

Le 3 décembre 2015

Méthodologies d'estimation du productible solaire

Executive summary

A la fin de l'année 2015, ACOFI Gestion aura réalisé pour le compte de tiers une quinzaine d'opérations d'acquisition de centrales de production d'électricité d'origine photovoltaïque. Ses équipes effectuent régulièrement des travaux de recherche afin de maîtriser les aspects techniques et économiques de la filière.

Au cours de ses due diligences, et pour un même projet, l'équipe Infrastructures d'ACOFI Gestion a fait le constat d'écart de productible anticipé – exprimé en kWh/kWc – significatifs selon les rapports des bureaux d'études. Cet article a pour objectif d'identifier la source de tels écarts ainsi que de caractériser l'incertitude associée au calcul du productible solaire, qui sert de base à l'analyse financière de tout projet de centrale photovoltaïque.

Pour le financement d'un projet adossé à des actifs photovoltaïques, un des risques majeurs réside dans l'estimation des niveaux de productible, c'est-à-dire dans l'évaluation de l'énergie électrique que l'on peut espérer produire chaque année sur toute la durée de vie du projet. En effet, si la plupart des risques du projet (risques liés à la construction, aux sous-performances de certains équipements, au montage financier, etc. ...) sont transférés par des mécanismes assurantiels ou contractuels, il est souvent difficile de se prémunir contre le risque d'une baisse de revenus due à une mauvaise anticipation de la ressource solaire, qui a un impact direct sur les flux de trésorerie.

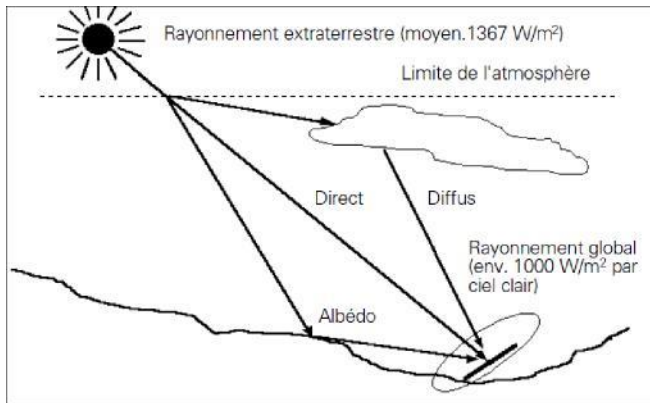
Pour cette raison, l'estimation du productible solaire est un élément crucial lors du développement d'un projet

photovoltaïque, et concerne tous les acteurs en aval de la chaîne de valeur, que ce soient les développeurs, les fonds d'investissement ou bien les banques. Néanmoins, les méthodologies d'estimation restent encore relativement opaques : quelle crédibilité peut-on donner aux niveaux fournis par les études de productible? Comment estimer les intervalles de confiance associés aux valeurs obtenues?

Afin de mettre en lumière les principales sources d'incertitude affectant l'estimation du productible solaire, cet article s'est appuyé sur la comparaison de trois rapports ayant été réalisés durant la phase de développement d'une même centrale au sol, par trois bureaux d'études distincts, et pour lesquels des écarts de 7% entre les résultats finaux ont été observés.

Caractéristiques de la ressource solaire

Le rayonnement solaire possède plusieurs composantes : le rayonnement direct (qui ne subit pas de déviation géométrique dans l'atmosphère), le rayonnement diffus (qui résulte des phénomènes de diffusion, de diffraction et d'absorption ayant lieu dans l'atmosphère du fait des nuages, d'aérosols ou de gaz) et le rayonnement réfléchi au niveau du sol.



Composantes du rayonnement solaire (source : PACER)

Contrairement aux technologies solaires thermodynamiques, qui n'utilisent que la composante directe du rayonnement, le photovoltaïque en exploite toutes les composantes. Afin d'estimer le productible solaire, il s'agit tout d'abord d'évaluer l'énergie reçue dans le plan des modules photovoltaïques, en fonction de leur orientation, fixe ou mobile.

Énergie incidente

La première source d'incertitude lors du calcul du productible solaire réside dans l'appréciation de l'énergie solaire incidente.

L'estimation de l'irradiation reçue par les panneaux photovoltaïques a lieu en trois étapes : il s'agit tout d'abord d'évaluer le gisement solaire du site considéré, de le transposer dans le plan des modules, et enfin d'estimer les pertes par ombrage. La sélection des données d'ensoleillement est notamment un point sensible. Il existe trois principaux types de données :

- **Les mesures sur site**, qui sont souvent les données les plus précises, à condition que les instruments de

mesure choisis soient correctement entretenus et calibrés. Bien que la collecte de telles données lors de la phase de développement d'un projet soit fortement recommandée, cette pratique reste relativement peu courante, faute de temps ou de moyens.

- **Les données de stations météorologiques**, qui mesurent le rayonnement reçu au niveau du sol à l'aide de pyranomètres. Ainsi, le réseau de Météo France compte-t-il environ 330 stations comportant un capteur pyranométrique fournissant des mesures journalières ou horaires du rayonnement global sur un plan horizontal. Pour que ces données soient exploitables, il faut toutefois que la distance du site à la station météo n'excède pas une vingtaine de kilomètres, que l'altitude de ces deux lieux reste sensiblement la même et que leurs orographies soient semblables. Le cas échéant, les données mesurées par les stations environnantes peuvent être interpolées avant d'être exploitées.

- **Les données satellite**, qui fournissent des données d'irradiation pour un maillage d'une résolution de quelques kilomètres. Sur la zone s'étendant typiquement de -60° à 60° en latitude et en longitude, l'irradiation incidente peut être estimée par la méthode Heliosat-2 appliquée aux images visibles provenant du satellite Meteosat Seconde Generation (MSG) avec une résolution temporelle de 15 min et une résolution spatiale de 3 km à son nadir, et d'environ 4 à 5 km en Europe. Lorsque les mesures de stations météo ne sont pas directement exploitables, les données satellite peuvent s'avérer plus précises. Elles ont l'avantage de regrouper des données sur des périodes relativement longues (au moins 10 ans), ce qui permet de capturer la variabilité long terme de la ressource solaire. Néanmoins, de telles bases de données doivent faire face à d'autres types d'incertitudes, résultant des modélisations effectuées, ainsi que du déficit en résolution spatiale et temporelle.

De manière générale, les différentes bases de données à disposition ne possèdent pas le même maillage, la même résolution temporelle, ne portent pas sur le même intervalle de temps et n'effectuent pas les mêmes modélisations : en conséquence, elles n'ont pas le même degré de précision. Pour un site donné, il est souvent difficile de conclure sur la source de données la plus adaptée.

	Rapport 1	Rapport 2	Rapport 3
Ensoleillement (kWh/m ² /an)	1373,8	1364,0	1332,0
Ecart par rapport à la moyenne (1356,6 kWh/m ² /an)	1,27%	0,55%	-1,81%

TABLE 1 – Valeurs d'ensoleillement retenues pour un même projet

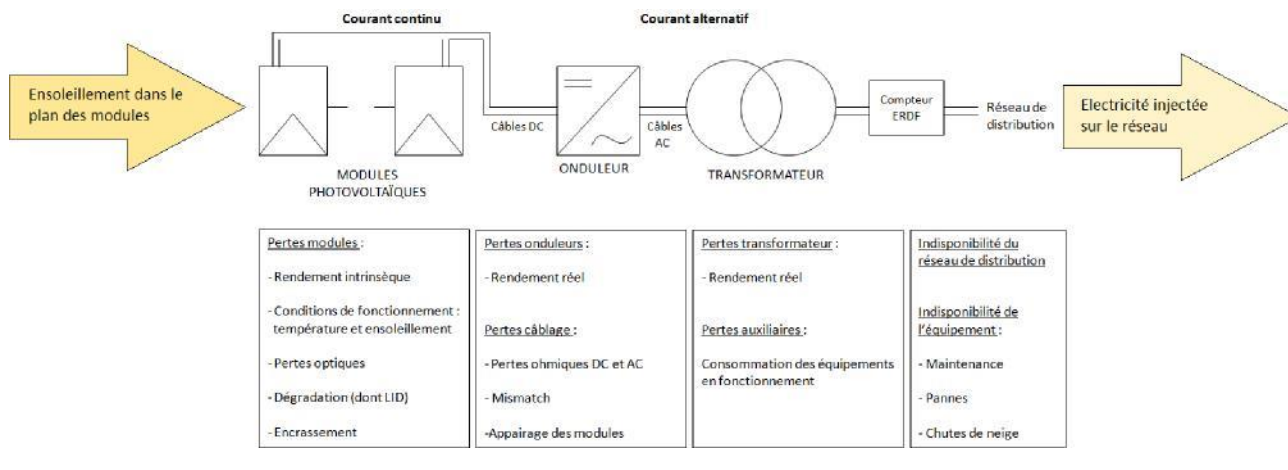


FIGURE 1 – Du rayonnement à l'électricité

Dans un esprit de consensus, certains bureaux d'études font parfois le choix d'agréger les valeurs d'ensoleillement dont ils disposent en les pondérant. Cependant, cette approche est sujette à controverse : est-il pertinent d'agréger des bases de données ayant effectué des modélisations à partir de sources communes? Est-il homogène d'associer des bases de données reposant sur des périodes distinctes et des durées différentes?

Selon les bases de données sélectionnées, l'estimation de l'ensoleillement des modules est susceptible de varier d'un rapport de productible à l'autre; le Tableau 1 présente les valeurs retenues par trois études portant sur un même parc.

La plupart du temps, les bases de données long terme disponibles mériteraient d'être ajustées à l'aide de mesures sur site d'une durée d'un an au minimum. Néanmoins, bien que cette pratique soit la norme dans le secteur de l'éolien, elle n'est que peu développée dans le domaine du photovoltaïque. A terme, l'installation de stations de mesures s'avèrera probablement nécessaire dans le contexte de la transition des *Feed-in-Tariffs* à une tarification davantage orientée marché : le complément de rémunération.

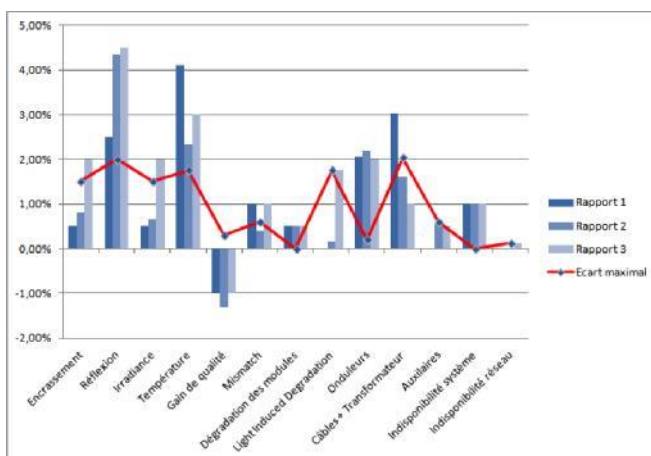
Dans un premier temps, afin de limiter les écarts entre les études, il serait cohérent de se baser systématiquement sur les dernières mises à jour des bases de données disponibles, et de mettre au point une approche standard lors de leur sélection (en écartant par exemple les valeurs extrêmes et en sélectionnant la médiane).

Pertes système

La second poste d'incertitude affectant le calcul du productible solaire a trait, quant à lui, à l'estimation des pertes relatives aux équipements, depuis la réception du

rayonnement dans le plan des modules jusqu'à l'injection d'électricité sur le réseau ERDF.

En effet, si certaines pertes sont relativement convenues lors de l'estimation du ratio de performance¹ d'une centrale (comme par exemple la dégradation annuelle des cellules de silicium polycristallin – fixée le plus souvent à -0.5% par an – qui a fait l'objet d'études détaillées, ou encore les pertes ohmiques dans les câbles), d'autres sont davantage soumises à l'appréciation des bureaux d'études, et sont souvent sources d'écarts d'une étude à l'autre.



Comparaison des pertes système de 3 rapports portant sur un même site

La figure ci-dessus présente les écarts constatés sur les différents postes de pertes, analysés par trois bureaux d'études pour une même centrale. En particulier, les différences les plus notoires concernent :

- Les pertes par encrassement, qui dépendent de la localisation des panneaux mais aussi de leur inclinaison. Le nombre de nettoyages par an n'est

1. Rapport entre la production d'électricité réelle et la production théorique.

souvent pas fixé à ce stade du projet, ce qui expliquerait une partie des écarts constatés.

- Les pertes par réflexion, qui sont des pertes optiques provenant de la réflexion du rayonnement sur le verre des modules. Le plus souvent, ces pertes sont obtenues à partir de la course du soleil, en calculant le coefficient de réflexion du verre des modules en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement.
- Les pertes liées aux conditions de fonctionnement réelles de modules – rayonnement reçu et température – puisqu'en pratique, le rendement réel des modules ne correspond pas au rendement indiqué par le constructeur². Des pertes dues aux conditions de fonctionnement sont à prendre en compte : (1) les modules à base de silicium cristallin ont un rendement qui se dégrade avec les faibles irradiances, (2) la puissance des modules se dégrade d'environ 0,4% par °C en plus par rapport à 25°C. Les pertes liées à l'irradiance et à la température sont la plupart du temps évaluées à partir de courbes caractéristiques propres aux modules sélectionnés.
- La LID (*Light Induced Degradation*) : l'existence d'un phénomène de dégradation plus important lors de la première année de mise en service est avérée pour les modules dopés au bore. Le rapport 1, qui néglige la LID, introduit donc un biais positif dans son étude. Généralement, les valeurs de LID se situent entre 0,5% et 3%, et dépendent de la qualité des modules.

En réalité, lorsque les bureaux d'études estiment les pertes relatives à l'équipement, le choix du matériel de la centrale photovoltaïque n'est pas toujours définitif. La précision du calcul du ratio de performance dépend des informations transmises par le développeur. De même, les modalités d'opération et de maintenance, qui affectent des paramètres tels que l'encrassement des modules, ne sont pas fixées à ce stade du projet. En ce sens, la réduction de l'incertitude semble plus difficile.

Le productible solaire est affecté par deux sources majeures d'incertitude, la première provenant de l'estimation de la ressource solaire, la seconde de l'évaluation des performances système (Tableau 2). Aujourd'hui, il n'existe pas de méthodologie standard pour évaluer le productible d'un site : il en découle que chaque rapport de productible est sujet à discussion selon les hypothèses

effectuées par les bureaux d'études.

En parallèle, les tarifs réglementés de vente de l'électricité photovoltaïque ont fortement baissé au cours des dernières années : entre le 1^{er} avril et le 30 juin 2015, le tarif T5 atteignait ainsi 6,45 c€/kWh, contre 12 c€/kWh au 30 juin 2011. A partir de 2016, les centrales de plus de 100 kW seront de plus soumises au mécanisme de complément de rémunération, qui introduit plus de risque pour les producteurs d'EnR.

Le photovoltaïque est aujourd'hui une industrie mature : du point de vue des investisseurs, les TRI constatés sont relativement bas, avoisinant généralement 7%. En ce sens, il n'est plus possible de se permettre les approximations qui étaient acceptées jusque-là : il semble donc indispensable d'élaborer un cadre d'étude standard qui permette d'affiner au mieux l'ensemble des estimations, et de limiter le risque associé à une mauvaise anticipation du productible solaire.

Ceci passe tout d'abord par une **réduction de l'incertitude relative à la ressource**. L'installation d'instruments sur site est une pratique systématique dans le secteur de l'éolien; dans le secteur du photovoltaïque, cette démarche est encore trop rare bien que la phase de développement de tels projets soit suffisamment longue pour collecter une année de données, c'est-à-dire une année de mesure in situ qui puisse être mise à profit pour étalonner les estimations par satellite sur le site en question et obtenir une série temporelle de long terme de l'irradiation incidente au sol. Or, c'est précisément ce type d'incertitude qui constitue le poste le plus compressible, tout en étant aussi le plus important. A terme, l'organisation de campagnes de mesures à l'aide d'instruments performants, précis et parfaitement étalonnés nous paraît incontournable pour cerner le risque.

Les **pertes système** dépendent intrinsèquement de la conception de la centrale photovoltaïque. Leur estimation est d'autant meilleure que les informations servant de base aux rapports de productible sont précises, ce qui nécessite une coopération renforcée entre les développeurs et les bureaux d'études. Néanmoins, il est parfois difficile d'obtenir des informations définitives lorsque les modalités d'opération et de maintenance sont encore au stade de négociation. Si quelques paramètres nécessaires au calcul du ratio de performance ont connu une certaine convergence au cours des dernières années, d'autres font encore l'objet de écarts non négligeables. Pour cette raison, l'élaboration d'une approche standard et transparente, portant notamment sur les équipements, pourrait s'avérer bénéfique pour la filière.

². Les constructeurs renseignent la performance des modules dans des conditions standard de fonctionnement : les conditions STC (*Standard Test Conditions*) : rayonnement de 1000 W/m², température de 25°C et masse d'air égale à 1

	Incertitude
Estimation du rayonnement global horizontal	3% à 9%
Transposition du rayonnement dans le plan des modules	0,5% à 2%
Estimation des pertes équipement	3% à 5%
Estimation des dégradations	0,5% à 1%

TABLE 2 – Principales sources d’incertitude pour le calcul du productible solaire (Valeurs obtenues à partir d’une étude d’AWS Truepower et des constats réalisés par ACOFI Gestion au cours de ses due diligences d’acquisition)

À propos d’ACOFI

ACOFI est un groupe indépendant de services financiers fondé en 1990, dont le capital est détenu principalement par ses dirigeants. ACOFI construit des produits et solutions d’investissement répondant aux attentes des grands investisseurs. Ses initiatives portent principalement sur les actifs réels et les prêts directs à l’économie et couvrent quatre grandes thématiques : l’immobilier d’entreprises, les infrastructures, le financement spécialisé des entreprises industrielles et le secteur public. ACOFI Gestion est une société de gestion AIFM, agréée par l’AMF depuis 1997 qui gère et conseille plus de 1 700 M€ en fonds de prêts et fonds d’actifs réels. ACOFI a conclu fin 2014 un partenariat stratégique de long terme avec Groupe La Française (groupe Crédit Mutuel Nord Europe).

Contact Presse

Agence FARGO

Féten BEN HARIZ

+ 33 1 44 82 66 77

fbenhariz@agencefargo.com