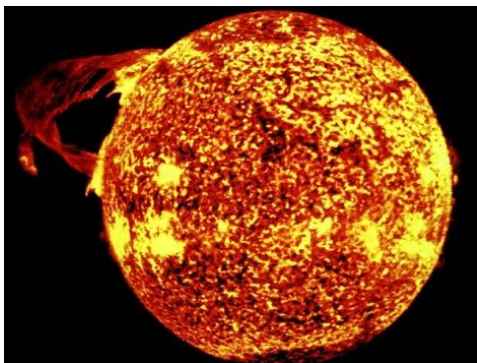


EXECUTIVE SUMMARY :

En deux ans (2011-2013), ACOFI a réalisé le financement de plus de 10 MWc en photovoltaïque pour un montant total d'investissement de 50 M€. Ses équipes effectuent régulièrement des travaux de recherche afin de maîtriser les aspects techniques et économiques de la filière ; c'est dans ce sens que nous avons collaboré avec le Centre Observation, Impacts, Energie de MINES ParisTech / ARMINES pour réaliser une étude sur le gisement solaire en France.

L'objectif de cette étude est de caractériser le profil de l'ensoleillement en France, en étudiant la répartition annuelle de l'irradiation et sa volatilité interannuelle. Nous reviendrons également sur l'épisode de faible ensoleillement constaté sur l'ensemble de l'Hexagone au cours des premiers mois de l'année 2013.

Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique, profil de répartition et volatilité



La Terre et son atmosphère reçoivent du Soleil en un peu plus d'une demi-heure l'équivalent de la consommation mondiale annuelle d'énergie, soit environ 100.000 TWh ou encore 8,7 Mds de tonnes équivalent pétrole en 2010¹.

A partir de 70 km d'altitude, le rayonnement solaire subit au cours de son trajet vers la surface terrestre des phénomènes de diffusion et d'absorption dus aux gaz, aérosols et nuages présents dans l'atmosphère². De ce fait, c'est en moyenne moins de la moitié du rayonnement solaire qui parvient jusqu'à la surface du globe.

Quelques définitions...

L'éclairement solaire est le flux énergétique issu du rayonnement solaire incident reçu par unité de surface exprimé en watts par mètre carré (W/m^2).

L'irradiation solaire est la quantité d'énergie solaire horaire issue du rayonnement solaire incident reçu par unité de surface, exprimée usuellement en watt-heures par mètre carré (Wh/m^2) ou en joules par mètre carré (J/m^2) selon le système international d'unités.

Caractérisation & composantes de la ressource énergétique

Pour un lieu donné sur Terre, le rayonnement solaire reçu par une surface varie suivant différents phénomènes :

- les variations cycliques de position et d'orientation de notre planète par rapport au Soleil (à l'origine de variations saisonnières),
- la diffusion et l'absorption, notamment du fait des nuages, (à l'origine de variations journalières).

Variations cycliques...

Afin de mesurer l'impact des variations cycliques de position de la Terre par rapport au Soleil sur le rayonnement solaire, il convient en premier lieu de s'intéresser aux variations de l'éclairement en incidence normale (i.e. suivant un plan perpendiculaire à la direction du Soleil) en haut de l'atmosphère (éclairement hors atmosphère). Du fait de la trajectoire légèrement elliptique de la Terre

¹ Key World Energy Statistics 2012, Agence Internationale de l'Energie

² N.B. La limite entre l'atmosphère terrestre et l'espace a été définie "arbitrairement" à l'altitude de 100 km par la Fédération Aéronautique Internationale (FAI).

autour du Soleil, la distance entre les deux varie de $\pm 1,7 \%$ au cours de l'année, et cet éclairement normal hors atmosphère varie autour de sa moyenne annuelle, appelée constante solaire. Le niveau minimal (1320 W/m^2) est atteint le jour de l'aphélie (5 juillet) et le niveau maximal (1415 W/m^2) est atteint le jour du périhélie (3 ou 4 janvier)³. La première détermination de la constante solaire par Claude Pouillet date de 1838 qui l'estima à 1228 W/m^2 . Un temps remise en question, la mise en orbite de satellites dotés d'outils de mesures modernes a permis de réaliser une mesure fiable de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 0,5\%$.

Traversée de l'atmosphère...

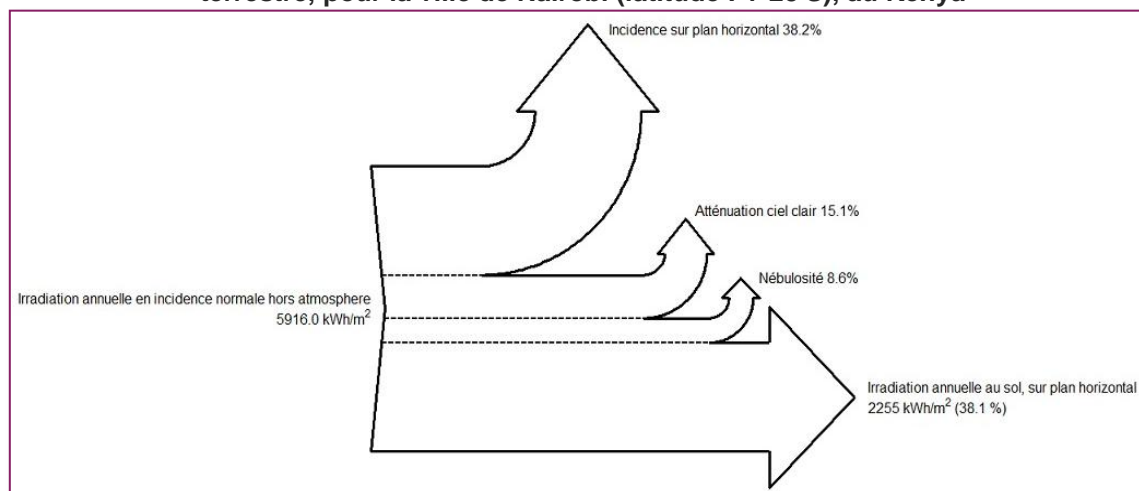
Au niveau du sol terrestre, l'éclairement incident sur le plan horizontal résulte de l'éclairement normal hors atmosphère minorée de l'effet de l'angle d'incidence solaire et des pertes liées aux phénomènes de diffusion, d'absorption et de réfraction rencontrés par le rayonnement solaire lors de sa traversée de l'atmosphère .

En fonction des différentes longueurs d'ondes et de l'angle d'incidence du flux énergétique, différents processus physiques sont à l'origine de ces pertes. Ces pertes peuvent être schématiquement classifiées en trois catégories de pertes :

- l'incidence du flux (angle d'incidence du flux énergétique par rapport à la surface atmosphérique),
- l'atténuation ciel clair (ozone, vapeur d'eau, etc.),
- nébulosité (aérosols, nuages, fumées, etc.).

Ainsi, annuellement, seulement 20 % de l'irradiation reçue hors atmosphère parvient jusqu'au sol à Paris contre 38 % pour la ville de Nairobi. Cette différence est principalement liée à la différence d'angle d'incidence du flux énergétique car les deux villes ne sont pas sur des latitudes proches.

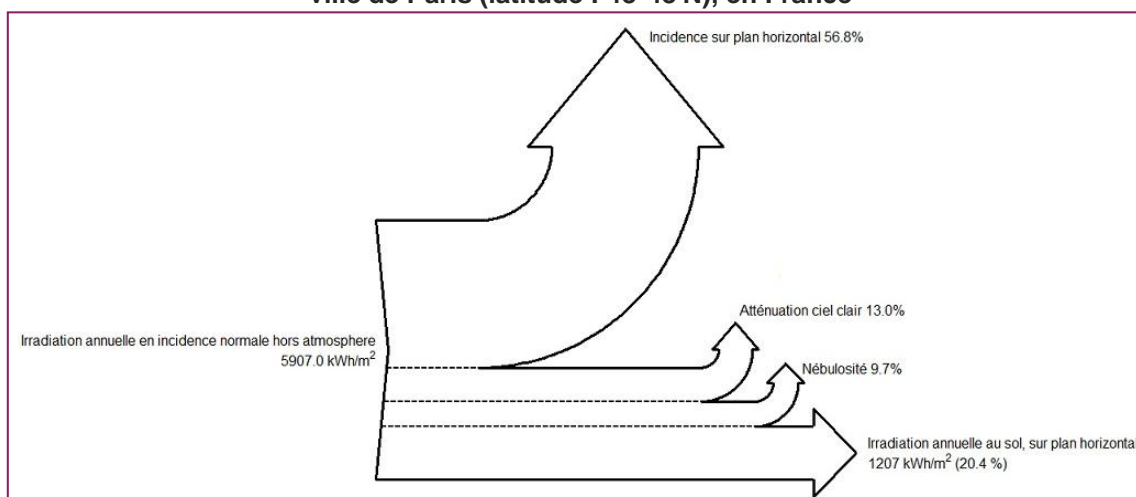
Diagramme de pertes typiques d'irradiation entre le haut de l'atmosphère et la surface terrestre, pour la ville de Nairobi (latitude : $1^{\circ}25'S$), au Kenya



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

³ Le périhélie est le point de l'orbite d'un corps céleste (planète, comète, etc.) qui est le plus rapproché du Soleil autour duquel il tourne ; l'aphélie est le point qui en est le plus éloigné.

Diagramme de pertes d'irradiation entre le haut de l'atmosphère et la surface terrestre, pour la ville de Paris (latitude : 48°48'N), en France

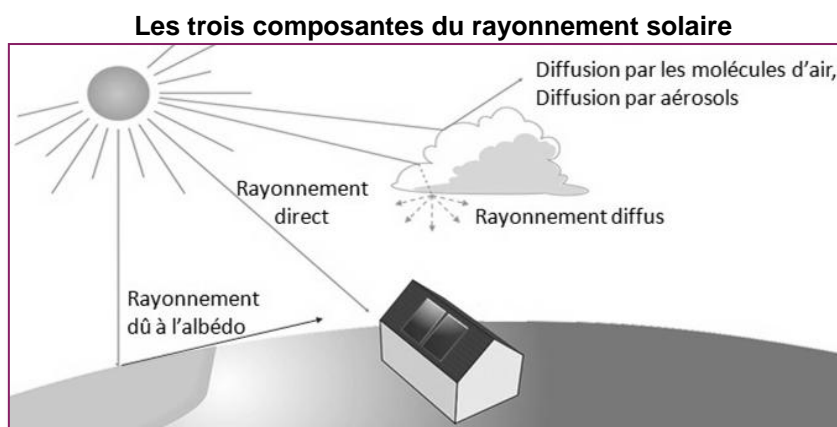


Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

Focus sur l'irradiation solaire in situ...

L'irradiation globale reçue sur une surface horizontale ou plan horizontal, notée ici IGH, peut être décomposée en trois composantes dont les proportions et l'intensité varient selon le lieu, le moment de la journée et la saison :

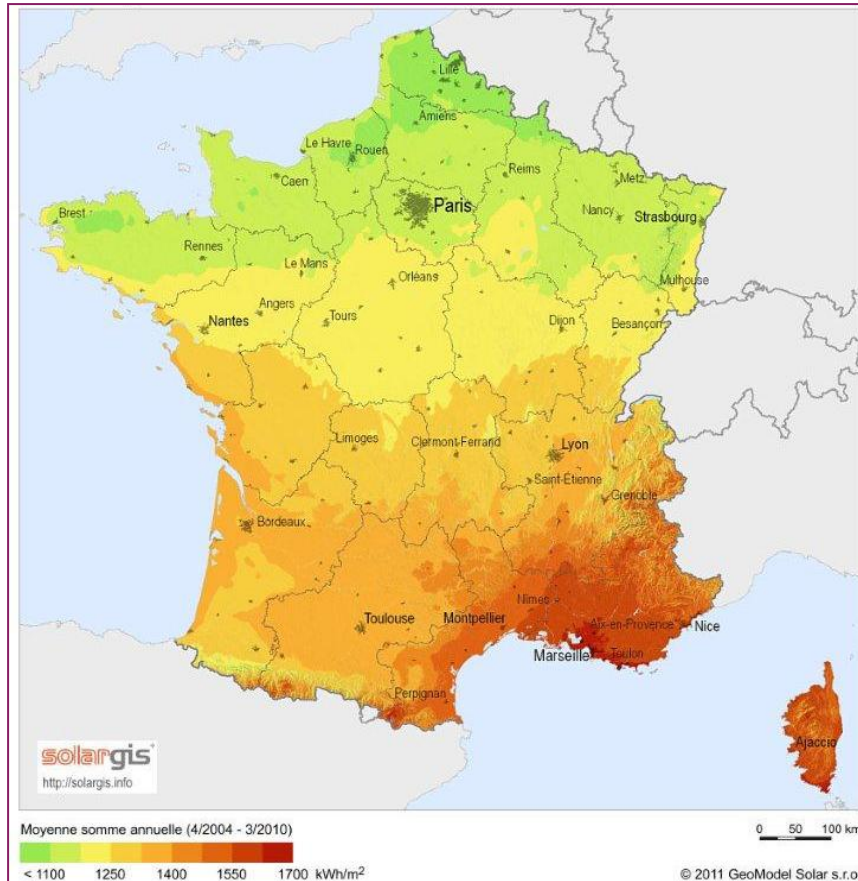
- le **rayonnement direct** qui a fait un trajet dans l'atmosphère sans déviation géométrique, et correspond donc à la portion du rayonnement incident dans la direction d'éclairement du Soleil,
- le **rayonnement diffus** qui résulte des diffractions du rayonnement direct par les nuages et les particules atmosphériques,
- le **rayonnement réfléchi dû à l'albédo** qui résulte de la réflexion du rayonnement par les surfaces proches. L'albédo d'un milieu considéré est le rapport entre le flux de rayonnement réfléchi et le flux de rayonnement incident. Ce coefficient est d'autant plus élevé que la surface est claire (étendue d'eau, neige,...).



Source : www.solarpraxis.de

A l'échelle de la France métropolitaine, l'irradiation globale horizontale annuelle varie de 1100 kWh/m^2 dans le nord à près de 1700 kWh/m^2 dans le sud.

Carte de l'irradiation globale horizontale en France



Source : Solargis

Méthodes de mesure de l'irradiation

L'irradiation solaire globale est mesurée à l'aide d'un capteur actinométrique⁴ particulier, le pyranomètre. Ce dernier contient une thermopile qui délivre une tension proportionnelle à l'irradiation. La partie supérieure de la pile s'échauffe lorsqu'elle est exposée au rayonnement solaire, tandis que la partie inférieure est protégée du rayonnement et sert de référence.

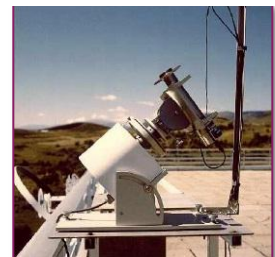
D'autres capteurs actinométrique, plus rares, permettent aussi la mesure spécifique du rayonnement direct ou diffus :

- Le pyranomètre ombré est équipé d'un anneau métallique qui masque le soleil, supprimant la composante directe du rayonnement incident.
- Le pyréliomètre est équipé d'un système de suivi du soleil, ainsi il ne mesure que le rayonnement direct.

Ces instruments de mesures sont relativement peu nombreux et leur rareté croît avec la complexité du dispositif. On dénombre ainsi sur le réseau de stations météorologiques de Météo France environ 450 pyranomètres et un seul pyréliomètre en France métropolitaine⁵.



Pyranomètre ombré






Pyréliomètre

⁴ L'actinométrie est la mesure de l'intensité des radiations, notamment solaires.

⁵ « La ressource solaire : importance et moyens de caractérisation », P.Blanc, B.Espinar, L.Wald dans L'énergie à découvrir, CNRS Editions

Exemples de capteurs par ordre croissant de complexité de l'instrumentation et donc du niveau de détail de la caractérisation du rayonnement solaire

		
Pyranomètre : mesure de l'éclairement total global ($W m^{-2}$) par intégration sur tout l'hémisphère.	Pyranomètre ombré : mesure de l'éclairement total diffus ($W m^{-2}$) par intégration de tout l'hémisphère à l'exception d'un angle solide autour du Soleil.	Pyrhéliomètre pointé vers le soleil : mesure de l'éclairement total direct en incidence normale ($W m^{-2}$) par intégration uniquement d'un angle solide autour du Soleil.

Source : « La ressource solaire : importance et moyens de caractérisation » in *L'énergie à découvrir*.

Pour les lieux dépourvus de ces capteurs, il est possible de réaliser des interpolations/extrapolations à partir des mesures enregistrées dans les stations les plus proches, mais la précision de ces estimations diminue fortement avec la distance aux stations.

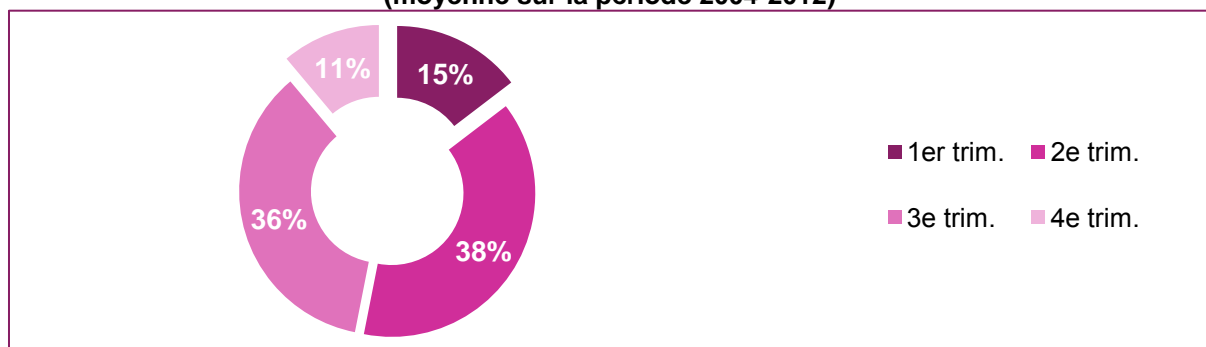
Bases de données de l'irradiation

Pour obtenir des données plus fiables pour des lieux éloignés de stations de mesures, il est possible d'utiliser des images satellites météorologiques. Par exemple, les méthodes de la famille Heliostat déterminent un indice d'ennuage, qui, couplé à un modèle d'éclairement par ciel clair, permet une estimation du rayonnement solaire incident au sol.

Pour mener à bien l'étude du gisement solaire en France, nous nous sommes appuyés sur les données de la base Helioclim-3⁶ développée par MINES ParisTech – ARMINES (et consultable sur www.soda-is.com) qui donne des estimations de l'irradiation globale horizontale en utilisant des données satellitaires en prenant en compte, pour un lieu donné, les variations liées à la géométrie relative Terre-Soleil, des données climatologiques sur la turbidité de l'atmosphère par condition de ciel clair ainsi que la couverture nuageuse caractérisée par un indice d'ennuage déterminé par l'analyse des images du capteur SEVIRI⁷. Helioclim-3 couvre l'Afrique, l'Europe, le Moyen-Orient et l'Océan Atlantique depuis février 2004 avec une résolution spatiale de l'ordre de 3 km et une résolution temporelle de 15 min. Cette base de données, accessible via des services web, a ainsi satisfait plus de 2 millions de requêtes en 2011.

Répartition moyenne de l'irradiation solaire sur une année

Répartition trimestrielle de l'irradiation annuelle globale horizontale en France (moyenne sur la période 2004-2012)

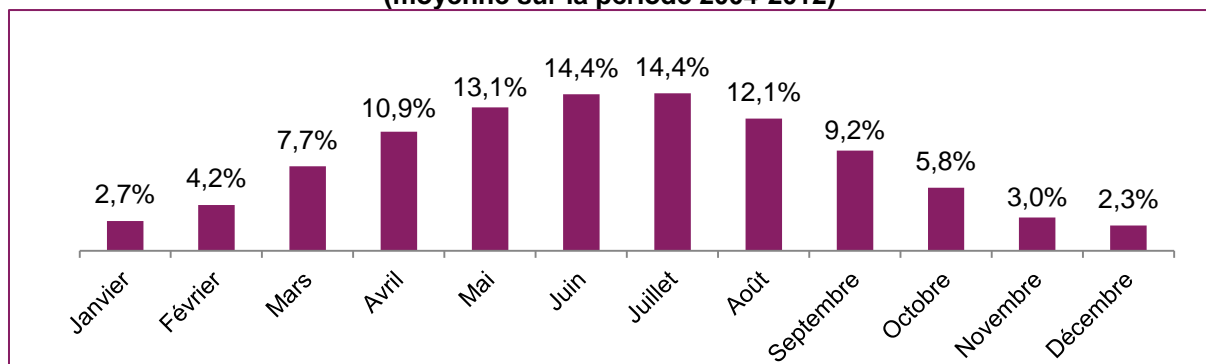


Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

⁶ P. BLANC, B. GSCHWIND, M. LEFEVRE et L. WALD. The Helioclim project: surface solar irradiance data for climate applications, *Remote Sensing*, 3, pp. 343-361, 2010.

⁷ Capteur embarqué sur le satellite météorologique en orbite géostationnaire Météosat Seconde Génération (MSG).

Répartition mensuelle de l'irradiation annuelle globale horizontale en France (moyenne sur la période 2004-2012)



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

Le deuxième et le troisième trimestre de l'année civile représentent près de 75% de l'irradiation annuelle en France.

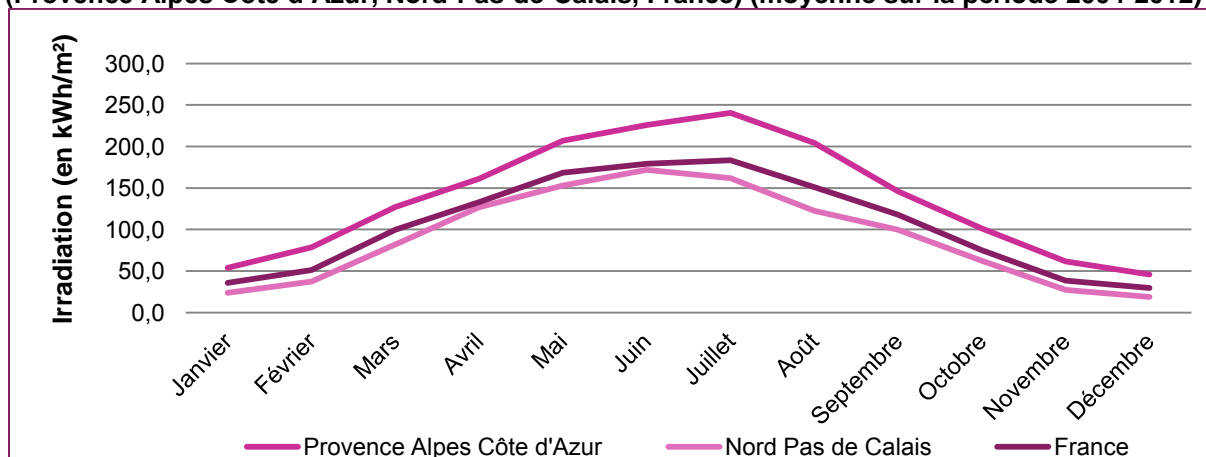
La répartition sur l'année de l'irradiation mensuelle sur la période 2004 - 2012 suit un profil comparable à une distribution gaussienne.

Comparaison de l'irradiation en Provence Alpes Côte d'Azur et Nord-Pas-de-Calais par rapport aux moyennes nationales (moyennes sur la période 2004-2012, IGH mensuelle en kWh/m²)

	Nord Pas de Calais (kWh/m ²)	Ecart / Réf.	Provence Alpes Côte d'Azur (kWh/m ²)	Ecart / Réf.	France (kWh/m ²) (Réf.)
Janvier	24,0	-31%	55,1	58%	34,9
Février	37,8	-29%	79,1	48%	53,3
Mars	81,8	-17%	126,5	28%	98,6
Avril	132,6	-5%	161,9	16%	139,2
Mai	153,4	-8%	202,3	21%	167,5
Juin	163,9	-10%	223,3	22%	183,0
Juillet	163,0	-11%	236,5	29%	183,9
Août	126,9	-18%	202,8	31%	154,6
Septembre	99,7	-15%	147,7	26%	117,2
Octobre	61,0	-17%	100,8	37%	73,7
Novembre	26,8	-31%	61,4	58%	38,8
Décembre	18,3	-38%	47,3	61%	29,4
Total	1089,2	-15%	1644,8	29%	1274,1

Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

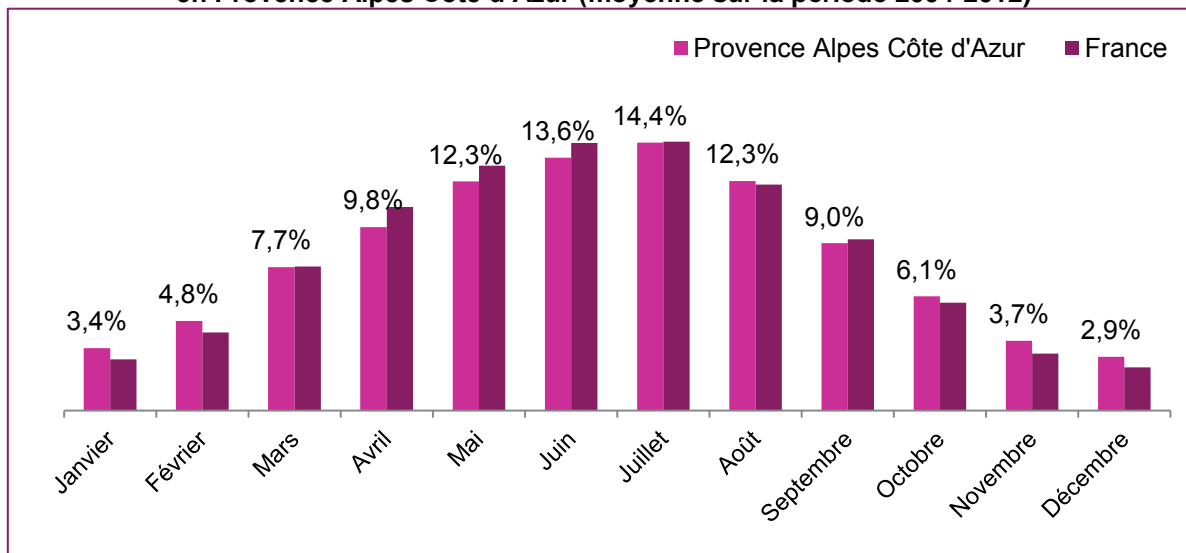
Moyenne multi-annuelle de l'irradiation globale horizontale mensuelle (Provence Alpes Côte d'Azur, Nord-Pas-de-Calais, France) (moyenne sur la période 2004-2012)



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

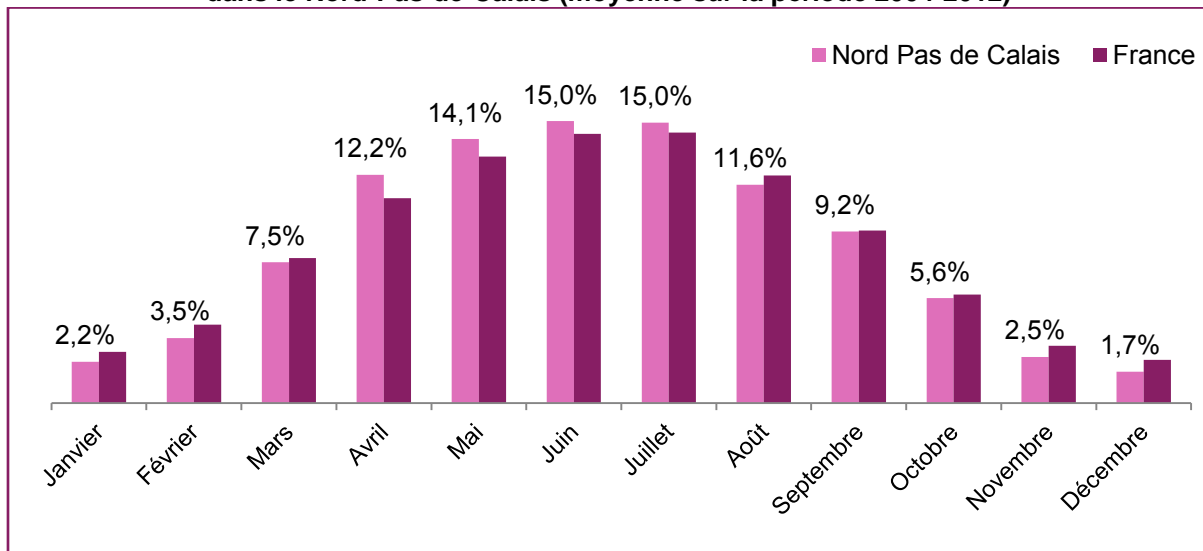
La répartition sur l'année de l'irradiation mensuelle moyennée sur plusieurs années entre 2004 et 2012 suit un profil comparable pour toutes les régions de France métropolitaine. On constate assez logiquement que l'importance des mois d'été dans le total annuel est plus marquée que la moyenne nationale dans les régions du nord de la France (comme le Nord-Pas-de-Calais) tandis que pour les régions du sud (comme la Provence Alpes Côte d'Azur) la part de l'irradiation annuelle portée par les mois d'été est moins grande.

Moyenne multi-annuelle de la répartition mensuelle relative de l'irradiation globale horizontale en Provence Alpes Côte d'Azur (moyenne sur la période 2004-2012)



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

Moyenne multi-annuelle de la répartition mensuelle relative de l'irradiation globale horizontale dans le Nord-Pas-de-Calais (moyenne sur la période 2004-2012)



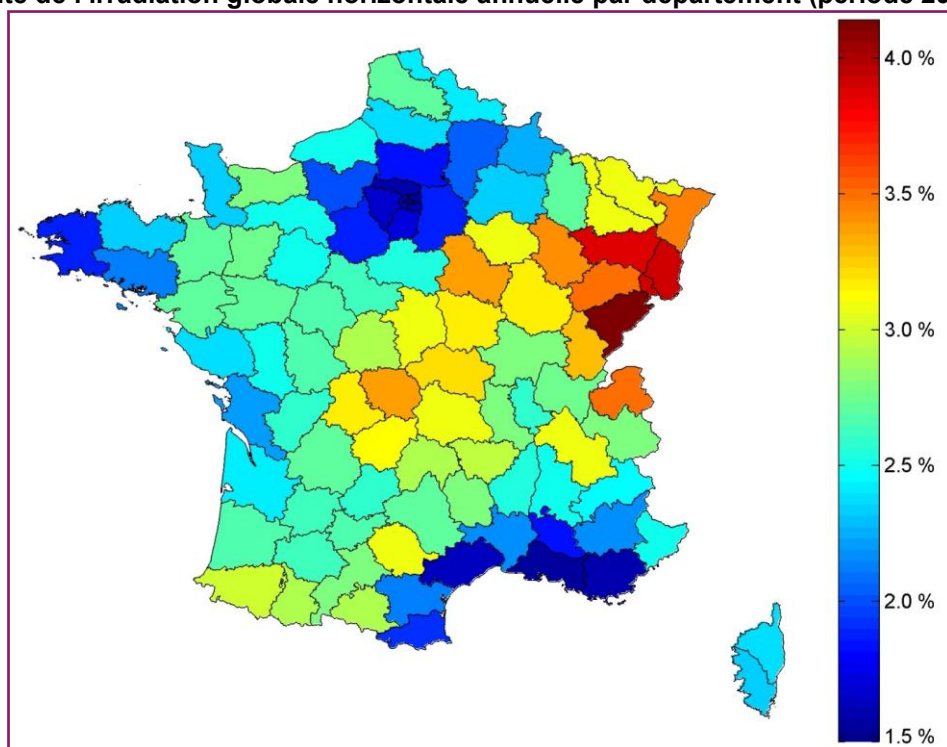
Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

Ainsi, nous avons pu voir que la répartition relative sur l'année de l'irradiation mensuelle est sensiblement la même sur l'ensemble du territoire métropolitain, tandis que l'irradiation est bien plus forte dans le sud que dans le nord du pays. Un autre facteur important à prendre en compte lors de l'installation de systèmes photovoltaïques est celui de la volatilité du gisement solaire d'une année sur l'autre. Nous avons souhaité voir ici quelle était l'importance de ces variations interannuelles, et quelles régions étaient les moins impactées par cette volatilité.

Volatilité de l'irradiation

Sur la période allant de 2004 à 2012, nous avons calculé la volatilité de l'irradiation globale horizontale annuelle évaluée ici par l'écart type relatif à la moyenne. Sur l'ensemble du territoire, la volatilité moyenne est de 2,2%, et au niveau départemental cette volatilité peut aller de 1,5% à 4%. Sur la majeure partie du territoire la volatilité est inférieure à 3%, et les régions Alsace et Franche-Comté présentent les volatilités les plus élevées (3,6%) tandis que l'Île-de-France a la volatilité la plus faible (1,8%).

Volatilité de l'irradiation globale horizontale annuelle par département (période 2004-2012)



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

On constate donc que la volatilité interannuelle de l'irradiation est faible sur l'ensemble du territoire et qu'il est possible de cibler des régions présentant le moins de risques pour la production d'électricité photovoltaïque, comme la région Provence Alpes Côte d'Azur ou la région Aquitaine, qui garantissent à la fois une irradiation importante et une faible volatilité de celle-ci.

Il est toutefois possible d'avoir des périodes pendant lesquelles l'irradiation est anormalement faible, lors d'épisodes météorologiques exceptionnels. Cela s'est produit encore récemment, au premier trimestre 2013, avec un effet plus ou moins marqué selon les régions. Nous avons voulu ici étudier de plus près l'importance de ce phénomène ainsi que sa répartition spatiale sur le territoire

L'épisode de faible ensoleillement au premier trimestre 2013

Sur les quatre premiers mois de 2013, l'ensemble du territoire a reçu une irradiation globale horizontale plus faible que la moyenne pour la période équivalente sur 2004-2013.

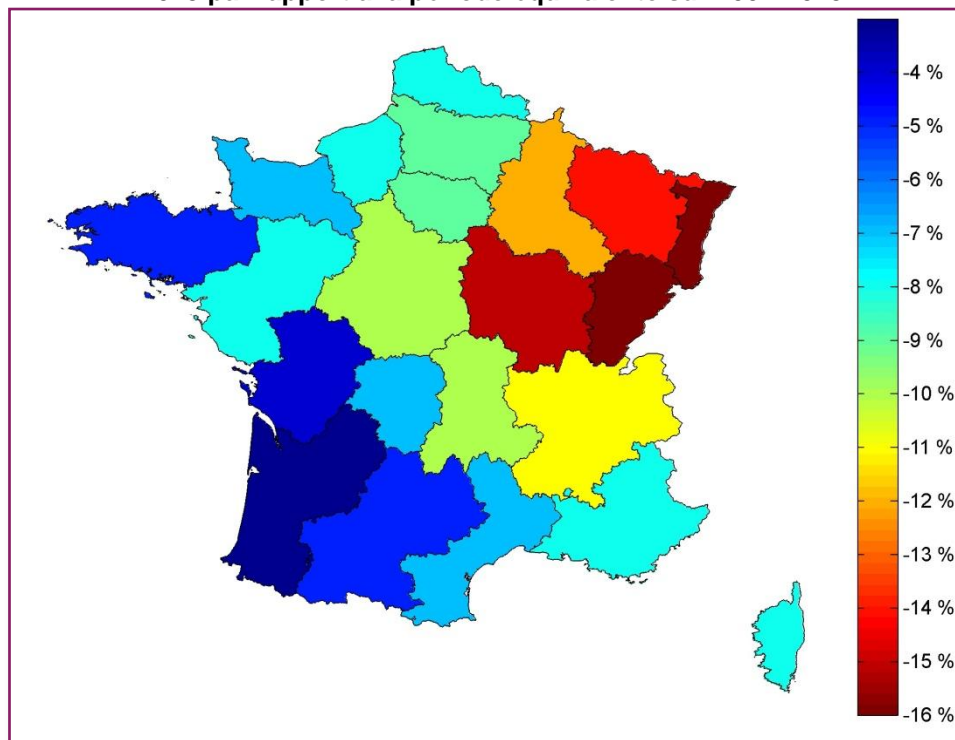
Le déficit d'irradiation est ici exprimé en différence relative de l'irradiation de janvier à avril 2013 par rapport à la moyenne entre 2004 et 2013 de ces mêmes mois :

Ainsi, pour la façade atlantique et le pourtour méditerranéen, était-il compris entre -4% et -8%, de -7% à -9% pour les régions bordant la Manche, de -7% à -10% pour les régions centrales du Nord au Sud, de -12% à -16% pour le quart Nord Est. Au sein d'une même région les variations étaient relativement

proches entre les différents départements. En revanche pour la région Rhône Alpes qui a connu un déficit de -11%, celui-ci allait de -9% à -15% selon les départements.

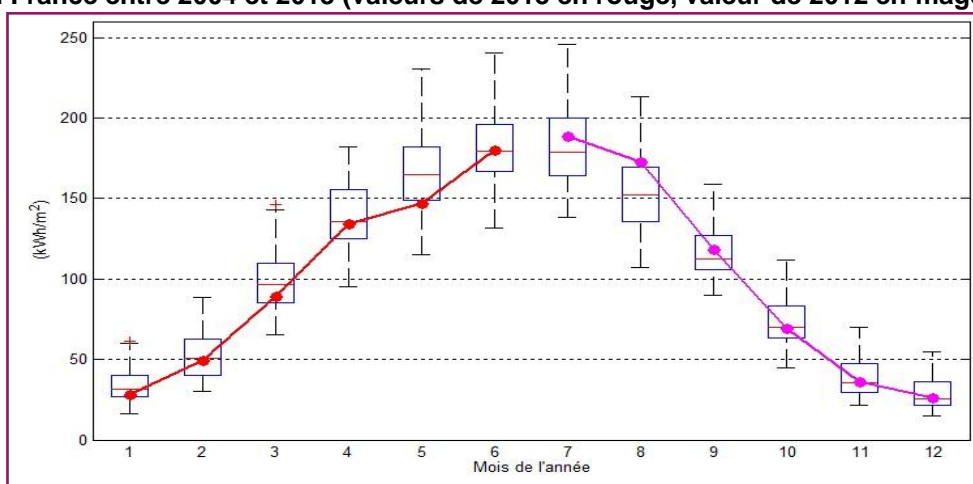
Sur ce premier semestre 2013, comparativement aux dix dernières années, la France a connu un ensoleillement très faible aux mois de janvier, mars et mai, pour lesquels l'irradiation globale horizontale était dans le quart inférieur des données relevées (au niveau du 1er quartile de la série statistique).

Différence relative (%) de l'irradiation globale horizontale mensuelle de la période janvier-avril 2013 par rapport à la période équivalente sur 2004-2013



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

Analyse des variabilités interannuelles de l'irradiation globale horizontale mensuelle moyenne en France entre 2004 et 2013 (valeurs de 2013 en rouge, valeur de 2012 en magenta)



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

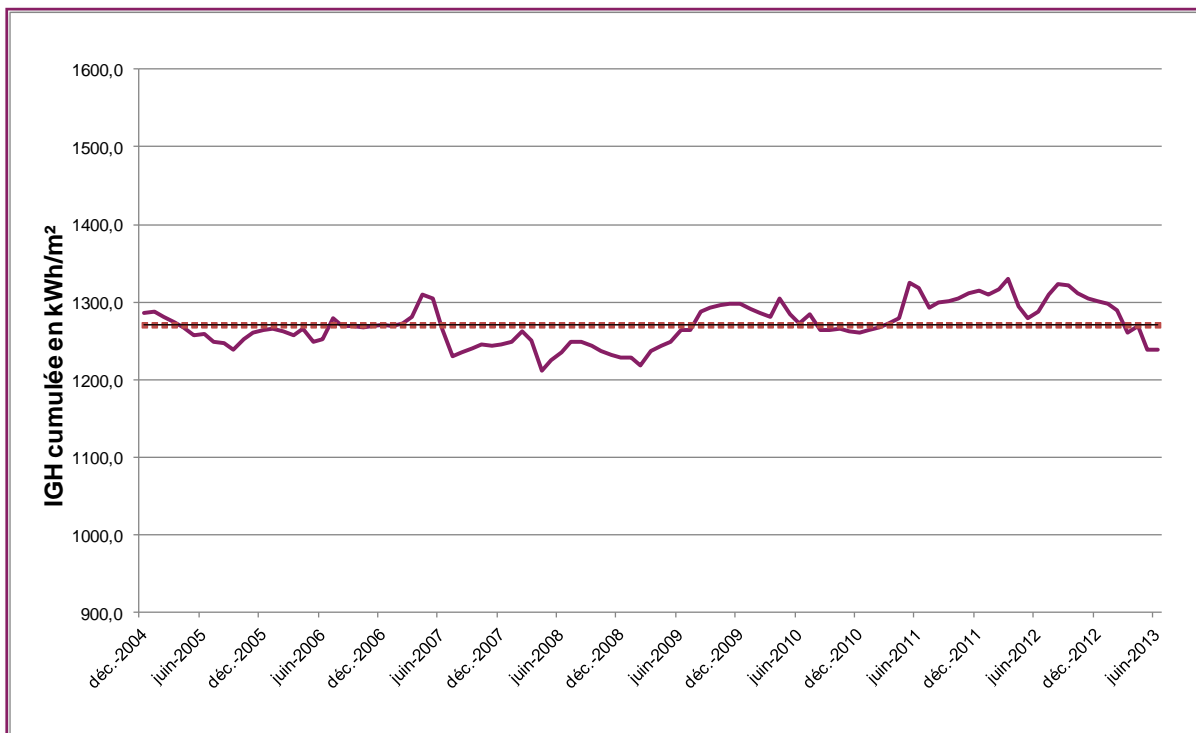
La période durant laquelle l'irradiation a été déficitaire a même débuté à l'automne 2012 dans certaines régions de France; celles qui ont été les plus chroniquement déficitaires comparativement aux dix dernières années sont les suivantes :

- les régions Alsace, Provence Alpes Côte d'Azur et Rhône-Alpes : l'irradiation globale horizontale mensuelle est inférieure au 1er quartile pour chaque mois entre octobre 2012 et mai 2013 (inclus),
- les régions Champagne-Ardenne, Ile-de-France, Lorraine et Picardie : l'irradiation globale horizontale mensuelle est inférieure au 1er quartile pour chaque mois entre octobre 2012 et mai 2013 sauf avril 2013,
- les régions Auvergne, Bourgogne, Centre et Franche-Comté : l'irradiation globale horizontale mensuelle est au niveau du 1er quartile pour chaque mois entre octobre 2012 et mai 2013 (hormis une valeur très basse pour la Franche-Comté en mai 2013),
- les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon et Limousin : l'irradiation globale horizontale mensuelle est inférieure à la médiane pour chaque mois entre octobre 2012 et mai 2013 (inclus).

Pour les autres régions (Bretagne, Basse-Normandie, Haute-Normandie, Corse, Midi-Pyrénées, Nord Pas de Calais, Poitou-Charentes) l'irradiation globale horizontale a été plus faible sur le premier semestre 2013 que lors des années précédentes mais ce déficit n'a pas été constaté sur chacun des mois.

Toutefois, si on s'intéresse aux données cumulées sur douze mois glissants, les statistiques pour le printemps 2013 sont faibles mais on a déjà atteint des valeurs plus basses au cours des dix dernières années. Si on observe la diminution, entre deux mois consécutifs, de l'irradiation globale horizontale cumulée sur douze mois, les mois de mars et mai 2013 figurent effectivement parmi les 10% de valeurs extrêmes de l'échantillon. On a malgré tout relevé des variations encore plus importantes à quelques reprises au cours de la dernière décennie : en juin et juillet 2007, en avril 2008 et en avril 2012. Dès lors l'épisode de faible ensoleillement du printemps 2013 n'était pas aussi exceptionnel qu'on ne pourrait le croire.

Evolution de l'irradiation globale horizontale cumulée sur douze mois glissants en France



Source : Centre Observation, Impacts, Energie - O.I.E – MINES ParisTech & ACOFI

En tout état de cause, ces variations restent relativement faibles (le plus gros écart à la moyenne de l'irradiation cumulée sur douze mois, constaté en avril 2008, est seulement de 4,8%). Cela confirme

bien le fait que le gisement solaire est peu volatile, même s'il est possible de traverser parfois des périodes présentant un déficit d'irradiation.

Ainsi, pour des systèmes photovoltaïques qui vont fonctionner pendant une trentaine d'années grâce à l'énergie du soleil, il est possible de prévoir de façon assez précise la quantité d'électricité qui sera produite *in-fine*, étant donné la faible volatilité de l'irradiation et la fiabilité toujours plus grande de ces infrastructures. Cette prévisibilité sur le long-terme des flux constitue l'une des motivations principales d'ACOFI de proposer des solutions d'investissement dans le secteur photovoltaïque.

Nous tenons à remercier Philippe Blanc, chercheur au centre Observation, Impacts, Energie (O.I.E), pour sa précieuse contribution à cette étude. Son expertise sur la ressource solaire et les données de la base HelioClim-3 qu'il a accepté de nous fournir nous ont été d'une grande aide.

Ce centre de recherche, commun entre MINES ParisTech et ARMINES, contribue aux activités de recherche suivant l'axe "Energies nouvelles et renouvelables" du département Energétiques et Procédés de MINES ParisTech. Son objet scientifique traite des aspects temporels et spatiaux des questions posées sur les ressources en énergie renouvelable et les impacts environnementaux de la production et des usages de l'énergie. Cet objet se situe au carrefour de l'énergie, de l'environnement et de l'observation de la Terre en s'appuyant sur la diversité des compétences complémentaires des différents chercheurs, ingénieurs et doctorants qui le portent : météorologie, observation de la Terre, mathématiques appliquées, métrologie, sciences de l'information et de l'environnement. Le centre a de plus un positionnement particulier proche des industriels et décideurs en charge du développement de solutions énergétiques basées sur les énergies nouvelles et renouvelables à faibles impacts environnementaux.

Pour plus d'information sur les activités du Centre O.I.E. :

<http://www.oie.mines-paristech.fr>.

Equipe Financement d'Infrastructures



Philippe GARREL
Directeur d'Investissement
Tél. +33 (0) 1 53 76 99 87
Tél. +33 (0) 6 87 07 44 13



Marc-Etienne MERCADIER
Analyste
Tél. +33 (0) 1 53 76 99 75
Tél. +33 (0) 6 83 52 38 08

Biographies des auteurs pour les publications externes à ACOFI

Anil Kalyanpur termine actuellement sa formation à AgroParisTech et à l'IFP School en vue de l'obtention d'un diplôme d'ingénieur agronome et du master Economie du Développement Durable, de l'Environnement et de l'Energie. Il a accompagné en 2013 l'équipe de financement d'infrastructures d'ACOFI, spécifiquement sur les secteurs du photovoltaïque et de l'éolien.

Marc-Etienne Mercadier a rejoint ACOFI en 2010 où il a analysé et conseillé les investissements d'infrastructure énergétiques réalisés par le groupe ACOFI (près de 50 M€).

Marc-Etienne est titulaire du diplôme d'ingénieur de l'ESME Sudria (spécialisation systèmes énergétiques) et du master Economie du Développement Durable, de l'Environnement et de l'Energie de l'IFP School et de l'INSTN spécialisé dans le management de projets énergétiques bas carbone, prospective et économie du changement climatique.

Dr. Philippe Blanc est ingénieur diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure des Télécommunications de Bretagne (1995) et a obtenu en 1999 son titre de docteur diplômé de MINES ParisTech dans les domaines du traitement du signal et de l'image. Entre 2000 et 2007 il a travaillé à Thales Alenia Space dans le domaine du traitement et de la qualité des images de satellites d'observation optique à haute résolution. Depuis 2007 il est enseignant-chercheur employé par ARMINES développant pour MINES ParisTech essentiellement des activités de recherche dans le domaine de la ressource solaire. Depuis 2013, il est responsable des activités de recherche sur les estimations de ressources en énergie renouvelables au sein du Centre O.I.E.

Liste de publications sur Google Scholar :

<http://scholar.google.fr/citations?user=l0tNZQcAAAAJ&hl=fr>