



La production d'électricité photovoltaïque de la France

(10 Aout 2014)

Frédéric Livet

SIMaP, UMR CNRS 5266, INPG-UJF, BP 75 38402-St Martin d'Hères, France

e-mail:frederic.livet@simap.grenoble-inp.fr

Résumé

La puissance nominale des installations photovoltaïques (PV) en France a atteint fin 2013 4.33GW, valeur proche donc de ce qui était inscrit dans "loi Grenelle" (5.4GW en 2020). Après un moratoire rendu nécessaire par l'effet d'aubaine créé par des tarifs trop avantageux¹, on observe autour de 200MW de nouvelles connexions par trimestre. A partir des publications de RTE (gestionnaire du réseau de transport de l'électricité)² et des compilations des séries de RTE opérées par Jean-Paul Hulot à partir de eCO2mix³ telles que stockées sur le site de PF Bach⁴, on étudie les caractéristiques de la production électrique PV (photovoltaïque) de la France. D'abord, le facteur de charge s'avère modeste (4.6TWh produits pour 4GW installés sur la moyenne de l'année 2013 soit 13% ou 1150 heures équivalentes pleine puissance). On montre le caractère extrêmement intermittent du PV, que ce soit en fonction des heures de la journée, d'un jour sur l'autre (nébulosité) et en fonction des saisons. On montre qu'il n'y a en aucune manière de "foisonnement" de la production PV, même au niveau de l'Europe. On discute brièvement les ordres de grandeur qui seraient nécessaires et les possibilités présentes de stockage ou d'autoconsommation.

1

http://www.cgeiet.economie.gouv.fr/Rapports/2010_07_31_1_Rapport_Regulation_et_developpement_filiere_photovoltaique_en_france.pdf

2

Notamment (référence "RTE"):

http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/EnR/Panorama_des_energies_renouvelables_1er_semestre_2013.pdf

3

<http://www.sauvonsleclimat.org/graphiques-par-filieres-de-la-production-electrique-francaise-donnees-eco2mix/35-fparticules/1283-graphiques-par-filieres-de-la-production-electrique-francaise-donnees-eco2mix.html>

4

<http://pfbach.dk/> voir "international time series"

Une rapide augmentation

La figure 1 ⁵ résume bien l'évolution du parc: une expansion très rapide après "Grenelle" en 2010-2011, due à des tarifs très favorables d'achat de l'électricité PV, suivie par un moratoire, expliqué dans le rapport Charpin ⁶ et enfin par la négociation avec les professionnels du lobby PV⁷, aboutissant à de nouveaux tarifs, prenant en compte la diminution des prix des installations et évitant que l'effet d'aubaine observé aboutisse à des surcoûts excessifs.

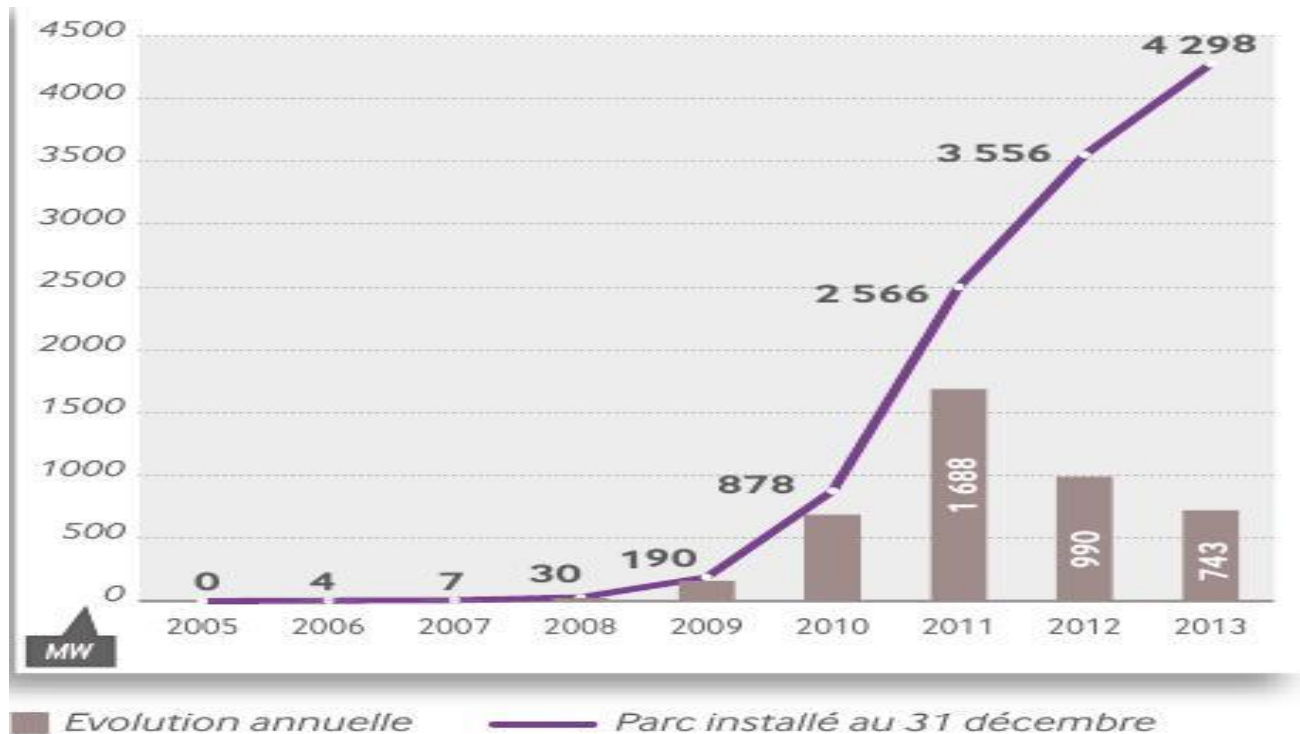


Figure 1 : Puissance PV installée par année et puissance cumulée (d'après RTE)

Le tarif était particulièrement avantageux. Par exemple, la formule "installations de toitures" étendue à toutes puissances permettait en 2009 de vendre l'électricité au tarif de 601.2€/MWh (tarif dix fois supérieur aux productions industrielles), et on avait assisté avant le moratoire (rapport Charpin, p. 11-13) à une explosion de hangars agricoles destinés à tirer profit de cette manne. Cet investissement spéculatif représentait alors 3.8GW de demandes de raccordement, soit 80% du total de la puissance en files d'attente. Ce même rapport estimait à 800M€ en 2010 la contribution du PV au déficit de la balance commerciale. Pour 2013, le subventionnement de l'électricité renouvelable a été estimé par la CRE autour de 4G€⁸, dont 2.1G€ pour le PV (prix du MWh PV moyen estimé pour 2014 par la CRE de 419€/MWh). Ce subventionnement augmente de 100M€/an, et les contrats passés courent sur 20 ans. Ce subventionnement est normalement à la charge des consommateurs, via la CSPE ("Contribution au Service Public de l'Electricité"), et la CRE a estimé que cela conduirait à une augmentation du tarif électricité de 22.5€/MWh en début 2014. Le gouvernement a

⁵

http://www.rtefrance.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/bilan_electrique_2013.PDF

⁶

http://www.cgeiet.economie.gouv.fr/Rapports/2010_07_31_1_Rapport_Regulation_et_developpement_filiere_photovoltaique_en_france.pdf

⁷

http://www.cgeiet.economie.gouv.fr/Rapports/2011_02_21_20110217_concertation_photovoltaique.pdf

⁸

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000028399368>

limité cette contribution à 16,5€/MWh au début 2014 et, en toute illégalité, ne répercute pas la hausse de 3.7% qui lui est imposée par le Conseil d'Etat pour indemniser EDF. EDF est donc amené à s'endetter pour continuer à acheter à un prix élevé l'électricité renouvelable. Cette politique de non facturation du surcoût des renouvelables a abouti en Espagne à une dette de 26G€, avec un quasi arrêt des subventions aux renouvelables et aussi des nouveaux projets (l'emploi dans le PV y a chuté de 70000 en 2009 à moins de 20000).

Les tarifs aujourd'hui pratiqués ont une structure complexe. Le tarif "intégré au bâti" (0-9KWc) reste très élevé: 285€/MWh en début 2014. Les projets de plus grande taille ont des tarifs d'obligation d'achat beaucoup moins intéressants et sont maintenant essentiellement sélectionnés par Appel d'Offres (AO) et avis de la CRE. En 2013, le prix de l'électricité dans les divers AO a varié entre 150 et 200€/MWh. Ces coûts pour l'énergie PV "brute" restent beaucoup plus élevés que ceux du marché de gros de l'électricité produite industriellement (autour de 50-60€/MWh), alors qu'ils sont injectés de la même manière et en priorité sur le réseau de RTE. A cela se rajoutent les problèmes liés à son intermittence, qui sont discutés plus loin.

Quelle production pour la puissance installée?

Pays, région	Puissance installée (GW, moy. année)	Production (TWh)	Heures equiv. heures/an	Facteur de charge
France 2013	3.95	4.6	1163	13%
Allemagne 2013	34.	29.	851	9.6%
Espagne 2012	4.8	8.2	1708	19%
Italie 2013	17.	19.4	1141	12.9%
PACA	0.61	0.811	1330	15%
Midi-Pyr.	0.45	0.521	1158	14%
Aquitaine	0.44	0.533	1211	14%
Languedoc-Rouss.	0.4	0.460	1150	13%
Rhône-Alpes	0.28	0.294	1050	12%
Pays-Loire	0.27	0.311	1152	13%
Poitou-Charentes	0.176	0.217	1233	14%
Lorraine	0.175	0.202	1154	13%
Auvergne	0.15	0.178	1187	14%
Centre	0.14	0.166	1186	14%
Bretagne	0.135	0.153	1133	13%
Bourgogne	0.11	0.119	1082	12%
Alsace	0.105	0.113	1076	12%
Corse	0.09	0.113	1256	14%
Champ.-Ardennes	0.08	0.082	1025	12%
Limousin	0.075	0.079	1053	12%
Nord-P.d.C.	0.074	0.076	1027	12%
Ile de France	0.06	0.058	967	11%
Basse-Norm.	0.05	0.045	900	10%
Haute-Norm.	0.04	0.047	1175	13%
Franche-Comté	0.03	0.031	1033	12%
Picardie	0.03	0.03	1000	11%

Tableau 1: Performances des installations PV dans divers pays ou régions.

Avec le recul et l'expérience de plusieurs années dans diverses régions de l'Europe, il est possible de détailler assez finement la production du PV installé. On donne en général la production annuelle (en TWh) et le nombre d'heures équivalentes de production à la puissance nominale. Le facteur de charge est le rapport du nombre d'heures équivalentes aux 8760 heures de l'année. On résume les résultats sur le tableau 1. Dans le cas de la France, on a utilisé les séries homogènes de RTE⁹. Pour les autres pays, on trouve pas mal de variations suivant les sources. Si le facteur de

⁹ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/EnR/Panorama_des_energies_renouvelables_1er_semestre_2013.pdf, p. 32 et 41

charge allemand est bien établi (et fort bas), celui de la France mériterait d'être vérifié sur plusieurs années. Celui de l'Italie paraît un peu bas, mais bien documenté¹⁰. Celui de l'Espagne pose problème. Certains sites donnent même plus de 1800 heures/an de pleine puissance¹¹. Certes le sud de l'Espagne est quasi désertique, mais il convient de rappeler qu'il avait été observé que des installations fournissaient de l'électricité PV la nuit¹²! Cela, accompagné d'un fréquent équipement de pompes diesels pour l'irrigation que l'on peut détourner pour produire de l'électricité vendue comme "PV", laisse supposer des fraudes qui devraient être suffisamment massives pour arriver à de telles performances.

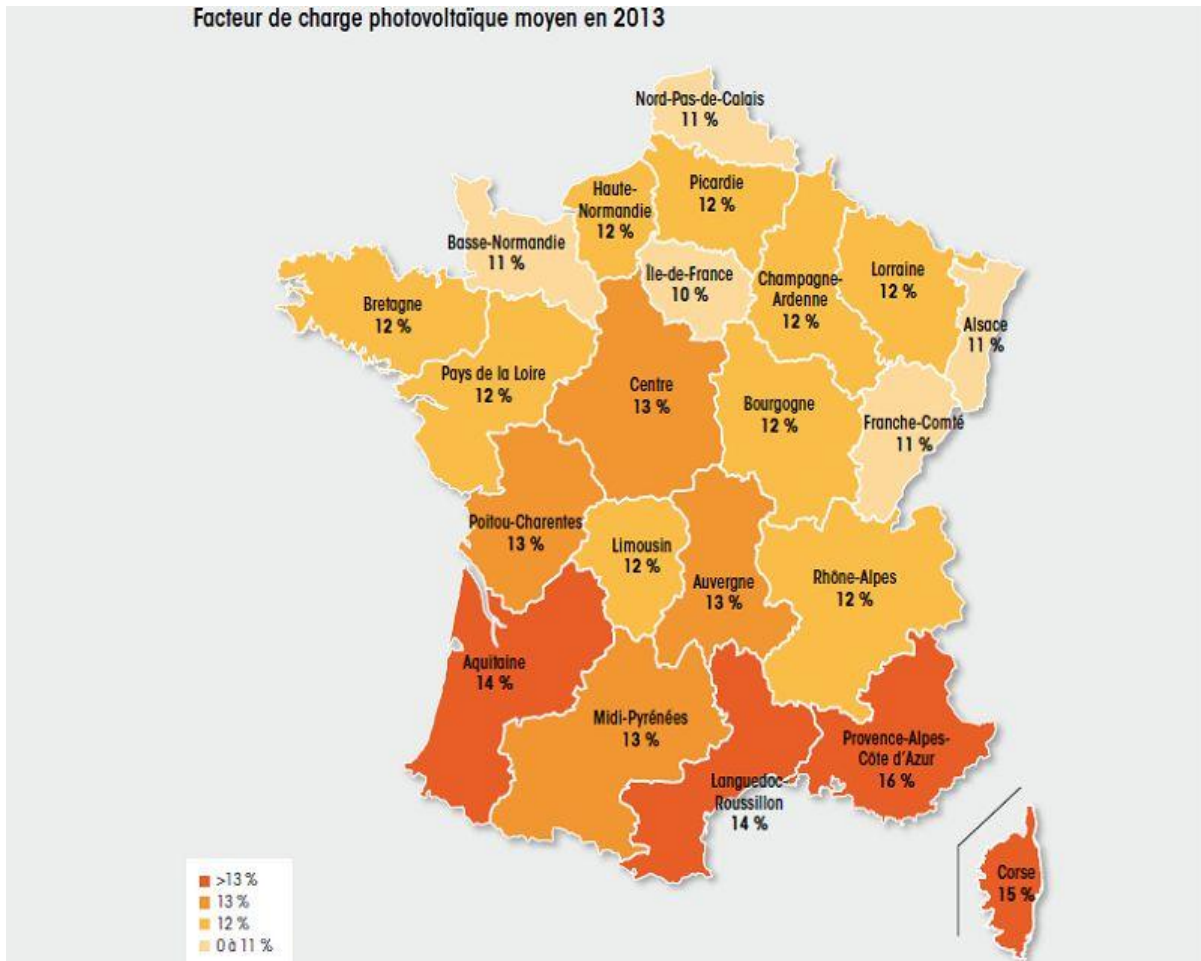


Figure 2: Carte régionale des facteurs de charge (d'après RTE)

En France, cette production reste marginale (moins de 1% en moyenne) mais on peut remarquer que le facteur de charge n'est jamais très élevé, même dans les régions bien ensoleillées. La figure 2 (tirée du papier de RTE) détaille à peu près les facteurs de charge observés, avec quelques différences par rapport aux estimations ci-dessus, mais il y a de toutes façons une certaine variabilité d'une année sur l'autre en la matière.

10 http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_Italy

11 http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_Spain

12 http://www.lesechos.fr/14/04/2010/LesEchos/20656-073-ECH_en-espagne--les-panneaux-solaires-produisent-meme-la-nuit.htm

Intermittence du PV en France

Le PV accumule trois principaux facteurs d'intermittence, qui le rendent partout d'utilisation difficile comme source importante de production électrique: intermittence due aux alternances jour/nuit, intermittence saisonnière, et intermittence jour après jour due aux nébulosités variables. Ces intermittences sont caractéristiques du PV, mais les deux dernières sont particulièrement fortes dans les pays tempérés: fréquentes périodes nuageuses et saisons accentuées. Pour avoir un aperçu, il suffit de tracer l'histogramme des puissances observées, comme sur la figure 3. Sur une heure, compte tenu de l'interconnexion, la puissance varie peu (quand même +/-500MW en une heure en été). On constate que la puissance dépasse rarement 2GW (pour 3.2GW de puissance installée en 2012) et que les performances sont très étalées. Bien sûr, plus de la moitié du temps, on n'a rien: il fait nuit!

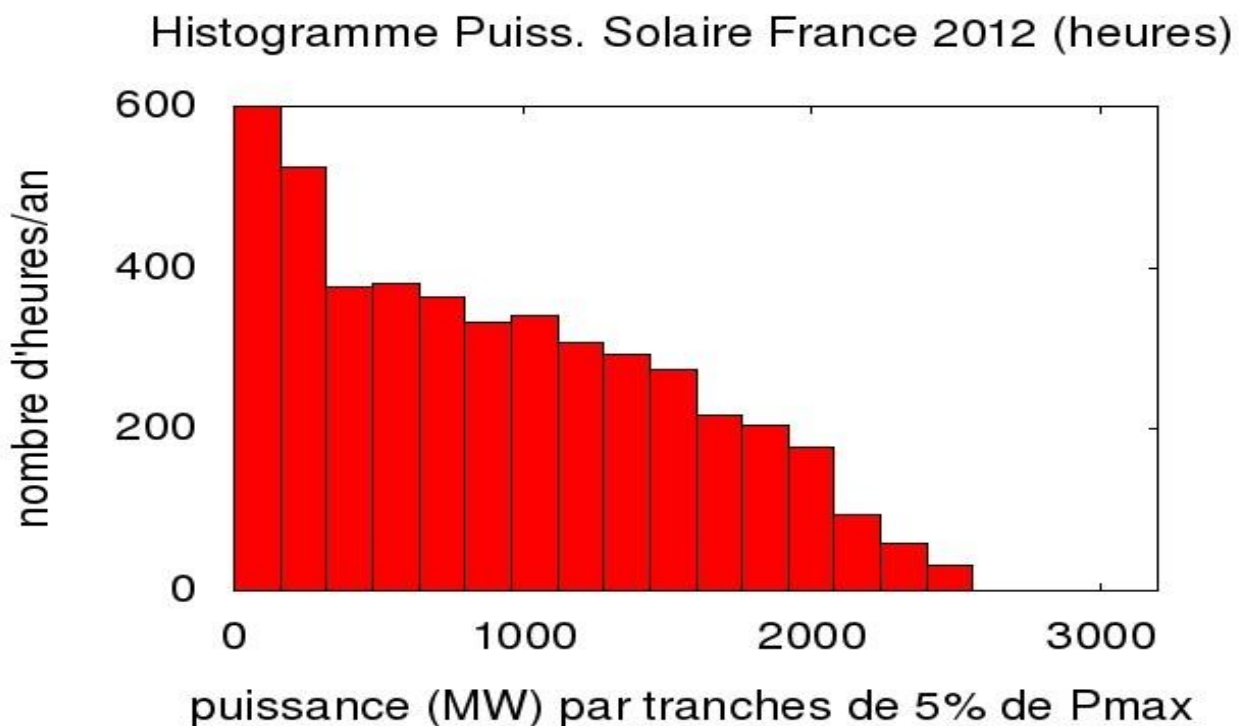


Figure 3: Histogramme des puissances observées en 2012. Les tranches ici sont par pas de 5% de la puissance maximale (3.2MW)

1-Intermittence jour/nuit

La figure 4 montre bien cette relativement brève période du jour où le PV produit. On a fait des moyennes mensuelles avec les résultats de 2012. Le lever/coucher du soleil s'accompagne en été d'une montée en puissance moyenne à l'échelle du pays de 500MW en une heure, ce qui, pour l'instant, ne pose pas grand problème. On sait moduler la puissance des centrales thermiques dans ces plages, bien que cela puisse être aux dépens du rendement de ces centrales et de leur usure.

2-Intermittence suivant les saisons

On a représenté aussi sur la figure 4 la moyenne classée pour divers mois de l'année 2012, qui montre aussi la variation saisonnière. Evidemment, un minimum est observé en hiver et un

maximum en été. On voit aussi le décalage horaire dû à l'heure d'été. Cette modulation saisonnière s'observe aussi si on représente les variations de la puissance quotidienne toute l'année, comme sur la figure 5

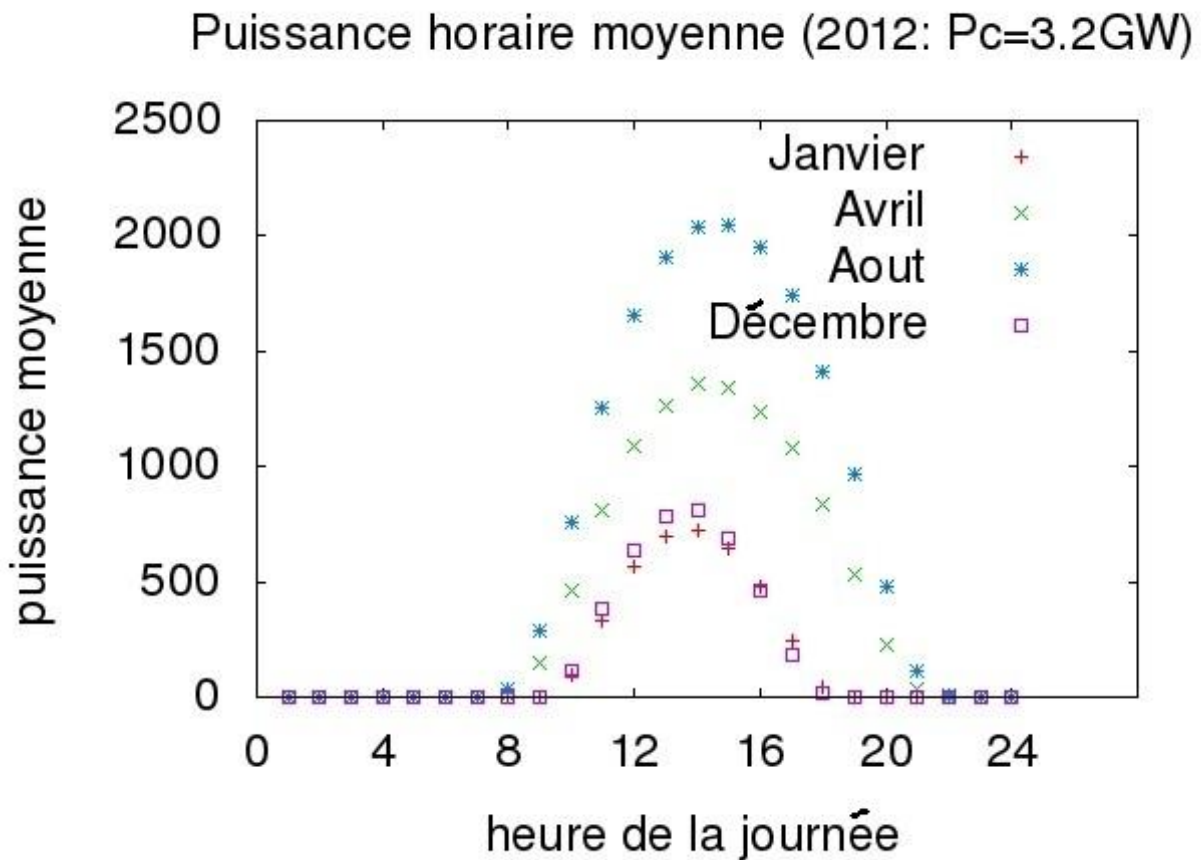


Figure 4: variations quotidiennes des puissances en fonction de l'heure du jour, et différences suivant le mois de l'année

La figure 5 donne aussi une estimation de la variabilité saisonnière de 2012 moyenne. On a représenté celle-ci par une fonction sinusoïdale simple qui donne une bonne approximation et qui permet de discuter cette intermittence saisonnière.

Cette fonction s'écrit (pour 2012, année bissextile avec 366 jours):

$$f(t)=431+251*\cos(2*\pi(t-186)/366)=431*g(t), \quad g(t)=1+0.58*\cos(2*\pi(t-186)/366)$$

où t est en jours de l'année et 431 et 251 sont en MW. Cela a pour conséquence qu'au maximum de l'année (Juillet 2012) on a produit en moyenne autour de 682MW (soient 16.4GWh par jour) et au minimum (Janvier 2012) autour de 180MW (soient 4.32GWh par jour). La variabilité saisonnière (estimation du rapport entre les productions moyennes au solstice d'hiver et au solstice d'été) a donc une amplitude de 3.8. Pour 2013, on obtient des amplitudes semblables:

$$f(t)=504+284*\cos(2*\pi(t-189)/365)=504*g(t), \quad g(t)=1+0.56*\cos(2*\pi(t-189)/365)$$

L'amplitude été/hiver est un effet de la latitude et cette amplitude atteint presque 5 dans un pays comme l'Allemagne. Son origine est probablement plus à rechercher dans le climat (nuages..) que directement dans les angles d'exposition liés à la latitude.

3-Intermittence due à la météorologie

Liée au caractère tempéré de nos régions, on voit sur la figure 5 aussi une forte variation d'un jour à l'autre due à la nébulosité. Celle-ci a un effet très marqué, contrairement à l'opinion largement répandue que celle-ci affecterait uniquement les installations du solaire thermique à concentration. Pour la mettre en évidence, on a corrigé les résultats de la figure 5 de l'effet saisonnier (en divisant la production par la fonction $g(t)$) et on a tracé les résultats corrigés sur la figure 6.

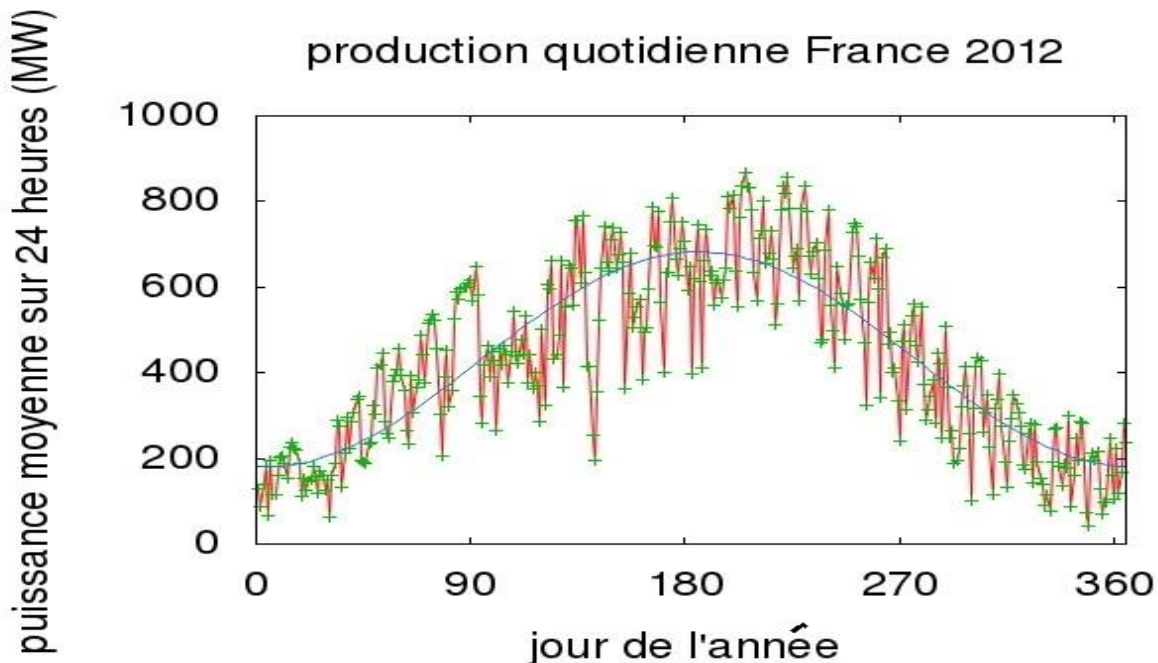


Figure 5: Puissance moyenne quotidienne en 2012 et estimation de la variabilité saisonnière

L'intermittence liée aux aléas de l'ensoleillement est en général plus forte dans les régions septentrionales: alternances de périodes de beau/mauvais temps. Si on ne tient pas compte des variations saisonnières (figure 6), la racine carrée de la variance donne une estimation des variations de la puissance moyenne d'un jour à l'autre (fluctuations aléatoires estimées par leur écart-type à 121MW d'après les résultats de la figure 6 pour 2012, et à 163MW pour 2013). L'effet de ces variations est accru si on prend en compte la persistance des périodes de bon/mauvais temps. Cette persistance est montrée sur la figure 7, où on a représenté les corrélations temporelles (normalisés) de la production corrigée des variations saisonnières. On a des estimations de la fonction d'autocorrélation $h(t)$ en fonction du temps t , exprimé en jours. Ces résultats sont peu précis, mais la figure montre les résultats d'un ajustement à des exponentielles décroissantes ($h(t)=\exp(-t/T)$): $T \approx 1.5$ jours en 2012 et $T \approx 2$ jours en 2013) Cela veut dire qu'en cas de beau/mauvais temps, celui-ci a une durée moyenne τ de l'ordre de $1+2\sum h(t)$ (exprimé en jours) et conduit à amplifier sur la durée les fluctuations aléatoires observées sur la figure 6 de ce facteur τ . A partir de la figure 7, on estime $\tau \sim 4$ jours. Cette durée de l'ordre de 4 jours des périodes de beau/mauvais temps s'observe assez bien d'une inspection visuelle détaillée de la figure 6. Elle s'avère être une caractéristique du climat de notre pays, et elle est aussi observée pour la production éolienne.

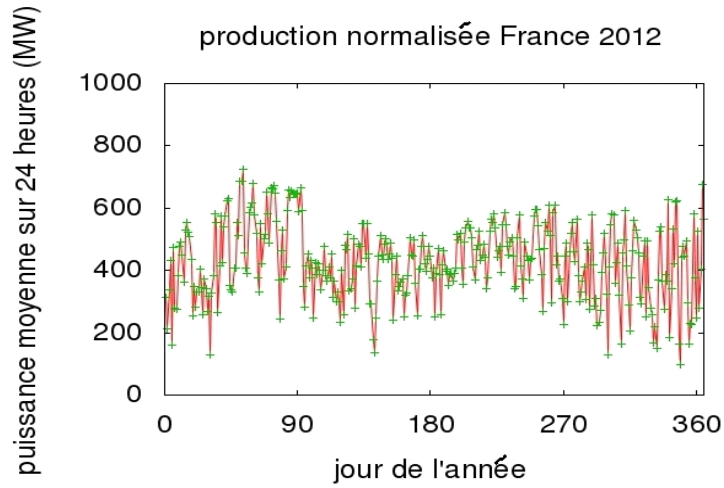


Figure 6: Les aléas de la production PV une fois corrigés les variations saisonnières

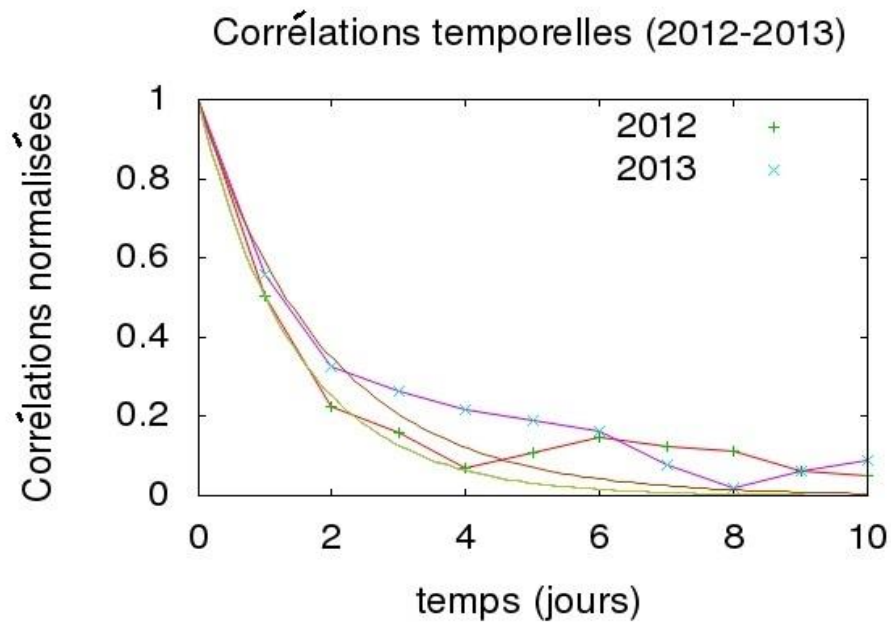


Figure 7: Persistance des périodes de nébulosité telles qu'observées à partir des variations de puissance photovoltaïque corrigées des variations saisonnières. Les ajustements avec des exponentielles décroissantes montrent des temps caractéristiques de 1.5 à 2 jours

Quelles solutions à cette intermittence?

Actuellement, la production PV reste marginale (1% de la production française), et son apparition, même dans un mois favorable ne dépasse guère l'épaisseur du trait. Comme suggéré sur la figure 2, la puissance instantanée dépasse rarement 2.5GW, et une modulation des puissances des centrales thermiques, voire des barrages, répond aisément à ces variations. Remarquons que le prix du PV "brut", dans un calcul financier classique, est pour de grandes installations autour de 150€/MWh¹³ et que le PV, puisqu'il a de par la loi priorité sur le réseau, peut venir en place d'une production nucléaire 3 fois moins chère.

Cependant, dans la perspective de l'augmentation de la part des renouvelables, il faut envisager des solutions pour gérer ce problème. Si on entend limiter le recours à des centrales à combustibles fossiles émettant du CO₂, on peut envisager en France d'augmenter la modulation de la puissance des centrales nucléaires. Mais cela risque de fortement augmenter le prix de leur électricité dans la mesure où les centrales nucléaires étant très intensives en capital, elles tirent leur rentabilité d'un fort taux d'utilisation. En outre, cela ne servira pas l'objectif souvent visé: comme la contribution renouvelables peut être quasiment nulle, il n'est même pas possible de fermer définitivement des centrales car elles seraient nécessaires au "backup" des renouvelables, à moins de remplacer des centrales nucléaires par des centrales à combustibles fossiles. En Allemagne, où la production PV l'hiver est extrêmement faible, on espère pouvoir la compenser par la plus forte production éolienne en saison froide. Mais même alors, la production éolienne peut être négligeable. Cela atténue les variations saisonnières, mais ne résout en aucun cas l'intermittence de ces deux sources d'électricité renouvelables. Pour pallier ce problème, on envisage d'habitude deux méthodes: interconnecter pour mutualiser par "foisonnement" les productions aléatoires, ou stocker l'électricité sous une autre forme pour la restituer plus tard.

1-Foisonnement par interconnexions?

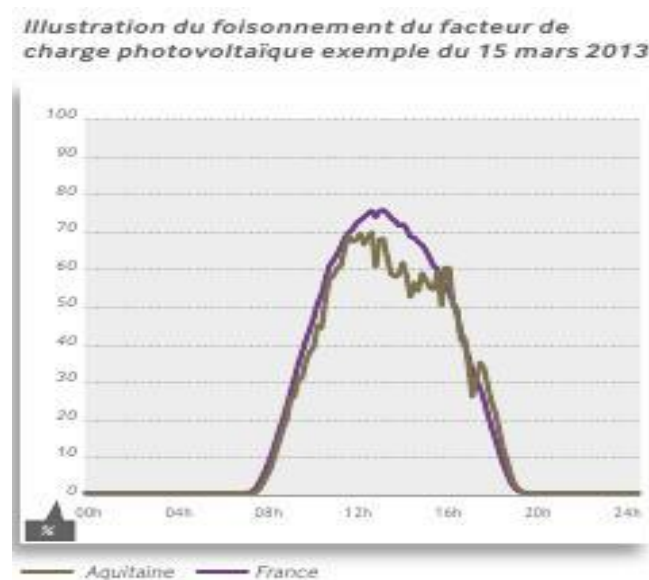


Figure 8: RTE montre que ses interconnexions sont (in)efficaces!

On trouve dans les documents de RTE ¹⁴une figure qui montre le caractère dérisoire du

13 Rapport CRE (Avril 2014): "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque", p.31 et suivantes

14

http://www.rtefrance.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/bilan_electrique_2013.PDF

foisonnement de l'électricité PV en France. La figure 8 est censée montrer les performances de l'interconnexion au niveau national assurée par RTE quant aux passages nuageux affectant la Région Aquitaine. On voit que cette interconnexion "lisse" les passages locaux de nuages, orages.. mais cela ne peut affecter ni l'alternance jour/nuit, ni la météorologie générale du pays, dont l'extension est bien plus grande (la figure 7 suggère qu'elle est plus étendue que la France), ni évidemment le caractère saisonnier de cette production. Evidemment, le problème au niveau de notre pays n'est pas la nébulosité locale. En outre, la faible extension de l'Europe ne peut guère compenser l'alternance jour/nuit. Par contre, on voit assez bien sur la figure 9 l'effet du très fort développement du PV en Allemagne. Sur cette figure due aussi à RTE, on voit que les montées en puissance quotidiennes du PV allemand aboutissent à un très important transfert vers la France: par exemple, une brutale montée le 24 Septembre 2011 vers midi de 10GW se traduit par un flux de 2GW vers la France (et un saut de 3.5 GW des échanges) .

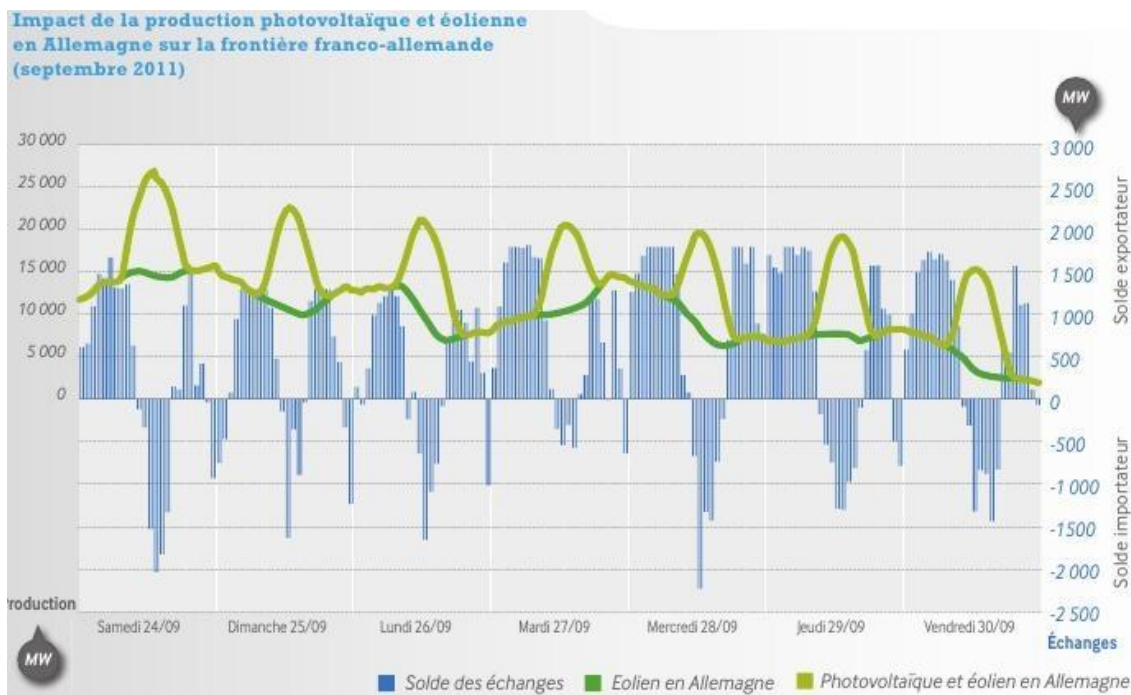


Figure 9:

Les échanges franco-allemands sont modulés par la production PV+éolien

Comme le même phénomène affecte les frontières de l'Allemagne avec la Suisse, l'Autriche et la Tchéquie, on voit que la production PV n'est pas en Allemagne une production consommée localement. Bien que ce ne soit pas notre propos ici, on voit aussi que la combinaison éolien/PV ne semble pas diminuer l'intermittence. Il faut imaginer maintenant que ces voisins de l'Allemagne se mettent à avoir aussi une grande puissance PV, comme cela semble être l'intention du gouvernement français. Actuellement, la situation décrite sur la figure 9 sert surtout à RTE pour justifier de nouveaux investissements dans les lignes HT. Après tout, c'est une manière de plaider pour son investissement, mais rien ne dit que faire alors de toute cette électricité une fois qu'elle aura été mutualisée!

2-Stocker massivement l'électricité?

Actuellement, la seule méthode qui permet de stocker massivement l'électricité est hydraulique. Par exemple, les installations dites STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) développées pour stocker les surplus nucléaires d'heures creuses pour restituer cette énergie en heures pleines, ont un rendement du cycle électricité-pompage-électricité autour de 70% et un coût

d'investissement raisonnable. Bien que ce soit là le moyen le moins cher, aucun nouveau projet n'est en cours de réalisation en France, et on doute de la rentabilité des projets Suisses et Allemands. De plus, il est très difficile de faire de nouveaux barrages en Europe, et les projets sont essentiellement des modifications de barrages existants. La faible rentabilité est un obstacle car l'instauration d'un marché "libre" de l'électricité oblige les compagnies existantes à se centrer sur la profitabilité. Cela aboutit à ce que ce sont maintenant les lobbyistes des renouvelables qui demandent un subventionnement de ces installations qu'ils condamnaient jadis comme "barrages électronucléaires".

En ce moment, les capacités françaises STEP sont limitées à 4-5GW de puissance et un stockage autour de 80GWh. Si on veut estimer grossièrement les besoins du PV en stockage pour "lisser" la production, il faut additionner la production PV quotidienne (autour de 12GWh en 2013 que l'on stocke pour la nuit) et les variations quotidiennes de cette énergie (de l'ordre de $160 \times 24 \text{MWh} = 3.9 \text{GWh}$ "rms"¹⁵ quotidienne en 2013) sur une durée τ , soit (ci-dessus) 4 jours. Au total, on trouve autour de 28GWh, et la puissance maximale nécessaire ne dépasse guère 2GW. On voit que ces valeurs sont plus faibles que les capacités en puissance et en énergie des STEPs de notre pays, mais pour une production PV couvrant moins de 1% de nos besoins. D'autre part, la réserve STEP sert à d'autres usages (gestion des variations de la consommation), et on voit bien que si le PV se développe beaucoup, avec une production éolienne aussi fort intermittente, les moyens nationaux seront rapidement dépassés.

Le stockage massif est envisagé avec de l'air comprimé (CAES) et des expériences sont faites en Allemagne et aux USA.

3-Autoconsommation locale?

On ne discutera pas ici de tous les moyens envisagés. On trouve à l'autre bout des installations de petits systèmes répondant au rêve quelque peu utopique d'"autonomie énergétique".

Pour combattre "la grande industrie" se développe en ce moment le rêve de fournir l'énergie au niveau local avec quelques panneaux PV et quelques éoliennes. Dans ce cas, on envisage des procédés au niveau de petites communautés qui ne seraient pas (ou peu) connectées au réseau. Evidemment, les applications peuvent toucher les villages isolés du Tiers Monde (bien que là bas aussi la connexion au réseau précède souvent le développement économique) ou les refuges de montagne..

Actuellement, le mot d'autoconsommation est entendu sans stockage, donc quand le soleil brille. Cela ne résout pas le problème de l'intermittence, mais peut limiter les surcoûts d'interconnexion inhérents à des systèmes dispersés. Le lobby solaire reconnaît que le prix du stockage domestique est très élevé (¹⁶), de l'ordre de 1000€/KWh. Ces procédés sont en général basés sur le stockage électrochimique. Le surcoût le moins élevé semble être des systèmes à base de batteries au Lithium¹⁷, mais cela double au moins le prix de revient de l'électricité PV. En effet, si on dépense 10 000€ pour stocker 10KWh chaque jour, avec des batteries à changer tous les 10 ans, cela revient à dépenser 10 000€ pour stocker 35MWh au total, un surcoût de 300€/MWh¹⁸!

Le stockage basé sur l'hydrogène fait l'objet de beaucoup de recherches, mais son prix de revient semble encore plus élevé, surtout à cause du mauvais rendement du cycle électricité-hydrogène-électricité (de l'ordre 30%, encore plus bas si on veut utiliser le méthane).

15 "rms" veut dire "root mean square" en statistiques, écart type en Français

16 voir p. exemple: <http://www.enerpur.fr/photovoltaïque/autoconsommation>

17 voir p. exemple: http://www.saftbatteries.com/force_download/ESS+_MarketBrochure_+en_0412_Protected_0.pdf

18 Bien entendu, il s'agit ici d'un grossier calcul économique d'ordre de grandeur: on répartit l'investissement sur le stockage total. Un calcul financier se lancerait dans des considérations de taux d'actualisation..Le calcul "financier" est beaucoup plus difficile et sujet à de nombreuses discussions, qui sont hors des objectifs de ce bref exposé.

Pour résumer

La production d'électricité PV a connu une rapide baisse des prix, due au développement de cette industrie en Chine et en Allemagne. C'est une industrie mature et on voit mal que de nouvelles baisses des prix interviennent à l'avenir. Pour que son subventionnement en Europe ne devienne plus nécessaire, il faudrait que la production industrielle d'électricité (charbon, gaz, nucléaire) voie son prix doubler ou tripler. Cela ne résoudra pas le problème de son intermittence. Or il convient de penser que, dans l'approche européenne du marché de l'électricité, les productions de diverses sources devraient se retrouver en concurrence, ce qui devrait donner des prix très bas au moment où le soleil brille (ou quand le vent souffle) et obérer lourdement la rentabilité de ces sources d'énergie. Actuellement, l'afflux de production renouvelable que les électriciens sont obligés d'acheter aboutit, quand ces derniers veulent commercialiser les surplus, à des prix parfois négatifs quand ils sont écoulés sur le marché.

S'il est toujours possible d'envisager des solutions techniques à ce problème de l'intermittence, celui des surcoûts est rarement abordé. D'un côté il est difficile à chiffrer (doublement du prix de l'électricité "brute"?), de l'autre c'est un sujet de polémiques à forte composante idéologique, et les promoteurs du PV espèrent que le caractère "vert" de cette électricité permettra de faire accepter par la population les surcoûts afférents.