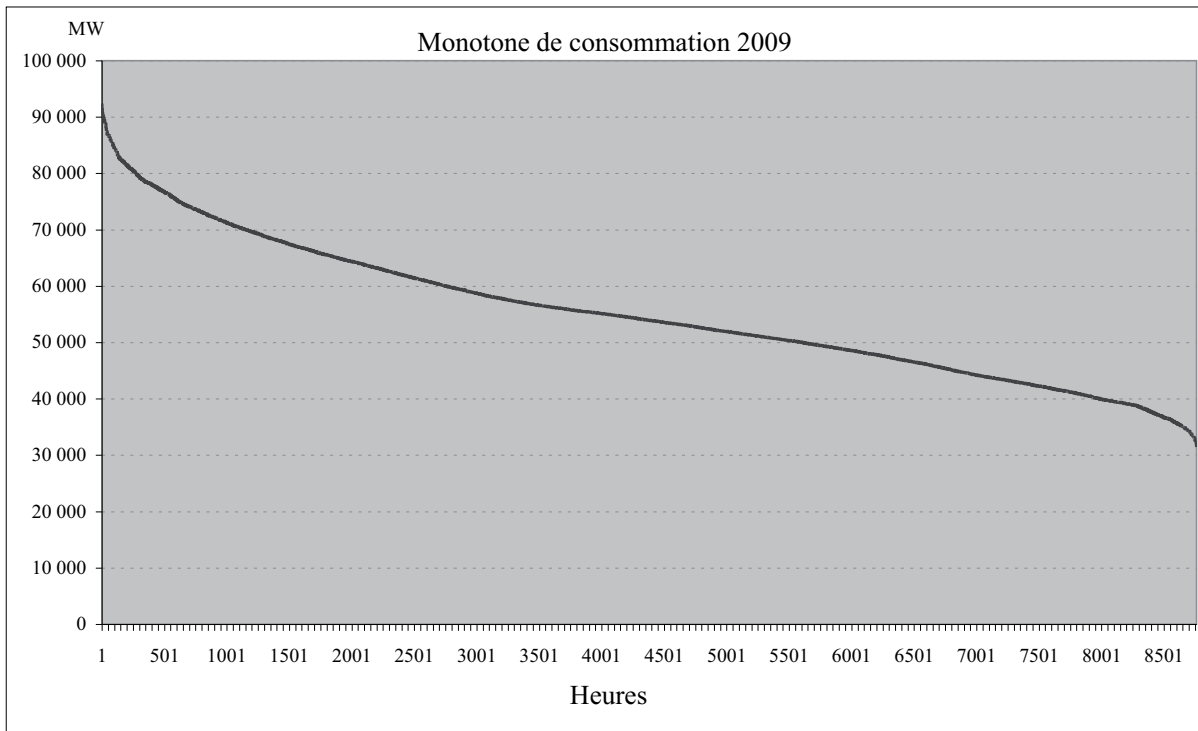
Ce sont les évolutions de la somme de ces usages à chaque instant qui constituent la courbe de charge de consommation d'électricité à laquelle les producteurs d'énergie doivent répondre.

Figure 3 : courbes de charge électrique des journées les plus et moins chargées en 2009



Les électriciens ont l'habitude de représenter l'appel de puissance correspondant à l'ensemble des usages électriques d'un pays sous la forme d'une « monotone de puissance ». Cette courbe indique la puissance totale appelée sur le réseau en fonction de la durée annuelle de cet appel.

Figure 4 : Monotone de puissance de la France en 2009



Le graphique se lit ainsi : pendant 6000 heures, au moins 55 GW de puissance ont été appelés sur le réseau français, ce qui représente 80 % de l'énergie électrique totale consommée pendant l'année 2009 (aire sous-tendue par la courbe jusqu'à 6000 heures) et pendant 1000 heures au moins 75 GW, soit moins de 2 % de l'énergie.

Dans un pays comme la France, un peu plus de 80 % de l'énergie électrique appelée l'est pour des usages dont la durée dépasse 6000 heures par an qu'on nomme usages en « base ». Par contre la pointe (moins de 1000 heures de fonctionnement par an), qui suppose la mise à disposition d'une puissance plus importante (de l'ordre de 35 %) ne représente guère plus de 2 % de l'énergie appelée au cours de l'année.

En résumé, des caractéristiques très spécifiques à ce vecteur énergétique pour lequel demande et offre sont liés à chaque instant et en tout point, avec les contraintes que cela entraîne en termes de parcs de production, de création, de maintenance et de régulation des réseaux de transport et de distribution.