

COMMENTAIRES SUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE EN FRANCE.

1. Introduction.

La question de la production électrique en France métropolitaine est actuellement sur le devant de la scène, à la faveur de la discussion d'une loi dite « de transition énergétique », censée bouleverser de fond en comble le « bouquet » (ou « mix ») énergétique du pays. Cette loi est encore en discussion, et on n'en parlera pas ici.

On s'en tiendra à la description des dix dernières années et plus particulièrement de l'année 2013.

On utilisera les sources principales suivantes, dont chacune dispose d'un site internet bien documenté :

- le Réseau de transport d'électricité (RTE) qui est chargé de la distribution du courant haute tension sur le territoire et de l'équilibre permanent et instantané entre offre et demande, y compris la gestion des échanges physiques avec les services homologues des pays frontaliers.
- la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui est chargée du bon fonctionnement des marchés de l'électricité (et du gaz).
- accessoirement le service « Observation et statistiques » du ministère de l'écologie et de l'énergie qui publie annuellement un bilan de l'énergie.

Ces organismes officiels de surveillance et d'observation sont par définition impartiaux et neutres, et on peut faire confiance aux données chiffrées qu'ils publient.

Les unités suivantes ont été adoptées en règle générale :

- la puissance est exprimée en mégawatts (MW, 10^6 watts) ou en gigawatts (GW, 10^9 watts), qu'il s'agisse de la puissance dite « installée » (ou nominale, ou encore « capacité ») ou de celle qui est effectivement appelée (ou sollicitée) pour produire du courant ;
- la production et la consommation sont exprimées en gigawatts-heure (GWh, 10^9 watts-heure) ou en terawatts-heure (TWh, 10^{12} watts-heure) ;
- on n'a pas utilisé la tonne-équivalent-pétrole (tep) ;

2/ Le facteur de charge.

Rappelons que l'année comporte 8 760 heures. Par conséquent 1 MW de puissance installée ne peut produire annuellement que 8,760 GWh, maximum théorique qui n'est jamais atteint en pratique.

On désigne par « facteur de charge » ¹ (ou « facteur de production » ou encore « taux de disponibilité ») le rapport, que l'on exprime généralement en pourcentage, entre la production effective et la production maximum théorique.

Le facteur de charge varie à tout moment, mais on utilise en général sa valeur moyenne sur une période déterminée : année, fraction d'année, mois ou autres. Pour calculer la production électrique sur une période donnée, il faut commencer par multiplier la puissance installée théorique par le facteur de charge pour obtenir une puissance installée effective ou utile. Par conséquent, le facteur de charge constitue une mesure de performance (et donc de rentabilité).

¹ « Load factor » en anglais.

Le facteur de charge est très différent d'une source d'énergie à l'autre. Il peut être, soit inhérent au type de production et limité par ses performances intrinsèques, soit conditionné par les contraintes qui lui sont imposées pour des raisons techniques ou réglementaires. Définir une source d'énergie par sa seule puissance installée est donc insuffisant voire trompeur, et comparer les puissances installées entre sources d'électricité de natures différentes n'a aucun sens (pas plus que de les additionner).

3/ Capacité et production électrique en France depuis dix ans.

3.1 Evolution depuis dix ans.

Les tableaux ci-dessous récapitulent pour les années 2004 à 2013 et pour les différentes sources d'énergie électrique :

- les puissances installées moyennes de l'année en MW
- les productions annuelles en TWh
- les pourcentages dans la production électrique nationale
- les facteurs de charge exprimés en pourcentages

année	PUISSANCES INSTALLEES MOYENNES (MW)							PRODUCTIONS NETTES DE L'ANNEE (TWh)						
	nucléaire	thermique fossile	hydraulique	éolien	solaire	autres EnR	total	nucléaire	thermique fossile	hydraulique	éolien	solaire	autres EnR	total
2004	63 363	22 342	24 891	306	0	720	111 621	427	54	64	0,6		3,3	549
2005	63 312	21 283	24 835	573	0	850	110 851	430	60	56	1,0		3,3	550
2006	63 260	19 647	24 840	1 127	2	984	109 860	429	54	61	2,3		3,3	549
2007	63 260	19 280	24 855	1 876	6	997	110 273	419	55	63	4,0		3,8	545
2008	63 260	19 268	24 838	2 789	19	970	111 142	418	53	68	5,6		4,1	549
2009	63 195	19 931	24 869	3 951	110	1 008	113 063	390	55	62	7,9	0,1	4,3	519
2010	63 130	21 893	25 003	5 169	534	1 127	116 855	408	59	68	9,7	0,6	5,0	550
2011	63 130	25 485	25 239	6 228	1 722	1 253	123 056	421	52	50	12,1	2,4	5,6	543
2012	63 130	26 621	25 400	7 103	3 072	1 337	126 662	405	48	64	14,9	3,9	5,9	541
2013	63 130	25 514	25 545	7 828	3 954	1 435	127 405	404	45	76	15,9	4,6	6,3	551

année	FACTEURS DE CHARGE (%)							POURCENTAGE DE LA PRODUCTION (%)						
	nucléaire	thermique fossile	hydraulique	éolien	solaire	autres EnR	moyen	nucléaire	thermique fossile	hydraulique	éolien	solaire	autres EnR	total
2004	77%	27%	30%	22%		52%	56%	78%	10%	12%	0,1%	0,0%	0,6%	100%
2005	78%	32%	26%	20%		45%	57%	78%	11%	10%	0,2%	0,0%	0,6%	100%
2006	77%	31%	28%	23%		39%	57%	78%	10%	11%	0,4%	0,0%	0,6%	100%
2007	76%	33%	29%	25%		43%	56%	77%	10%	12%	0,7%	0,0%	0,7%	100%
2008	75%	32%	31%	23%		49%	56%	76%	10%	12%	1,0%	0,0%	0,8%	100%
2009	70%	31%	28%	23%	15%	49%	52%	75%	11%	12%	1,5%	0,0%	0,8%	100%
2010	74%	31%	31%	21%	12%	50%	54%	74%	11%	12%	1,8%	0,1%	0,9%	100%
2011	76%	23%	23%	22%	16%	51%	50%	78%	9%	9%	2,2%	0,4%	1,0%	100%
2012	73%	21%	29%	24%	14%	50%	49%	75%	9%	12%	2,8%	0,7%	1,1%	100%
2013	73%	20%	34%	23%	13%	50%	49%	73%	8%	14%	2,9%	0,8%	1,1%	100%

Notes :

- puissances installées moyennes : (puissance fin année n + puissance fin année n-1) divisé par 2.
- solaire : photovoltaïque.
- autres énergies renouvelables (EnR) : énergie thermique utilisant biomasse, déchets, biogaz etc.
- les totaux des puissances installées ne sont indiquées que pour mémoire.

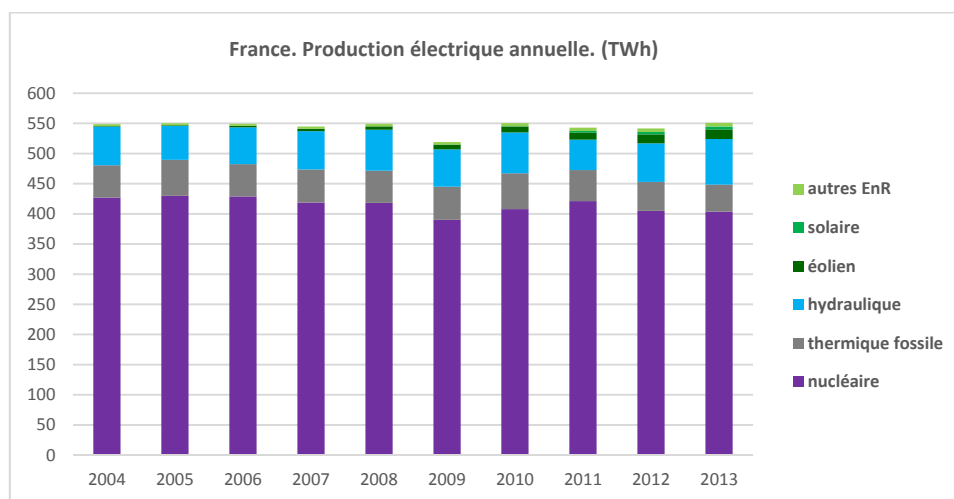
Pour bien comprendre les tableaux, prenons un exemple.

En 2013, on avait en moyenne 7 828 MW d'éolien installé, qui auraient pu théoriquement produire :

$$7\,828\text{ GW} \times 8\,760\text{ h} \times 10^{-6} = 68,6\text{ TWh},$$

Mais qui n'ont produit que 15,9 TWh, soit un facteur de charge de $15,9 / 68,6 = 23\%$.

L'évolution des productions annuelles par sources d'énergies a été représentée sur le graphique ci-après.



3.2 Premières conclusions.

L'examen des tableaux et du graphique permet de tirer un certain nombre d'enseignements utiles pour le présent et l'avenir.

La production électrique, qui est déterminée essentiellement par la demande intérieure, c'est-à-dire la consommation des usagers (ménages, administrations et entreprises), est stable depuis dix ans². Cette stabilité peut s'expliquer par plusieurs causes, parmi lesquelles les économies d'énergie (isolations, appareils à basses consommations etc.), une croissance ralentie, un moindre recours à l'électricité pour le chauffage domestique, la stabilité des températures moyennes, etc. Leur analyse sortirait du cadre de cette note. Rien ne laisse à penser que ces causes puissent changer de façon significative dans l'avenir proche ou moyen. Il en résulte que l'hypothèse d'une consommation intérieure future inchangée par rapport aux dix dernières années peut constituer une base solide de prospective.

Les énergies dites renouvelables, qui ont surtout pris leur essor en début de période, ne représentent encore que moins de 5% de la production, dont moins de 4% pour les énergies intermittentes (éolien et solaire photovoltaïque).

3.3 Les facteurs de charge.

Certains facteurs de charge peuvent être considérés comme inhérents au mode de production :

- Les énergies intermittentes ont la priorité dans l'injection sur le réseau, elles ne sont donc pas bridées. Les facteurs de charge de l'éolien (environ 23%) et du solaire (environ 13%) peuvent donc être considérés comme des maxima en l'état actuel des techniques³, d'autant plus que les parcs, encore relativement jeunes, n'ont pas encore subi l'effet du vieillissement, de l'usure ni des nécessités de remplacement des organes essentiels.
- L'hydraulique (30% à 35% selon les années). Les barrages ne servent pas seulement à produire de l'électricité, mais aussi à d'autres fins, par exemple les soutiens d'étiages. Il faut donc maintenir une réserve d'eau minimale malgré les variations des précipitations. En outre, certaines usines peuvent fonctionner « à

² La baisse momentanée de 2009 peut être expliquée par la crise financière de l'époque.

³ Rappelons qu'à l'heure actuelle les éoliennes sont exclusivement terrestres ; cette situation durera au moins jusqu'en 2020, date à laquelle les premières éoliennes offshore devraient entrer en service. Ces dernières sont généralement créditées d'un facteur de charge supérieur (30% ou plus ?), mais toujours dans l'hypothèse d'une priorité d'accès au réseau.

l'envers » pendant la nuit, c'est-à-dire être réalimentés par des pompages, qui constituent une sorte de stockage indirect de l'électricité.

- Le nucléaire assure la production dite « de base ». Le fonctionnement des réacteurs est pratiquement permanent, en dehors des périodes de rechargement en combustible, d'entretien et de rénovation (le parc est en effet relativement ancien). Le facteur de charge est de l'ordre de 75%. Certains parcs nucléaires étrangers plus récents ont des facteurs de charge supérieurs (jusqu'à 80%).

D'autres facteurs de charge dépendent de circonstances extrinsèques :

-Les centrales thermiques classiques sont sollicitées pour compléter la production de base lors des pointes de consommation. Ces centrales présentent en effet une souplesse de fonctionnement (interruptions aisées et redémarrages rapides) qui leur permet de remédier aux excédents et aux insuffisances momentanées des productions de base liées aux variations de consommation. Leur fonctionnement n'est donc pas permanent, ce qui explique un facteur de charge très inférieur à la production nucléaire.

On constate que leur facteur de charge est passé de 30% à 20% en quelques années. Cette diminution sensible n'a pas pour cause une baisse des performances, mais résulte de la croissance des énergies intermittentes, qui ont la priorité pour l'accès au réseau et dont la production ne peut coïncider que par hasard avec les besoins ⁴. C'est la raison pour laquelle le développement des capacités d'énergies intermittentes a et aura pour conséquence inévitable un développement des capacités thermiques fossiles, car celles-ci peuvent être interrompues en cas de surproduction et redémarrer en urgence en cas de défaillance ⁵. Mais il en résulte tout naturellement des capacités inutilisées, donc un facteur de charge qui se dégrade, et une rentabilité qui peut conduire à la fermeture pure et simple, sauf à subventionner leur maintien.⁶

Globalement, on voit bien d'ailleurs que le facteur de charge moyen de l'ensemble de la production électrique ne cesse de se dégrader depuis cinq ans, ce qui signifie que notre parc de production devient peu à peu de moins en moins efficace et donc de plus en plus coûteux.

4/ Analyse de l'année 2013.

4.1 Détail de la production pour chaque demi-heure de l'année.

Le détail de la production électrique de 2013 au niveau de la demi-heure est fourni par RTE dans sa base annuelle « eCO2mix » ⁷, recensement de la production de chaque type d'énergie électrique pour chacune des 17 520 demi-heures de l'année.

Voici la reproduction de deux lignes courantes prises au hasard de cette base de données ⁸.

Consom mation	Fossiles	Nucléair e	Eolien	Solaire	Hydrauli que	Pompage	EnR thermique	Echanges physiques	Producti on
38 786	2 004	41 150	2 029	0	6 668	-1 780	773	-12 059	38 785
53 905	2 631	42 251	1 033	2 751	8 081	-23	715	-3 537	53 902

⁴ C'est même le contraire puisque le solaire cesse évidemment de produire lors des précoces soirées d'hiver, et l'éolien lors des épisodes d'anticyclones. Les mauvaises langues disent que la propriété des énergies intermittentes est de fournir du courant lorsque l'on n'en a pas besoin, et de faire défaut lors des pointes.

⁵ Les anglo-saxons utilisent le terme de « back-up » que l'on peut traduire par « réserve » ou « sauvegarde ».

⁶ C'est ce qui se passe en Allemagne autant que l'on sache.

⁷ RTE évalue aussi les émissions de CO₂, ce qui n'est qu'un sous-produit de leur base de données.

⁸ Un jour de juillet 2013, respectivement une demi-heure de nuit et de jour, d'où les chiffres très disparates notamment pour la consommation intérieure, le solaire et le pompage.

Les chiffres sont exprimés en MW, puissance appelée pour chaque type de production pendant la demi-heure considérée.

La rubrique « consommation » représente la consommation intérieure française.

La rubrique « production » (qui est pratiquement égale à la « consommation ») est mal nommée : elle correspond en réalité à la production effective, diminuée du pompage et des exportations. Dans cet exemple, les productions effectives ont été respectivement de 52 624 et 57 462 MW, donc supérieures aux besoins intérieurs, et la France a exporté son électricité momentanément excédentaire.

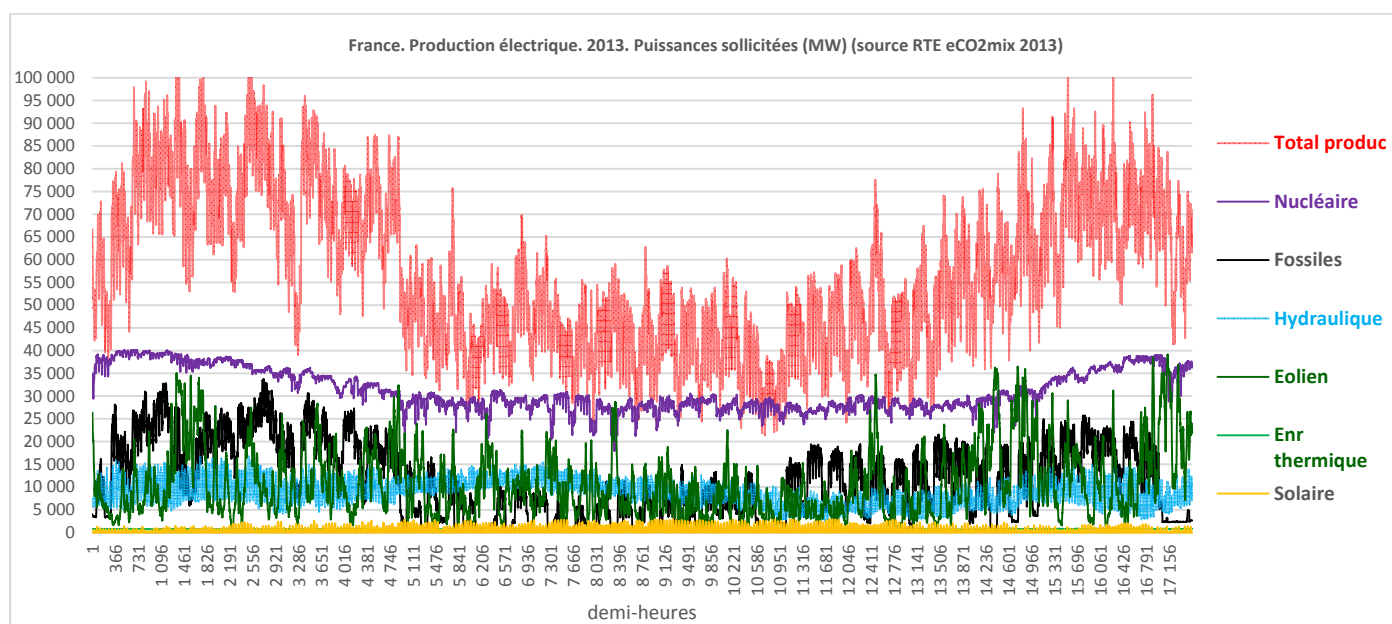
4.2 Production et consommation annuelles.

Pour obtenir la production et la consommation de l'année en TWh, il suffit de faire le total des 17 520 lignes, de diviser par 2 puisqu'il s'agit de demi-heures, puis par 10^6 pour la conversion d'unités.

On retrouve ainsi approximativement les chiffres du tableau récapitulatif (approximativement car il y a quelques petites différences avec les bilans définitifs). Soit en TWh :

Production totale :	549 TWh
Consommation intérieure :	492 TWh
Pompages :	7 TWh
Exportations nettes :	49 TWh

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution de la production sur l'ensemble de l'année.



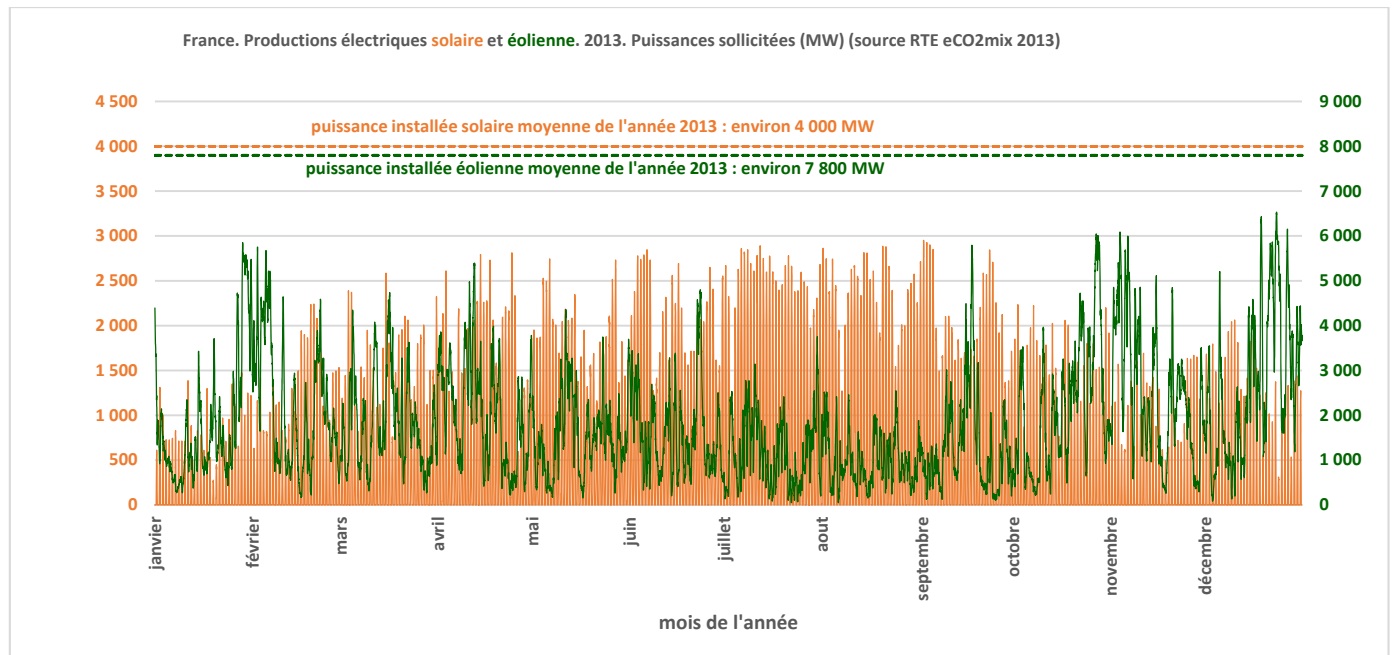
Ce graphique est plein d'enseignements. On voit que la production peut varier de 20 000 à 100 000 MW, avec évidemment des maxima en période hivernale. Le creux extrême correspond à la période du 15 août.

On voit aussi comment le thermique fossile fait face structurellement aux pics de consommation, supplée à l'absence d'éolien et s'efface devant lui. On comprend que ces sollicitations de plus en plus erratiques posent des problèmes techniques et financiers.

Enfin, le solaire est pratiquement inexistant, et ne fournit du courant en quantité significative qu'en période de basse consommation estivale.

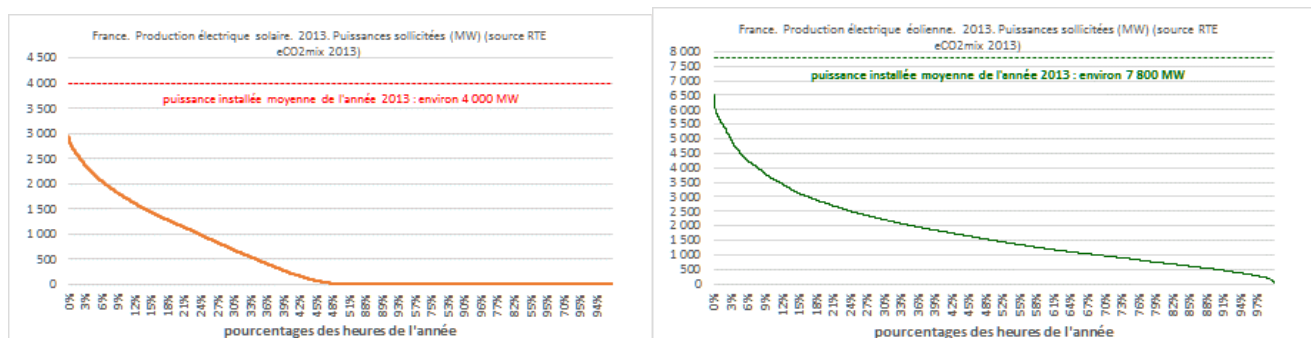
4.3 Production des énergies intermittentes sur l'année.

On s'intéresse maintenant de plus près aux énergies intermittentes. Voici la chronique de l'année 2013, présentée de la même façon que précédemment mais avec des échelles différentes, et complétée (lignes en tiretés) par les capacités installées moyennes de l'année :



La production maximum de l'année correspond à 70 % de la capacité nominale pour le solaire et 80% pour l'éolien (ce sont les maxima des facteurs de charge horaires), ceci pendant quelques jours par an seulement.

On peut aussi tracer les « monotones » de la production de ces deux sources d'énergie, en d'autres termes les courbes des productions horaires classées par ordre d'importance.



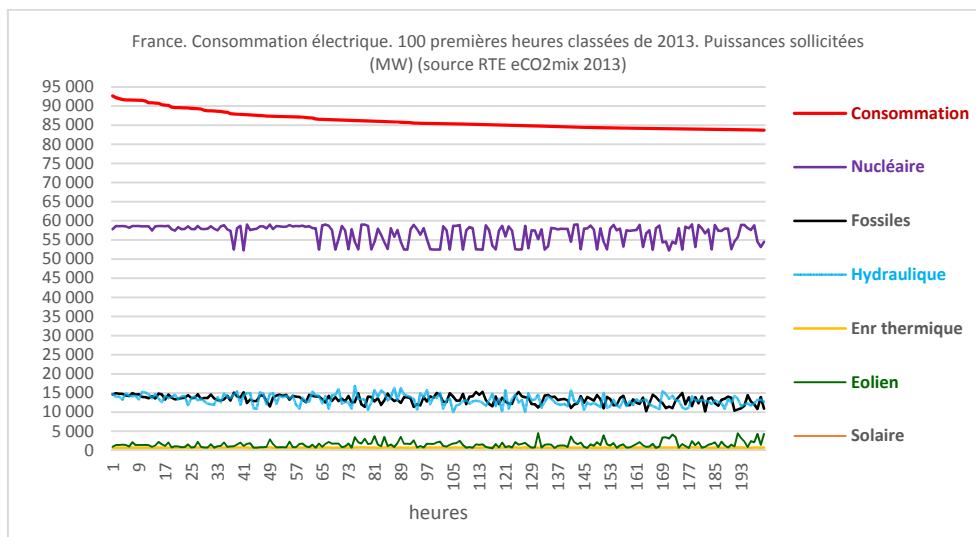
On constate que les courbes décroissent très rapidement : ainsi, un examen sommaire montre que pendant 95% du temps soit 345 jours par an sur 365, la puissance disponible n'atteint pas la moitié de la puissance installée. Et bien entendu, le solaire ne produit rien pendant la moitié du temps. C'est ce qui explique leurs très faibles facteurs de charge.

En définitive, l'éolien, quoique les parcs soient répartis sur l'ensemble du territoire, apparaît comme totalement aléatoire et imprévisible, et donc rebelle à toute prévision et à toute programmation a priori. Le solaire comporte une signature plus saisonnière donc un peu plus prévisible, mais il est également aléatoire et on peut même dire qu'il produit à contretemps.

4.4 Les pointes de consommation.

Si dans le courant de l'année, la production peut généralement faire face à la consommation, il existe des périodes critiques que sont les pointes ou pics de consommation. Comme on l'a vu, ces pointes adviennent lors de la période hivernale. Elles sont généralement observées en soirée. On considérera ici les 100 heures (200 demi-heures) les plus chargées de l'année⁹.

Le graphique ci-dessous retrace le « monotone » de la consommation (demi-heures classées par ordre de consommation), ainsi que la contribution des différentes sources d'énergie pendant ces cent heures « critiques ».



La contribution des différentes énergies pendant ces cent heures a été la suivante :

- nucléaire : 66%
- thermique fossile : 15,5%
- hydraulique : 15,5%
- Eolien : 1,8%
- Solaire : 0,4%

Les énergies intermittentes ont été pratiquement inexistantes.

Pendant la moitié des cent heures, nous avons dû importer de l'électricité. Pendant l'autre moitié, nous avons pu exporter nos excédents. En fin de compte, le bilan des MW achetés ou vendus a été équilibré.

Pourquoi s'intéresser aux 100 heures les plus chargées, qui ne représentent que peu de chose au regard des 8 760 heures de l'année et qui « consomment » une importante puissance de pointe ? La raison est simple : en 2013 (année qui n'est qu'un exemple) ces 100 heures se sont réparties sur 21 journées de janvier et février. Il serait inimaginable dans un pays développé comme le nôtre que l'on programme à l'avance un défaut d'alimentation électrique 21 jours de l'année, ne serait-ce qu'une heure dans la journée, et ceci au moment où les usagers en ont le plus besoin.

Dans la plupart des pays d'Europe, les gestionnaires de réseaux considèrent comme inacceptable des défaillances structurelles. Et même les défaillances accidentelles dues à des causes totalement imprévisibles doivent pouvoir être évitées si la réserve de puissance installée est suffisante.

⁹ Dans le domaine routier interurbain, les infrastructures sont dimensionnées traditionnellement pour la trentième heure de l'année, c'est-à-dire que l'on tolère trente heures de grave perturbation de circulation.

5/ Les aspects financiers.

5.1 Les obligations d'achat.

Pour soutenir les énergies dites renouvelables et notamment intermittentes, qui ne sont structurellement pas rentables, l'Etat oblige EDF à acheter le courant électrique aux opérateurs - qui rappelons-le ont la priorité pour l'alimentation du réseau - en vertu de contrats conclus en règle générale pour des durées de quinze à vingt ans.

Les prix de rachat sont très supérieurs au prix moyen auquel se font les échanges d'électricité sur le marché européen, soit actuellement environ 45 €/MWh ¹⁰.

A titre d'ordres de grandeur et en valeur actuelle :

- solaire photovoltaïque : moyenne des contrats actuels, environ 480 €/MWh ; derniers appels d'offres, environ 200 €/MWh
- éolien terrestre : environ 90 €/MWh
- éolien offshore : selon les derniers contrats, environ 190 €/MWh

Les énergies intermittentes sont donc payées aux producteurs entre 2 et 10 fois le prix moyen du marché.

Ces obligations d'achat s'appliquent aussi à d'autres sources d'énergie non classiques, comme la cogénération au gaz (prix de rachat environ 140 €/MWh), les énergies utilisant la biomasse, le biogaz et l'incinération des déchets (prix de rachat 50 à 130 €/MWh) ainsi qu'à la « petite hydraulique » (prix de rachat moyen environ 70 €/MWh).

5.2 La contribution au service public de l'électricité.

En 2013, la France a produit l'électricité hors taxes la moins chère d'Europe ¹¹, grâce à ses deux sources d'énergie principales qui sont à maturité et qui sont peu ou pas tributaires des cours mondiaux de matières premières d'importations : le nucléaire et l'hydraulique.

Mais depuis 2002, au tarif « normal » de l'électricité s'est ajoutée une taxe intitulée « contribution au service public de l'électricité » (CSPE), qui est destinée à compenser des dépenses mises à la charge d'EDF :

- les tarifs réduits sociaux dits « tarifs de première nécessité » (TPN) pour les personnes « en précarité énergétique » (c'est-à-dire qui ont des difficultés à payer leur électricité), soient plus de 1,6 millions de foyers en 2013, effectif en forte augmentation ;
- les charges d'approvisionnement des « zones non interconnectées » (ou ZNI : Corse, îles, DOM) ¹² ;
- les subventions à la cogénération électricité-chaleur (en baisse du fait de l'expiration des contrats les plus anciens) et aux énergies issues de la combustion de biomasse ou de déchets ;
- et surtout depuis 2010 les subventions aux énergies intermittentes sous forme d'obligations d'achat par EDF, qui représentent actuellement 60% de la CSPE, en forte hausse.

¹⁰ Il s'agit là d'un prix moyen ; en effet, les cours d'achat varient continuellement en fonction de l'offre et de la demande ; ils peuvent même devenir négatifs en cas de surproduction momentanée dans un des pays interconnectés.

¹¹ Exception faite de la Bulgarie et de la Roumanie.

¹² Le coût de production dans les ZNI est environ 5 fois plus cher qu'en métropole, alors que le prix payé par les usagers est le même en vertu de la continuité territoriale ou de la péréquation.

La CSPE, d'abord modeste, puis régulièrement et fortement croissante, est retracée dans tableau ci-dessous (tarif pour un particulier dont la consommation est moyenne (sans chauffage électrique), exprimé en €/ MWh, hors autres taxes et hors TVA).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
tarif de base	77,0	77,0	77,0	77,8	78,0	78,0	79,0	80,0	79,8	80,0	82,0	84,0	88,3
CSPE	3,0	3,3	4,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	8,2	9,8	13,5	16,5
tarif public	80,0	80,3	81,3	82,3	82,5	82,5	83,5	84,5	84,3	88,2	91,8	97,5	104,8
majoration	4%	4%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	10%	12%	16%	19%

Le poste « CSPE » figure explicitement sur la facture bimestrielle EDF. Actuellement, la CSPE majore donc de 19% le prix de l'électricité (contre 6% jusqu'en 2010). Si le développement des énergies intermittentes se poursuit ce qui sera le cas, la CSPE devrait encore augmenter de façon importante, et avec elle le prix de l'électricité ¹³.

C'est le CRE qui calcule chaque année les besoins en CSPE et propose au gouvernement la majoration du tarif de l'électricité nécessaire pour compenser les charges. Mais le gouvernement, pour des raisons politiques, ne respecte pas les recommandations du CRE, et accumule donc une dette à l'égard d'EDF, dette qu'il faudra acquitter un jour, soit par une majoration encore plus forte du prix de l'électricité, soit par l'impôt. Le CRE évalue cette dette à 3,5 milliards d'euros fin 2012.

A titre indicatif, la majoration pour 2014 aurait dû être selon le CRE de 22,50 €/MWh au lieu de 16,5 €/MWh (ce qui aurait déterminé une majoration de 25% du tarif).

5.3 Montant total des charges de service public de l'électricité.

Le CRE, dans un rapport daté octobre 2014, a récapitulé les montants totaux que les charges de service public répercutées sur le CSPE ont représenté sur la totalité de la période 2002-2013. Ces chiffres sont les suivants.

-Obligations d'achats hors ZNI (milliards d'euros)

cogénération	hydraulique	solaire	éolien	bio masse	biogaz	déchets	divers	total
9,2	0,9	4,7	2,7	0,3	0,3	0,2	0,5	18,8

La proportion élevée de la cogénération pour cette période (9,2 milliards sur 18,8) s'explique par le fait que les subventions à cette source d'énergie existent depuis plus de quinze ans, contrairement aux énergies intermittentes, qui sont plus récentes. Celles-ci vont naturellement prendre de plus en plus d'importance dans la CSPE au fil des années.

-Péréquation et obligations d'achats ZNI : 9,6 milliards d'euros

-Tarifs de première nécessité : 0,9 milliards d'euros

Soit un total de plus de 28 milliards d'euros sur les 12 années, mais avec une rapide montée en puissance : la CSPE a ainsi été de 5,1 milliards d'euros en 2013 et sera probablement de 5,7 milliards d'euros en 2014.

Pour la période 2014-2025, le CRE, moyennant un certain nombre d'hypothèses ¹⁴, prévoit une charge passant de 5,7 à plus de 10 milliards d'euros par an, soit une charge totale cumulée de l'ordre de 100 milliards d'euros sur la période, dont environ 60 milliards pour les énergies intermittentes.

¹³ Ceci d'autant plus que le nombre de bénéficiaires des tarifs électriques « sociaux » ne cesse d'augmenter, notamment en raison de la hausse des prix. Le CRE estime que le nombre de foyers bénéficiaires pourrait atteindre 4 millions.

¹⁴ Qui sont pourtant en-deçà des préconisations de la future loi de transition énergétique, autant qu'on sache.