

Approche et paramètres pour le suivi de la production et des performances des systèmes et des parcs photovoltaïques (PV) reliés au réseau

Bernard CHABOT

Conseil et formation en énergies renouvelables - BCCONSULT – Bernard.Chabot@yahoo.fr

Ce document décrit les principaux paramètres de production et de performance d'un système photovoltaïque (PV) relié au réseau et les relations entre eux. Il reprend les principaux points d'un article détaillé déjà publié en anglais [1] et outre son utilisation pour un système particulier il peut être aussi utilisé pour l'analyse des productions et des performances d'un parc PV dans une région ou un pays [2]. Dans ce dernier cas, des exemples sont donnés pour le cas du parc PV Français au premier semestre 2014 ainsi que pour sa production combinée avec celle du parc éolien Français. Les systèmes analysés individuellement sont ceux sans autoconsommation, sans moyens de stockage et sans moyens de production d'appoint.

La figure 1 indique les paramètres descriptifs du type de modules et d'un système PV complet utilisant ces modules et relié au réseau ainsi que la définition du rendement **Rstc** des modules aux conditions normalisées d'essai et du rendement global annuel moyen de conversion **Rg** de l'énergie solaire en électricité du système complet de puissance nominale **Pref** (en kW) égale à la somme des puissances crête des modules et soumis à un éclairage énergétique solaire total annuel de **Ha** kWh/m².an dans le plan des modules.

On en déduit que la production annuelle d'électricité sur le réseau **Ea** (en kWh par an) est relié à ces paramètres par la relation :

$$Ea = (Rg/Rmstc) * Ha * Pref / Go = CP * Ha * Pref / Go$$

où **Go** = 1 kW/m² et **CP** = **Rg/Rmstc** est le coefficient de performance annuel du système PV (le « Performance Ratio » des anglo-saxons) égal au ratio entre le rendement annuel moyen du système PV dans ses conditions réelles d'exploitation et le rendement des seuls modules dans les conditions normalisées d'essai en laboratoire. De ce fait, les différences de valeurs entre les coefficients de performances **CP** de systèmes PV utilisant des cellules solaires de technologies différentes (silicium monocristallin, silicium multicristallin, couches minces CdTe ou CIS ou silicium amorphe...) seront bien plus faibles que les différences entre les rendements de conversion des cellules elles-mêmes.

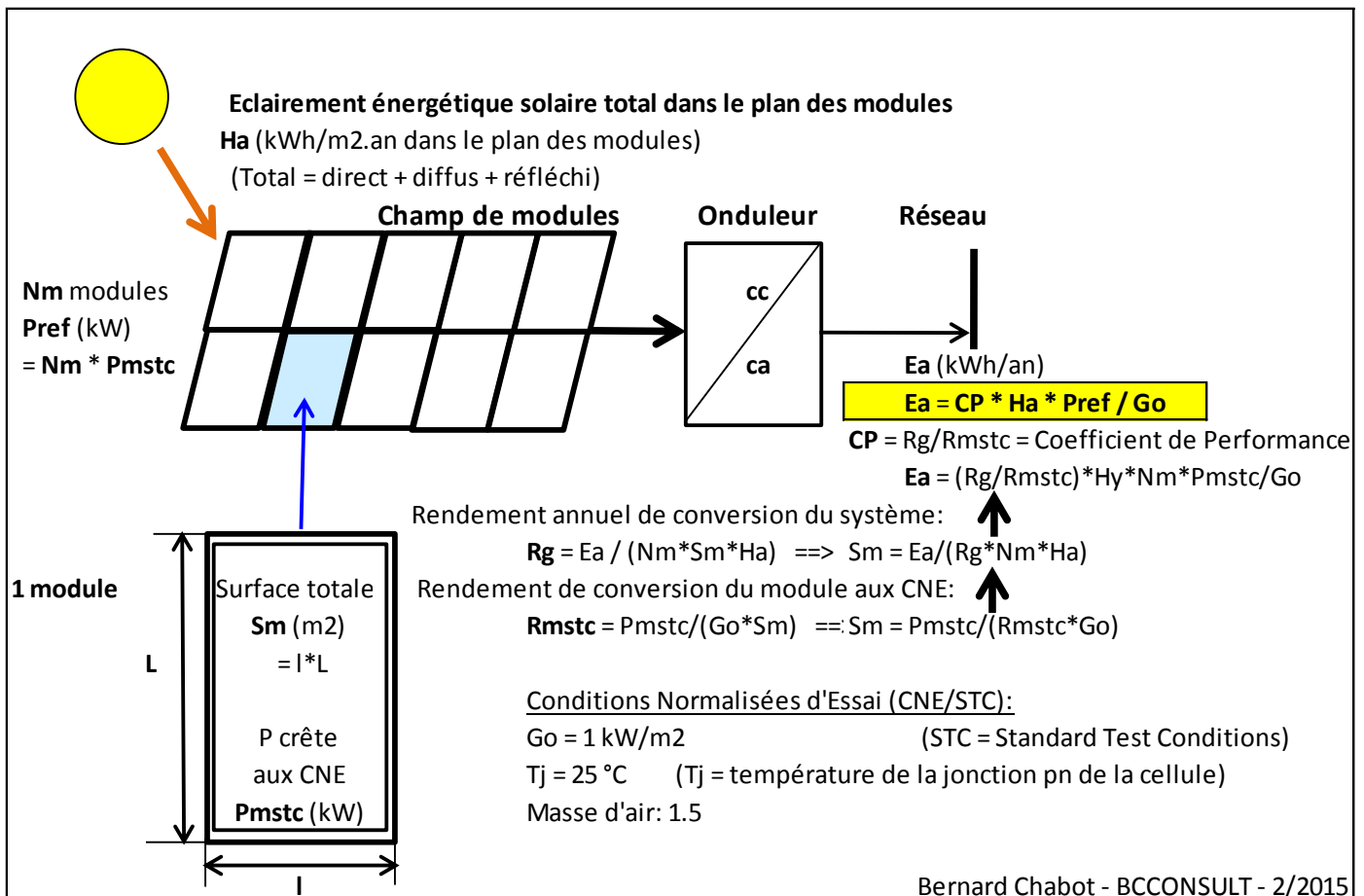


Figure 1 : Paramètres descriptifs des modules et d'un système PV relié au réseau

La figure 2 indique les six données requises pour une analyse complète de la production et des paramètres de performances annuelles d'un système PV relié au réseau.

On retrouve les paramètres **Ha** (en kWh/m².an de rayonnement solaire total dans le plan des modules), **Ea** (en kWh/an fournis au réseau) et le nombre **Nm** de modules PV ainsi les caractéristiques du type de module utilisé : puissance crête **Pm** aux conditions normalisées d'essai, largeur **l** et longueur **L** hors tout (cadre compris) en mètres, ce qui permet de calculer la surface d'un module **Sm (m²) = l*L** et son rendement de conversion aux conditions normalisées d'essai **Rmstc = Pm (kW)/(Sm*Go)**. Ce rendement **Rmstc** peut être aussi exprimé en %.

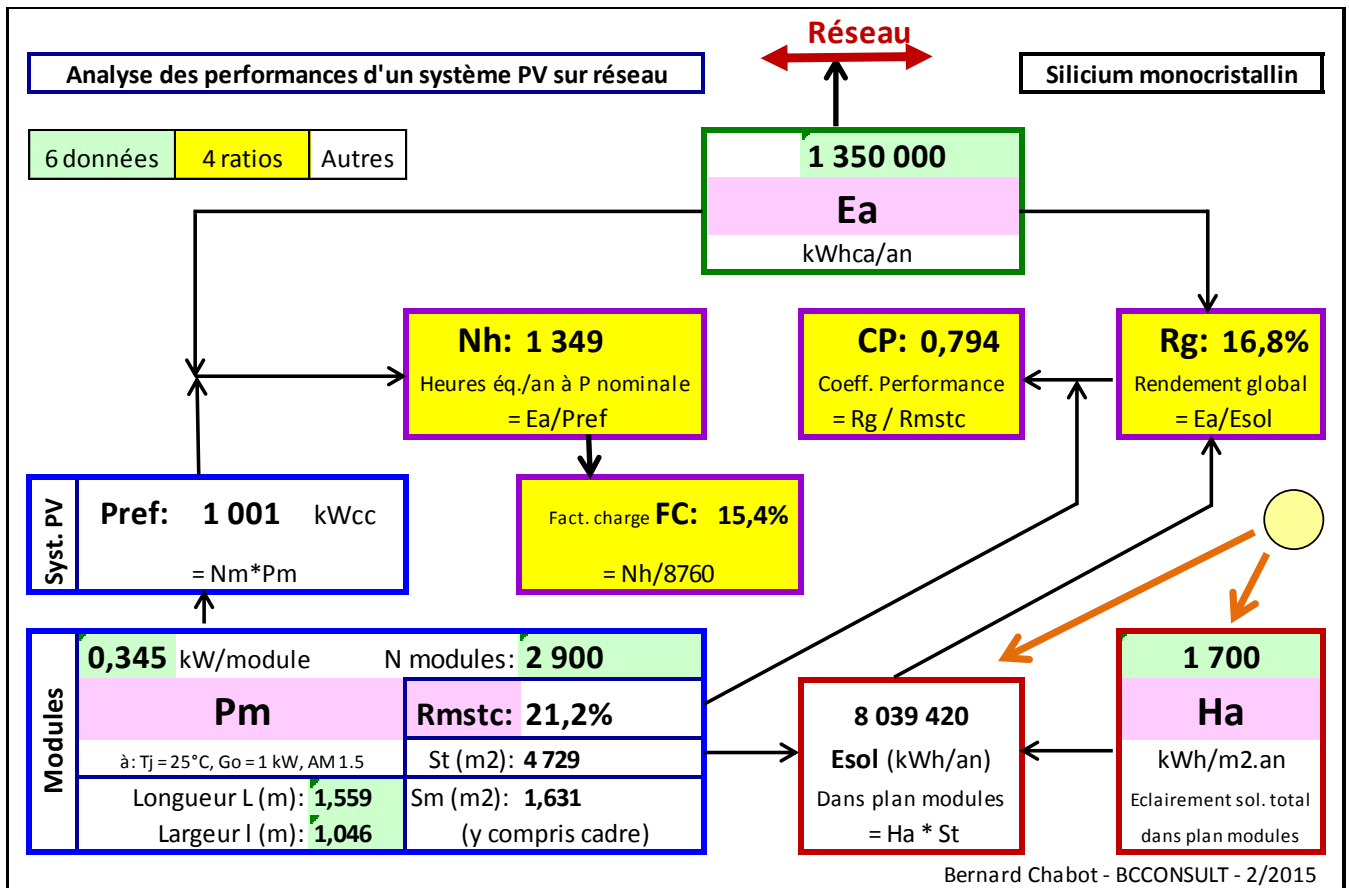


Figure 2 : Paramètres pour l'analyse de production et de performances annuelles d'un système PV sur réseau

Les quatre ratios de performances annuelles du système PV sont :

- Le ratio de productivité annuelle au kW installé **Nh = Ea / Pref** exprimé en kWh/kW.an, donc homogène à un nombre d'heures par an : c'est donc aussi le « nombre d'heures par an de fonctionnement équivalent à la puissance nominale du système PV ». Ce ratio est aussi utilisé avec la même définition pour les autres types de centrales électriques.
- Le « facteur de charge annuel moyen » **FC = Nh/8760** et exprimé en général en % (8760 étant le nombre d'heures dans l'année standard de 365 jours). Ce ratio est couramment utilisé par les exploitants de centrales électriques et les compagnies d'électricité.
- Le coefficient de performance **CP = Rg / Rmstc = Go * Nh / Ha**, spécifique aux systèmes PV.
- Le rendement de conversion global annuel **Rg** du système PV : **Rg = Ea / Esol**, où **Esol = Ha*Sm*Nm** est le rayonnement solaire total annuel tombant sur tous les modules (cadres compris et en kWh/an). Il est aussi spécifique des systèmes PV.

Comme indiqué en figure 3, ces paramètres sont liés entre eux, et la connaissance de **Nh = Ea / Pref** permet d'accéder aux valeurs des 3 autres ratios.

Nota 1 : En Amérique du Nord, des compagnies d'électricité choisissent parfois pour définir la puissance nominale d'un système PV non pas la somme des puissances crêtes des modules **Pref** (en courant continu) mais la somme des puissances nominales des onduleurs **Prefca** (en courant alternatif). Si on appelle **Kac** le rapport entre **Pref** et **Prefca**, (un ratio en général inférieur à 1), le facteur de charge sera alors **FCca = Kac*FC** et **Nhca = Kac*Nh**.

Nota 2 : On peut définir aussi un ratio **Eas** de productivité au m² de modules : **Eas = Ea / (Nm.Sm)** où **Nm*Sm** est la surface totale des modules. **Eas** est exprimé en kWh par an et par m² de modules et peut se déduire aussi de

Nh par la relation : $Eas = Go * Rmstc * Nh$, où $Go = 1 \text{ kW/m}^2$.

Nota 3 : Si on considère un « coefficient d'utilisation du sol » $Ksol$ défini par le rapport entre la surface totale des modules et l'emprise au sol du système PV, on peut alors définir une productivité annuelle au m^2 utilisé $Easol = Ksol * Eas = Ksol * Go * Rmstc * Nh$ exprimé en $\text{kWh/m}^2.\text{an}$. Ces deux coefficients de productivité au m^2 Eas et $Easol$ sont utiles pour comparer des options de systèmes PV quand les surfaces disponibles en toiture ou au sol sont limitées ou donnent lieu à des coûts d'achat ou de location élevés. Ils peuvent aussi servir à comparer les productivités au m^2 des systèmes PV et des centrales solaires thermodynamiques.

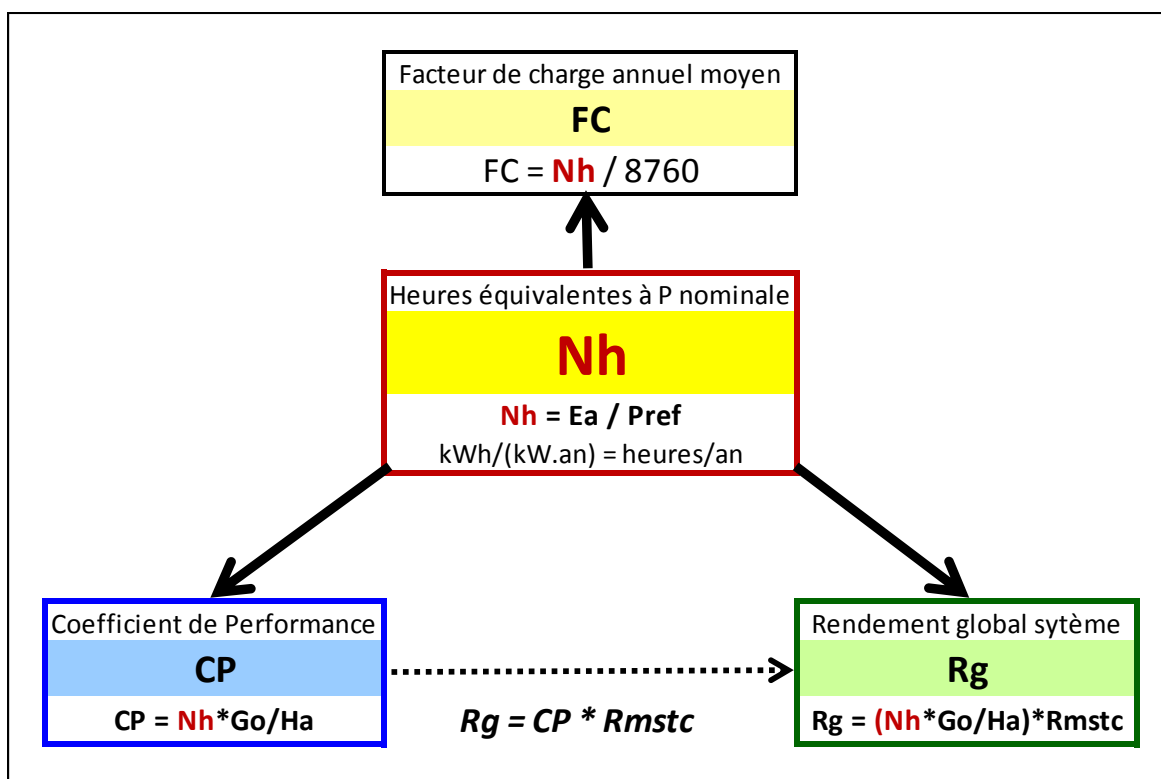


Figure 3 : relations entre les quatre ratios Nh, FC, CP et Rg

On voit apparaître en figure 3 le « rôle central » du ratio Nh , et son calcul systématique pour un système donné ou un parc de systèmes PV est donc fortement recommandé.

Mais sa valeur n'indique pas par elle-même si la conception et le fonctionnement d'un système PV sont optimaux : cette information est fournie par le coefficient de performance CP que l'on peut aussi assimiler à un « coefficient global de pertes » : pertes dues à la température élevée de fonctionnement des modules (ce qui mène à recommander des modules bien ventilés et surtout pas des modules « encastrés » ou « intégrés » sans ventilation de la face arrière), pertes dues aux différences de performances des modules entre eux et à leur salissure, pertes dues au câblage, pertes de conversion du courant continu en courant alternatif dans les onduleurs, pertes de couplage au réseau et enfin pertes de production dues aux indisponibilités passagères du système PV et du réseau électrique.

La valeur du coefficient de performance CP s'approche d'autant plus de la valeur maximale théorique et égale à l'unité que le système PV sera conçu correctement et en vue de performances maximales (ou ce qui revient au même en vue de pertes minimales) et exploité et entretenu dans des conditions optimales.

Du fait de cette information sur la bonne conception et la bonne utilisation d'un système PV, il est fortement recommandé de calculer et de communiquer systématiquement la valeur du coefficient de performance annuel CP d'un système PV et de suivre son évolution dans le temps [3].

La figure 4 indique à partir des relations indiquées en figure 3 le lien entre les valeurs de Nh , Cp et Ha , ces dernières variant typiquement pour un système à modules fixes en Europe de 1000 à 2200 $\text{kWh/m}^2.\text{an}$ dans le plan des modules orientés et inclinés de façon optimale et sans ombrages. Les valeurs supérieures de Ha peuvent être obtenues sur les sites les mieux ensoleillés dans le monde et avec des modules orientables selon un axe ou deux axes.

Le coefficient de performance étant très sensible à la température de fonctionnement des modules, les parties en pointillés des droites de la figure 4 indiquent des zones où les valeurs correspondantes de CP sont difficiles à obtenir et les valeurs supérieures à 0,8 correspondent à des climats plutôt froids. Pour les climats Européens et des installations récentes, des valeurs de CP inférieures à 0,7 peuvent dénoter des conceptions de systèmes et des productions annuelles non optimales [3].

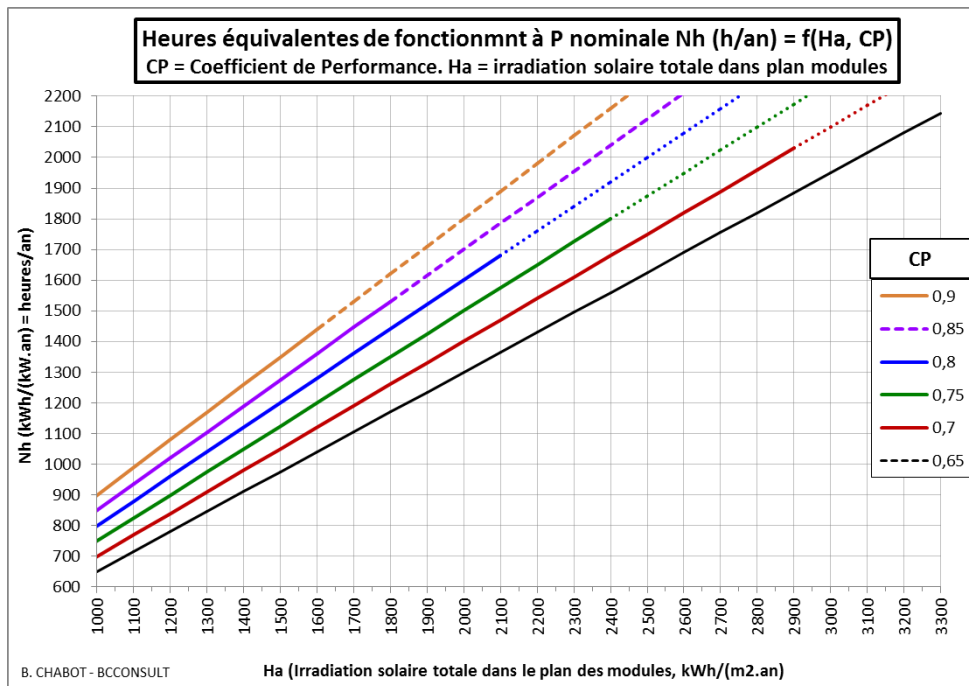


Figure 4 : relations entre N_h , H_a et CP

Le rendement de conversion global annuel $R_g = CP \cdot R_{mstc}$ sera d'autant plus élevé que le rendement des modules utilisés et le coefficient de performance du système sont les plus élevés possibles. La figure 5 indique les valeurs de R_g (en %) en fonction des valeurs de rendement R_{mstc} des modules en conditions d'essais normalisées et du coefficient de performance du système CP .

L'énergie solaire incidente sur les modules étant gratuite, la notion et les valeurs de rendement annuel global du système PV ont moins d'importance que pour les centrales thermiques à flamme, nucléaires ou de biomasse et de biogaz pour lesquelles le rendement annuel global de conversion de la chaleur en électricité influe directement sur les montants annuels des factures d'achat du combustible. Cependant un rendement global R_g élevé en PV est d'une part intéressant pour exploiter au mieux des toits de surface réduite ou des parcelles de terrain exigües et d'autre part il participe à la réduction des coûts des supports, de câblage et d'installation des modules.

Une valeur élevée de rendement global de système peut donc in fine réduire le prix de revient du kWh solaire et augmenter la rentabilité d'un projet PV.

La figure 5 indique les valeurs du rendement global annuel en fonction du rendement de conversion des modules en conditions normalisées d'essai et du coefficient de performance CP d'un système PV utilisant ces modules.

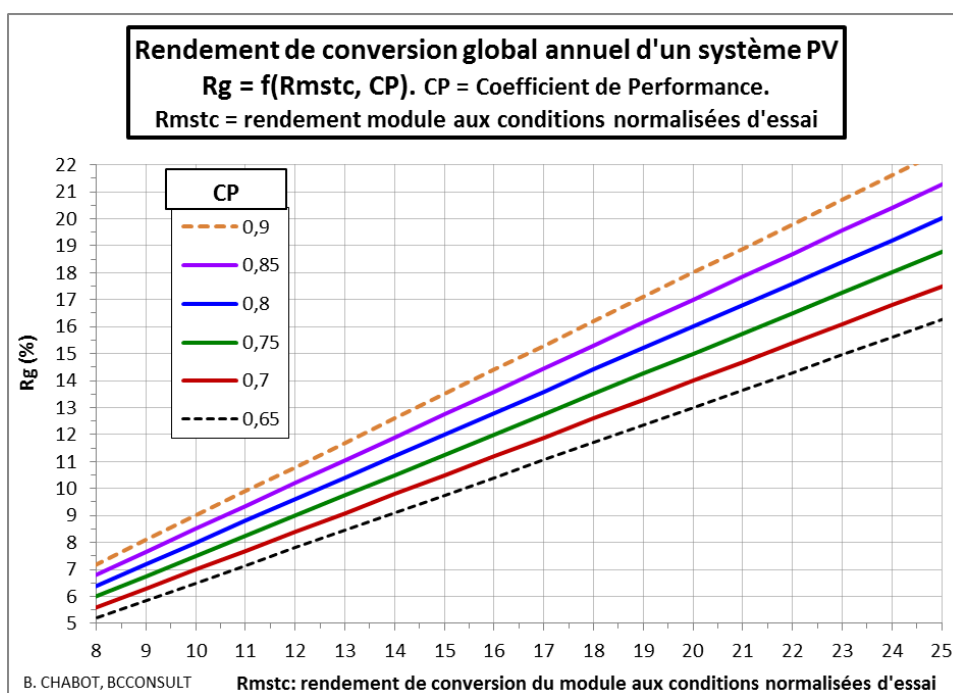


Figure 5 : relations entre R_g , R_{mstc} et CP

Les paramètres analysés ci-dessus sont relatifs aux résultats annuels d'exploitation des systèmes PV. Compte tenu de l'importance des variations saisonnières de la ressource solaire, il est recommandé de mesurer, calculer et communiquer aussi les valeurs mensuelles de production et de performances des systèmes PV.

Si on appelle **Em** la production d'électricité d'un mois donné de **Nj** jours, on pourra déterminer le ratio **Nhd = Em/(Nj*Pref)** en kWh/kW.jour ou « nombre moyen d'heures par jour de fonctionnement équivalent à puissance nominale du système PV dans le mois considéré ».

Le facteur de charge journalier moyen du mois considéré sera alors pour ce système PV : **FCm = Nhd / 24**.

Le coefficient de performance mensuel sera : **CPm = Nhd*Nj*Go/Hm**, où **Go** = 1 kW/m² et **Hm** est le nombre de kWh de rayonnement solaire total incident par m² et par mois dans le plan des modules (en kWh/mois.m²)

Le rendement global moyen du système PV dans le mois considéré sera : **Rg = CPm*Rmstc**

Compte tenu d'une pénétration croissante de l'électricité PV et de l'énergie éolienne dans les systèmes électriques et des objectifs élevés qui leur sont attribués dans les scénarios nationaux à l'horizon 2020-2030, il est recommandé de faire d'emblée comme en [2] des analyses de la production combinée [PV + Eolien] de ces deux filières d'énergies renouvelables variables mais prévisibles.

La figure 6 tirée de [2] donne un exemple des ratios **Nhd** en France en 2014 pour le PV, l'éolien et pour la production combinée [PV + Eolien]. On remarquera les « complémentarités » mensuelles des productivités éoliennes et PV et le résultat de la productivité combinée [PV + Eolien] bien adaptée au profil de la demande d'électricité plus importante en hiver qu'en été.

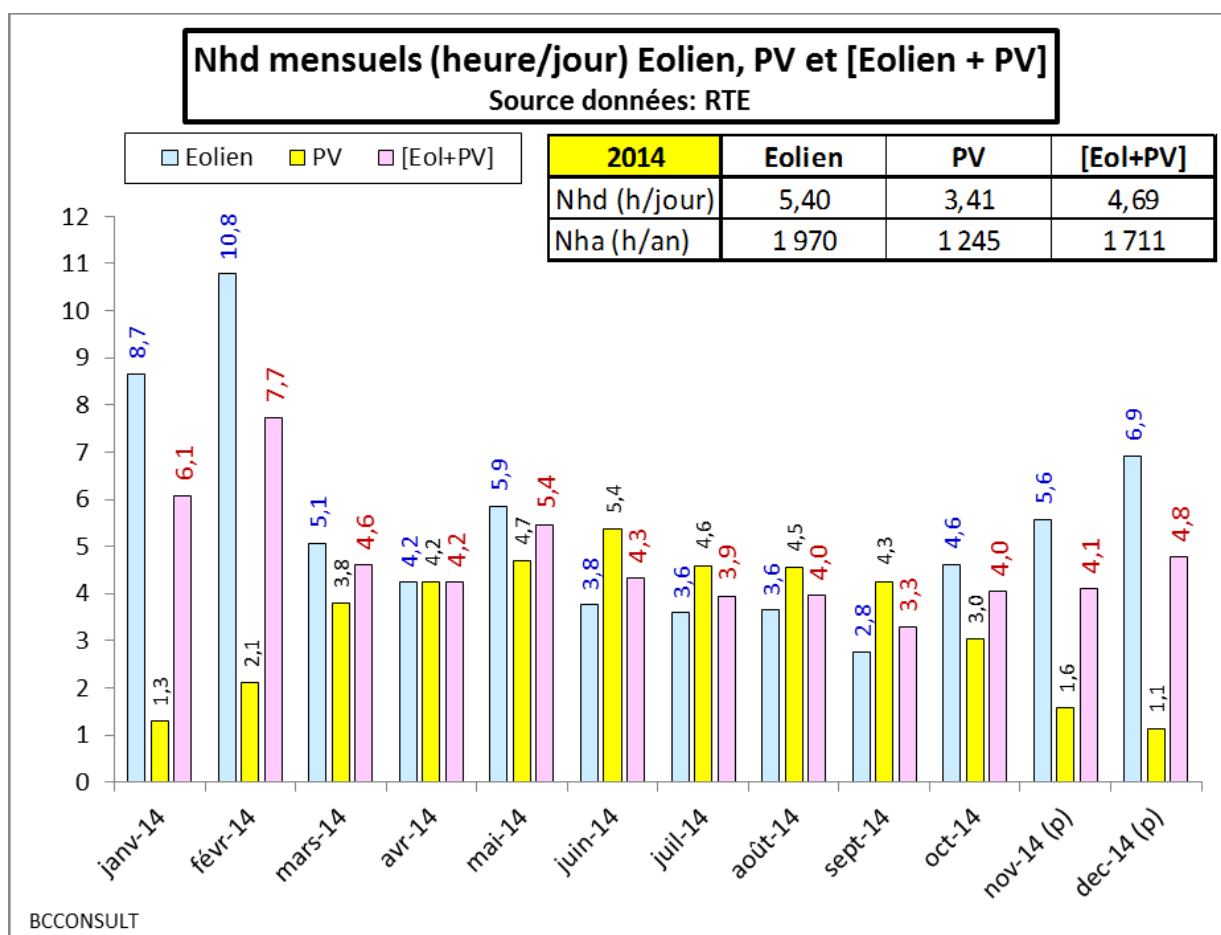


Figure 6 : ratios mensuels **Nhd** des parcs PV, éoliens et [PV + Eolien] en France en 2014. Source : [2]

Toujours en vue de taux de pénétration de plus en plus élevés des productions PV et éoliennes, l'analyse des performances de ces filières et de leur combinaison peut être raffinée comme en [2] en procédant à une analyse au pas de 15 minutes (cas des données RTE) ou horaire (cas des données ENTSO-E), ce qui permet d'analyser à ces pas de temps les puissances et les taux de pénétration et d'en déduire leurs valeurs maximales, moyennes, médianes et minimales.

La figure 7 tirée de [2] donne un exemple de traitement des données historiques pour les parcs PV et éoliens en France en mai 2014 pour en déduire les taux de pénétration par rapport à la demande d'électricité.

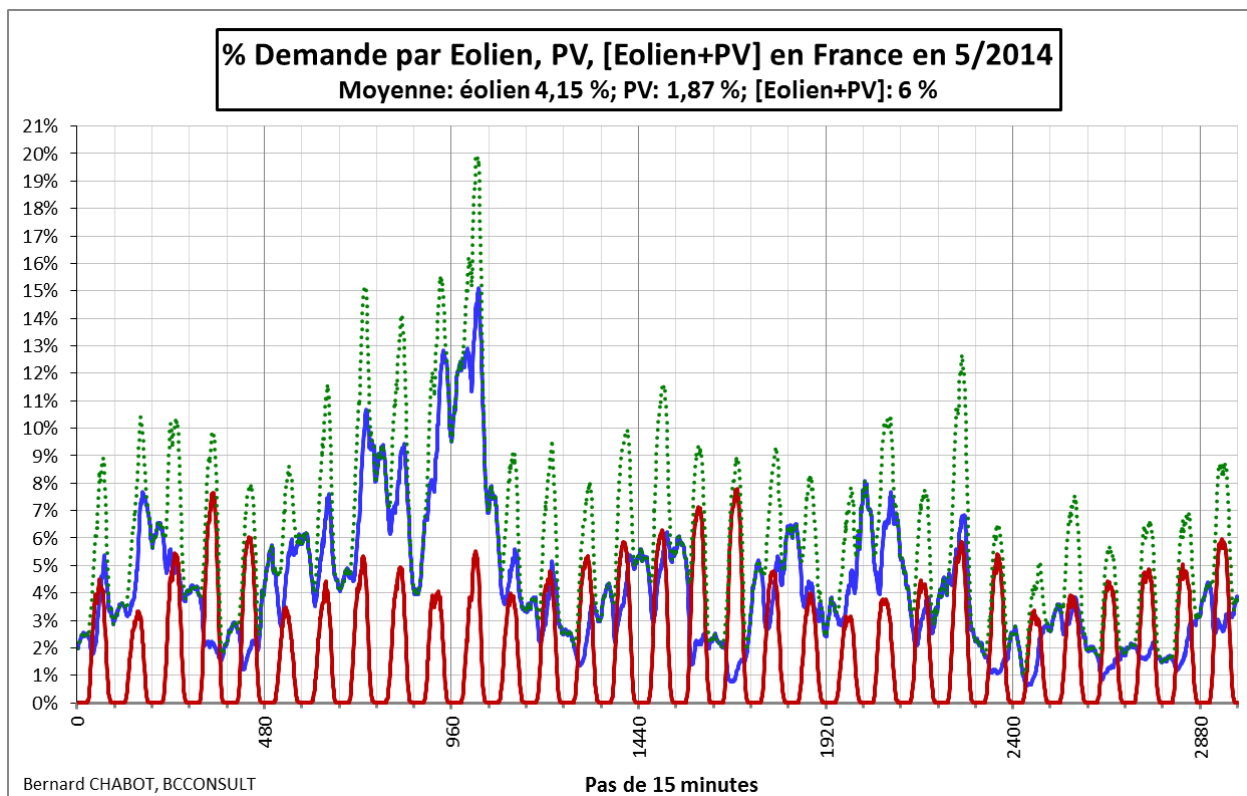


Figure 7 : taux de pénétration PV, éolien et de la production combinée [PV + Eolien] en mai 2014. Source : [2]

Cette analyse historique peut être utilement complétée par l'analyse des courbes classées de production au pas horaire ou « monotones de puissance ». La figure 8 tirée de [2] donne un exemple de traitement pour les parcs PV et éoliens et pour la production combinée [PV + Eolien] en France sur le premier semestre 2014. On voit à l'extrême gauche de ces courbes que la puissance combinée maximale [PV + Eolien] est inférieure à la somme des puissances maximales de chacun des parcs séparés, un résultat important pour le dimensionnement du réseau électrique. On déduit de ces courbes que par exemple pour 20 % des 4344 heures de janvier à juin 2014, la puissance PV a été supérieure à 1500 MW, celle de l'éolien a été supérieure à 3450 MW et que la production combinée [PV + Eolien] a été supérieure à 4240 MW. Enfin, si la production minimale PV a été de 0 MW (les nuits), celle de l'éolien a toujours été supérieure à zéro (à 57 MW) et la production minimale combinée [PV + Eolien] a été plus importante à 188 MW.

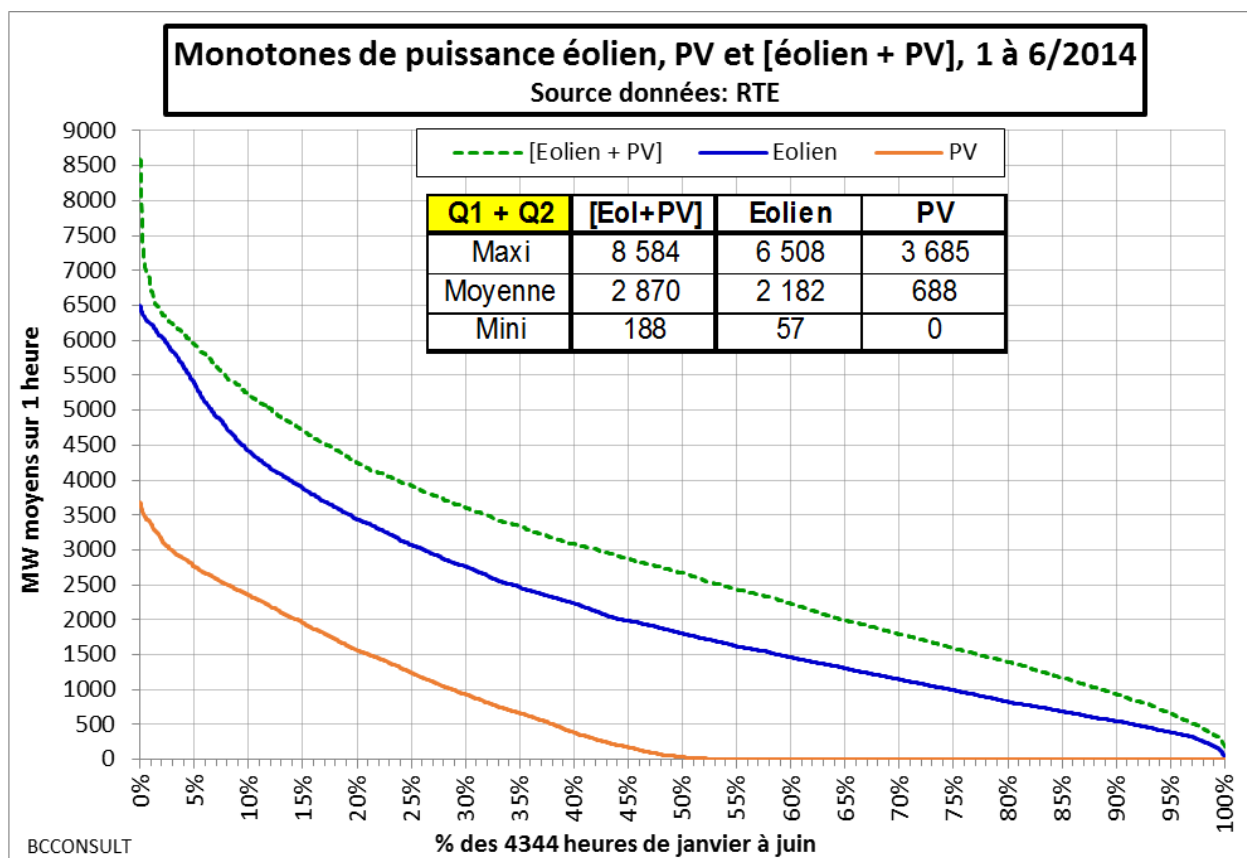


Figure 8 : monotones des productions PV, éolien et [PV + Eolien] au premier semestre 2014. Source : [2]

Cette approche permet déjà de procéder à l'analyse de la « demande résiduelle » à couvrir par les autres moyens de production après la production combinée [PV + Eolien] comme l'indique pour la France au premier semestre 2014 la figure 9 extraite de [2]. On voit que la production combinée [PV + Eolien] a réduit sur la période considérée la pointe de demande (à l'extrême gauche des courbes) de 1,31 GW, alors que la réduction moyenne de puissance appelée a été de 2,87 GW et celle de la demande minimale (à l'extrême droite des courbes) a été réduite de 2,75 GW.

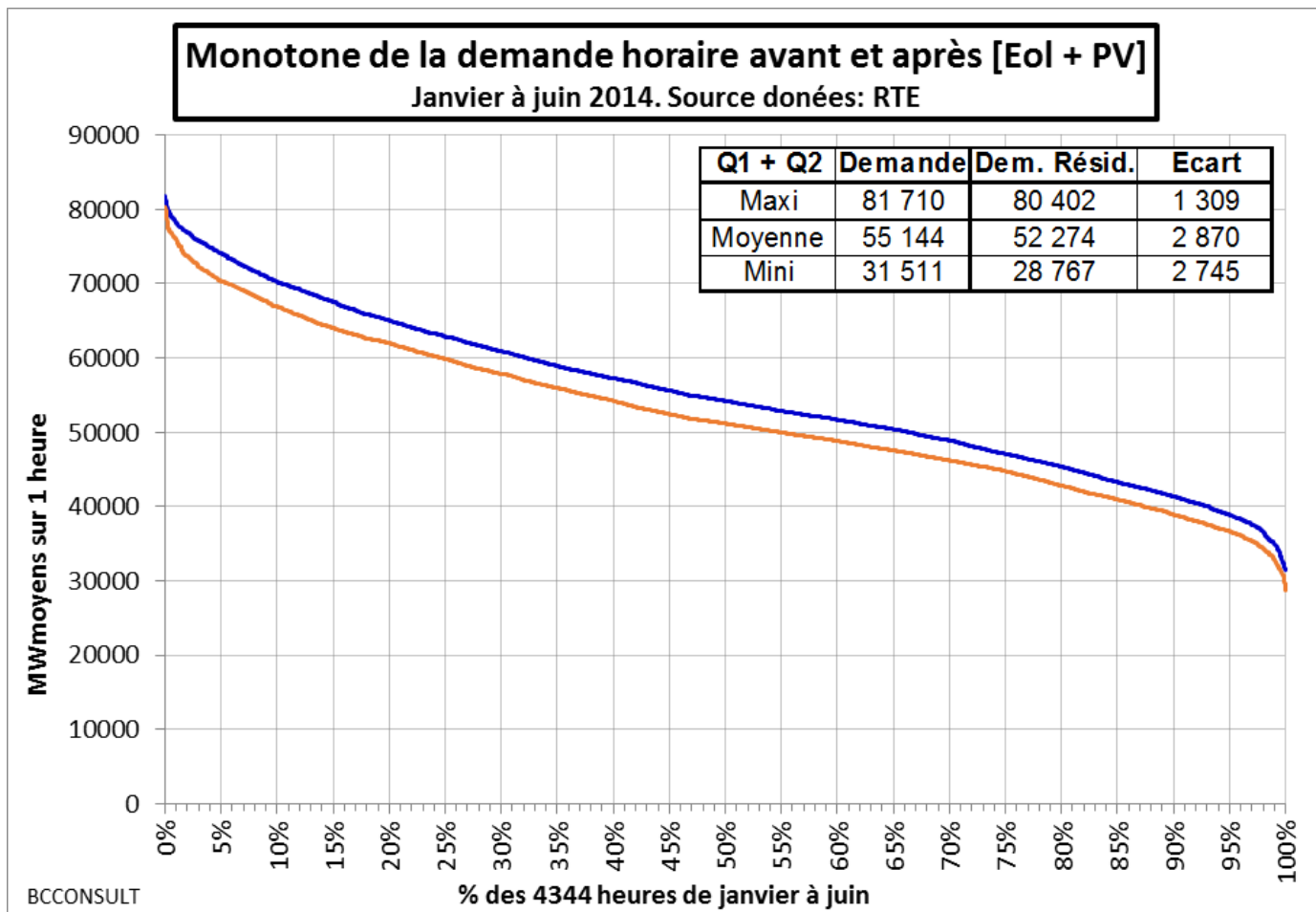


Figure 9 : monotonies de demande et de demande résiduelle après [PV + Eolien] en France au premier semestre 2014. Source : [2]

Cette approche pour déterminer et communiquer les données de production et de performance des systèmes et des parcs PV et ces exemples montrent qu'il est aisé de favoriser la transparence et l'accès aux informations pertinentes et stratégiques qui sont indispensables pour préparer et favoriser des taux de pénétration de plus en plus élevés de l'électricité PV et de la combinaison des productions variables mais prévisibles PV et éoliennes.

Références bibliographiques :

[1] Bernard Chabot "Back to Basics: how to perform a simple, comprehensive and reliable technical performance analysis of PV plants projects", en ligne le 5 mars 2014 et téléchargeable à : www.renewablesinternational.net/how-to-calculate-pv/150/452/77313/

[2] Bernard Chabot « Analyse des contributions de l'éolien et du photovoltaïque en France en 2014 », janvier 2015, téléchargeable à : <http://www.photovoltaique.info/Chiffres-cles.html#ProductionglobalekWh>

[3] International Energy Agency , Photovoltaic Power Systems Programme "Analysis of Long-Term Performance of PV Systems", novembre 2014, téléchargeable à : www.iea-pvps.org