

Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030

Note de restitution



24 mars 2020

Sommaire

| | |
|---|----|
| L'AUGMENTATION DES CAPACITES PHOTOVOLTAÏQUES EN FRANCE PERMET DE REDUIRE LE CONTENU CO ₂ DU MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPEEN..... | 3 |
| PRINCIPES METHODOLOGIQUES | 5 |
| RESULTATS DETAILLES..... | 7 |
| Des émissions de CO ₂ évitées par le PV à hauteur de 270 à 330 gCO ₂ /kWh..... | 7 |
| Un poids carbone du PV français en 2030 estimé à 32 gCO ₂ /kWh..... | 9 |
| HYPOTHESES DETAILLEES..... | 12 |
| Le mix de production remplacé par le PV a été calculé à travers une modélisation fine du système électrique français et européen | 12 |
| Le poids du PV installé en 2030 a été calculé via une approche analyse de cycle de vie | 14 |
| LIMITES ET ENSEIGNEMENTS DE L'ETUDE | 18 |
| A PROPOS DES AUTEURS..... | 19 |

L'augmentation des capacités photovoltaïques en France permet de réduire le contenu CO₂ du mix électrique Français et Européen

En janvier 2020, le gouvernement a soumis à consultation publique une nouvelle version de la programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon de 2028. Cette nouvelle version a confirmé les objectifs ENR, et notamment solaire, ambitieux, tout en précisant la trajectoire de baisse du nucléaire jusqu'à 50% dans le mix électrique en 2035.

Etant donné la faible intensité carbone moyenne du mix électrique français, l'impact climat positif de l'ajout de capacités photovoltaïques en France a pu être questionné. Dans ce cadre, *France Territoire Solaire* a missionné *Artelys* et *I Care & Consult* pour évaluer l'impact climat de ces nouvelles capacités, sur la base du fonctionnement réel du système électrique avec l'outil de modélisation **Artelys Crystal Super Grid**.

L'analyse, réalisée en comparant deux situations pour le mix électrique correspondant à l'année 2030¹, reposant sur des hypothèses issues de scénarios publics de référence (Programmation pluriannuelle de l'énergie, scénarios du « Ten-Year Network Development Plan » de l'ENTSO-E²) et différant uniquement par leur capacité PV en France, montre la **contribution nette positive** de capacités additionnelles de PV en France à la transition climat en France et en Europe.

En effet, en comparant la variante PV haut du scénario PPE (54 GW de solaire PV) et la variante PV bas (41,5 GW de solaire PV) en 2030, l'impact des 12,5 GW additionnels de PV à cet horizon 2030 est le suivant :

- Une diminution des émissions de CO₂ de **238 gCO₂ par kWh** de production PV supplémentaire au sein du système électrique, qui provient de **270 gCO₂/kWh** d'émissions évitées dans le système électrique français et européen, auxquelles sont retirés les **32 gCO₂/kWh** nécessaires pour fabriquer et installer les systèmes PV.
- Ces émissions évitées dans le système électrique proviennent du remplacement de productions thermiques en France (11%) et en Europe (89%). La production additionnelle PV ne se substitue que partiellement à de la production nucléaire française : 48% de la production PV additionnelle remplace une production nucléaire (bien en dessous du taux nucléaire actuel dans la production), tandis que plus de la moitié de l'énergie produite par les panneaux supplémentaires (52% ou 7,4TWh) permet in-fine de réduire de la production thermique. Ces 6,8 TWh de réduction du nucléaire correspondent à moins de 2% de la production nucléaire française dans le scénario de référence (381 TWh).
- Ces résultats montrent que le solaire n'intervient pas directement en remplacement du mix de production moyen mais permet surtout de réduire la production des capacités thermiques, en

¹ Cette analyse est volontairement réalisée dans un contexte avec de fortes capacités de production décarbonée en France (nucléaire, éolien, solaire, hydro), et sans réadaptation du plan de maintenance des centrales nucléaires, de manière à ne pas favoriser les capacités PV dans l'analyse.

² <https://tyndp.entsoe.eu/>

cohérence avec les analyses récentes de RTE sur l'influence des énergies renouvelables sur les productions des différentes filières³.

- L'impact CO₂ de la production PV supplémentaire pourrait être encore plus important si la croissance de ces capacités était accompagnée par un développement de capacités de flexibilité additionnelles ou une augmentation de la demande qui permettrait d'exploiter la production nucléaire substituée (6,8 TWh). Par exemple, une conversion en hydrogène de cette énergie décarbonée disponible pourrait permettre d'éviter **60 g CO₂ supplémentaires par kWh de production PV supplémentaire**⁴.

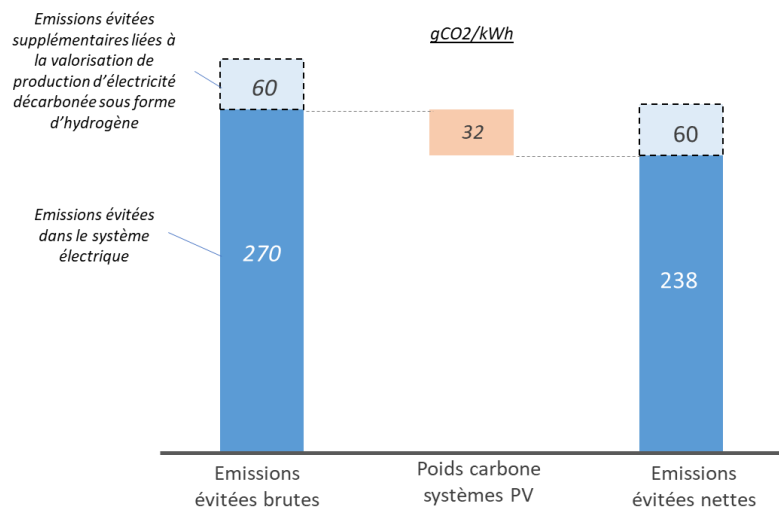


Figure 1 : Synthèse des émissions évitées par les capacités photovoltaïques supplémentaires en France en 2030

- Si les capacités nucléaires ne devaient pas baisser autant que prévu dans la PPE, restant aux 63 GW actuels plutôt qu'aux 57 GW prévus, l'analyse montre que les émissions évitées resteraient élevées, à 190 gCO₂/kWh additionnel (+ 60 g CO₂/kWh de conversion hydrogène).
- Enfin, les économies de CO₂ permises par les capacités additionnelles (12,5 GW) de PV ont été évaluées avec une méthodologie dans laquelle ces capacités sont en concurrence importante avec les autres capacités peut émettrices de CO₂ (nucléaire, hydro ou autres EnR variables), contrairement à la situation actuelle où « l'énergie éolienne et l'énergie solaire se déploient essentiellement en addition au potentiel de production nucléaire et hydraulique » comme l'indique RTE⁵.

³ « 11. Ces résultats battent en brèche une vision réductrice du système électrique où chaque incrément de production éolienne et solaire se ferait au détriment du nucléaire et n'aurait pas d'influence sur les émissions de gaz à effet de serre. », RTE, https://www.rte-france.com/sites/default/files/note_bilans_co2_v3.pdf

⁴ Ce chiffre d'émissions évitées correspond à la moyenne entre l'impact de l'hydrogène s'il est injecté dans le réseau de gaz (un MWh d'hydrogène remplace un MWh de méthane) et l'impact de l'hydrogène s'il évite une production par vaporéformage (un MWh d'hydrogène remplace environ 1,3 MWh de méthane).

⁵ Message 7 de la note CO₂ mentionnée plus haut.

Principes méthodologiques

L'étude se base sur une simulation de la réponse du réseau électrique français et européen face à l'introduction de capacités PV supplémentaires. La simulation prend en compte la consommation d'électricité en France et dans les pays voisins, la production et la consommation des pays voisins ainsi que la capacité d'interconnexion.

Afin d'analyser le mix électrique, nous avons choisi 2030 comme année de référence. Elle représente l'horizon de temps de la programmation pluriannuelle de l'énergie⁶ (PPE) qui a été officialisée en 2020. La PPE affiche des objectifs ambitieux en termes de capacités renouvelables et constitue donc un cadre d'analyse intéressant pour la pertinence du PV dans le système électrique. Conformément à la PPE, le scénario considéré n'intègre pas de capacités de production thermique supplémentaire par rapport à aujourd'hui.

En Europe, le scénario utilisé repose sur le scénario « Sustainable Transition » du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E, qui prend en compte l'évolution possible des mix électriques étrangers, qui gardent dans leur ensemble une part thermique carbonée importante (40%) en 2030.

Pour évaluer l'impact carbone net du photovoltaïque sur le système électrique, l'approche adoptée consiste à comparer les émissions du mix électrique remplacé par l'installation de capacité PV dans le système, au contenu carbone intrinsèque du PV. Ce raisonnement est présenté par l'équation suivante, l'unité utilisée est le gCO₂/kWh :

$$\text{Emissions évitées nettes} = \text{Emissions directes évitées sur le mix électrique} - \text{Contenu carbone du PV}$$

Emissions directes évitées sur le mix électrique

Le bénéfice climat du photovoltaïque repose sur le fait que chaque kWh PV remplace un mix électrique qui peut contenir partiellement des moyens de production carbonés (gaz naturel, charbon et fioul) et qui génèrent donc des émissions directes de CO₂⁷.

La détermination de ce mix électrique remplacé est basée sur une comparaison entre un scénario dit de référence (ses capacités PV reposant sur le scénario PPE PV bas), et un scénario avec des capacités PV supplémentaires et identiques par ailleurs (ses capacités PV reposant sur le scénario PPE PV haut), pour lesquels l'équilibre-offre demande est simulé **au pas de temps horaire sur une année avec Artelys Crystal Super Grid**. Ces simulations d'équilibre offre-demande prennent en compte l'ordre de préséance économique (ou principe du « merit order ») ainsi que l'ensemble des contraintes techniques s'appliquant aux différentes technologies (y compris les interconnexions électriques).

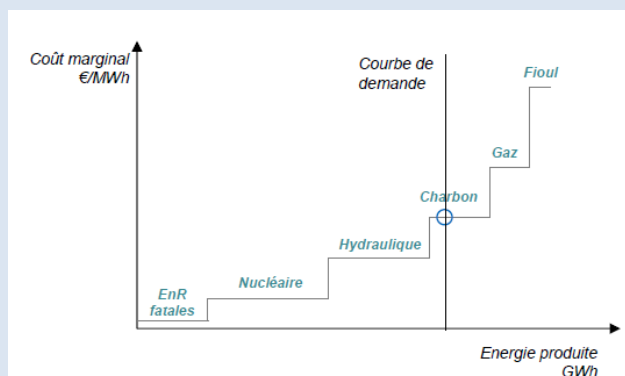
⁶ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

⁷ L'analyse repose sur les contenus CO₂ des combustibles issues de la base carbone de l'Ademe (<https://www.bilans-ges.ademe.fr/>), et suppose un contenu négligeable de bio-méthane ou autre gaz renouvelable dans le mix de gaz.

Cette analyse est réalisée pour un scénario climatique correspondant à une année « moyenne » en Europe (année 2006), affectant à la fois les profils horaires de productions renouvelables et de consommation en Europe.

Merit order

La logique du merit order (ou ordre de préséance économique) consiste, dans une optique de minimisation du coût de production de l'électricité, à faire appel aux différentes unités de production suivant un ordre de priorité basé sur un coût marginal croissant. Les énergies renouvelables dites « fatales » (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau), avec un coût marginal quasi-nul, sont ainsi appelées en premier dans le merit order, suivies des moyens de base (nucléaire) puis de semi-pointe (centrales à charbon et à gaz) pour finir par les moyens de pointe et d'extrême pointe (fioul notamment) et les flexibilités (hydro, batteries). En pratique, la logique du merit order n'est pas statique et peut évoluer d'une période à l'autre : un moyen de production peut avoir un coût marginal plus faible qu'un autre à un instant t mais se retrouver plus cher à un autre instant (le gaz et le charbon ont ainsi permuté de position au cours des dernières années, dû à des variations dans les prix du gaz et du charbon).



Ainsi, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable fatale fait changer à des moments de l'année le moyen de production appelé en dernier. Souvent les plus chères en termes de coût marginal, les centrales fossiles sont donc amenées à être appelées de moins en moins souvent.

Contenu carbone du PV

Le contenu carbone du PV est calculé à partir de l'ensemble des émissions de GES du cycle de vie d'un système PV : fabrication des équipements, transport sur site, travaux d'installation, et en fin de vie démantèlement et gestion des déchets, et repose sur l'analyse d'I Care & Consult ci-dessous.

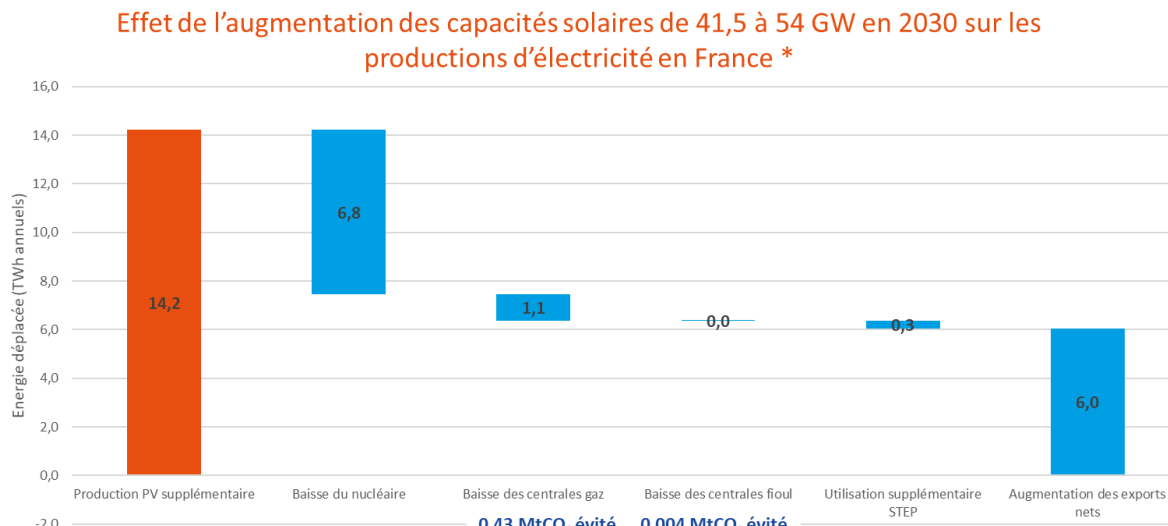
Emissions évitées nettes

Les émissions nettes évitées sont alors simplement la différence entre les émissions directes du mix remplacé et les émissions indirectes du contenu carbone du PV. A partir du moment où les émissions du mix de production remplacé sont supérieures au poids carbone du PV installé, le photovoltaïque est donc considéré comme bénéfique pour le système électrique du point de vue de l'impact climat.

Résultats détaillés

Des émissions de CO₂ évitées par le PV à hauteur de 270 à 330 gCO₂/kWh

La comparaison de la situation de référence et de la situation avec plus de capacité photovoltaïque (+12,5 GW) en 2030 donne les résultats suivants :



* Analyse marginale du PV dans un contexte fixé. Effet de l'accroissement des capacités solaires sur les capacités de flexibilités, les plans de maintenance des groupes nucléaires et sur l'évolution de la demande non pris en compte.

Figure 2 : Substitutions d'énergie en France

Dans les conditions de demande d'électricité et d'offre de flexibilité du scénario PPE (avec 41,5 GW de solaire en 2030), les 12,5 GW de capacités photovoltaïques supplémentaires induisent une augmentation de la production annuelle solaire de 14,2 TWh qui se traduisent dans le système électrique en :

- Une baisse de la production des centrales nucléaires (48% de la production PV supplémentaire)
- Une baisse de la production des centrales thermique au gaz (8%)
- Une augmentation des exports nets⁸, c'est-à-dire plus d'exports vers les voisins et moins d'imports (42%)
- Une utilisation supplémentaire des STEP (2%)

La part de la baisse de la production nucléaire est ainsi moindre que la part du nucléaire dans le mix électrique français, et cette baisse de la production nucléaire de 6,8 TWh correspond à moins de 2% de la production nucléaire totale (381 TWh) dans le scénario de référence. Au total la production d'énergie décarbonée est augmentée de 7,4 TWh en France dans les conditions du scénario PPE. Cette hausse de la production d'électricité décarbonée pourrait être encore supérieure (jusqu'à atteindre les 14,2 TWh) si l'augmentation des capacités PV est accompagnée par un déploiement de flexibilités supplémentaires, sous forme de stockage d'électricité ou de conversion en hydrogène de cette électricité décarbonée, par une augmentation de la consommation par exemple pour la satisfaction de

⁸ Exports nets = Exports annuels – Imports annuels. La production solaire supplémentaire permet d'augmenter les exports en été et de diminuer les imports en hiver.

nouveaux usages dans la mobilité, l'industrie ou le bâtiment au-delà des objectifs donnés par la PPE ou par une réadaptation du plan de maintenance des centrales nucléaires.

La baisse de production des centrales thermiques en France induit une réduction directe d'émission de CO₂ dans le système électrique français de **0,43 MtCO₂/an**.

L'augmentation des exports nets (+6 TWh) induit une réduction de la production dans le reste de l'Europe, principalement sur le gaz (3,3 TWh) et sur le charbon (+2,2 TWh). Ces substitutions de production induisent une réduction de CO₂ de l'ordre de **3,4 MtCO₂/an** dans le reste de l'Europe.

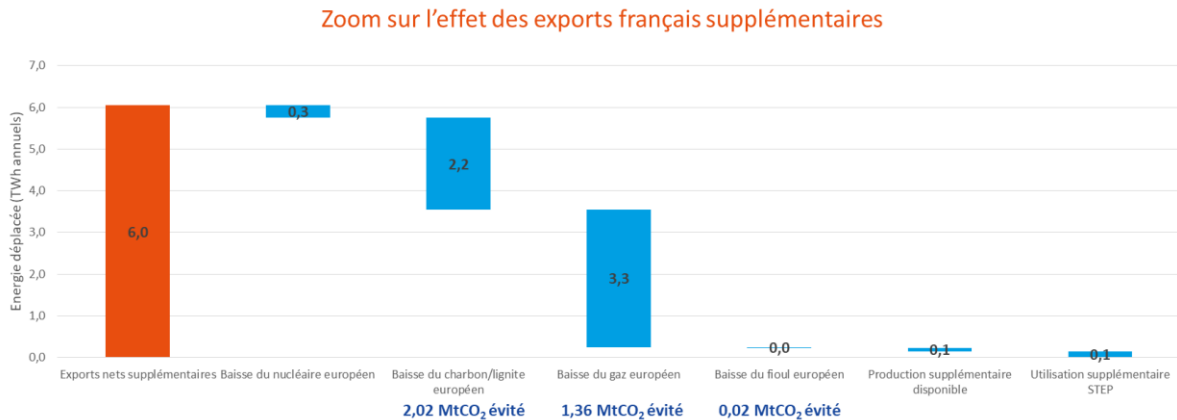


Figure 3 : Substitutions d'énergie dans le reste de l'Europe.

Au total, l'augmentation de production d'électricité PV se traduit par une réduction directe de **3,8 MtCO₂/an** dans le système électrique français et européen, le facteur d'émissions évitées du PV installé s'établit donc à 3,8Mt/14,2TWh, soit **270 gCO₂/kWh**⁹.

Dans le cas où des capacités de « power-to-hydrogène » seraient disponibles pour absorber le surplus d'électricité décarbonée (6,8 TWh), l'hydrogène produit pourrait remplacer de la consommation de gaz naturel¹⁰, ce qui permettrait d'éviter 0,75 à 1,05 MtCO₂ supplémentaires, ajoutant **60 gCO₂/kWh** (50-75) par an et portant ainsi les émissions évitées à **330 gCO₂/kWh** (326-340).

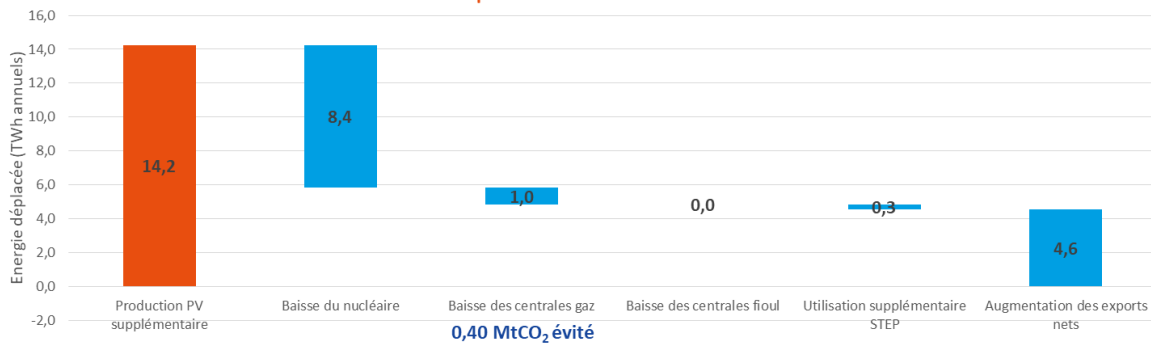
Enfin, dans le cas d'un mix électrique de départ avec plus de capacités nucléaires que dans le scénario PPE (cf. section hypothèses détaillées) toutes autres hypothèses égales par ailleurs, comme les capacités d'export sont proportionnellement plus utilisées dans la situation de référence (sans ajout des 12,5 GW de PV), les opportunités pour exporter la production solaire supplémentaire sont plus réduites. En effet, dans ce cas, les 14,2 TWh n'induisent qu'une augmentation des exports nets de 4,5 TWh. Ces exports nets permettent d'éviter 1,5 TWh de production au charbon et 2,3 TWh de production au gaz, évitant ainsi 2,7 MtCO₂/an au niveau Européen. L'impact du PV sur les émissions du système est donc plus faible : **190 gCO₂/kWh**, même s'il reste significativement plus important que

⁹ La prise en compte de 10% de gaz renouvelable dans le mix de gaz viendrait réduire ces émissions évitées de 0,18Mt, portant l'impact du PV à 255 gCO₂/kWh produit.

¹⁰ L'hydrogène peut être soit injecté dans le réseau de gaz soit remplacer de l'hydrogène produit par vaporéformage, utilisant du gaz et émettant du CO₂.

les émissions liées à son installation. De la même manière cette électricité décarbonée supplémentaire pourrait être valorisée sous forme d'hydrogène, permettant une réduction supplémentaire des émissions de CO₂ de l'ordre de 1000 à 1400 ktCO₂ par an, soit environ **80 gCO₂/kWh**, pour un total de **270 gCO₂/kWh**.

Effet de l'augmentation des capacités solaires de 41,5 à 54 GW en 2030 sur les productions en France



Zoom sur l'effet des exports français supplémentaires

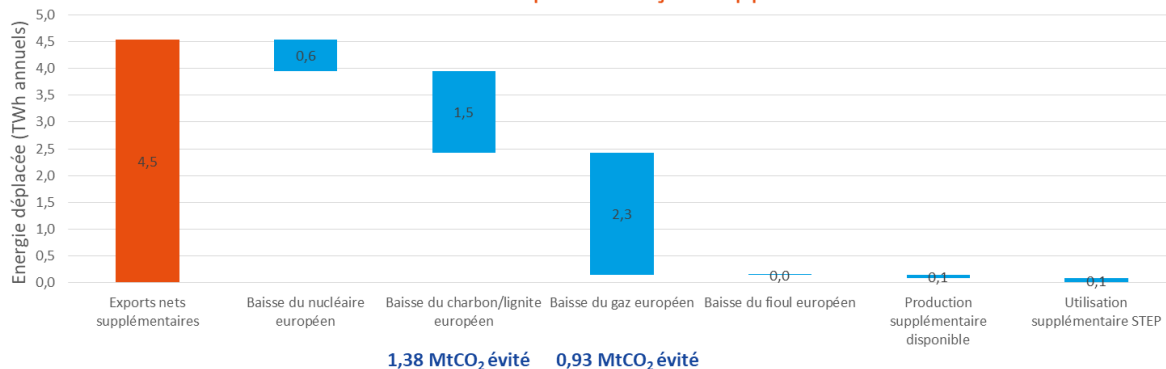


Figure 4. Substitutions d'énergie dans le cas avec plus de capacités nucléaires en 2030 (63GW)

Un poids carbone du PV français en 2030 estimé à 32 gCO₂/kWh

- Evaluation du poids carbone des systèmes installés en France en 2030

Le poids CO₂ moyen du kWh PV en France à l'horizon 2030 a été basé sur un calcul ACV de 4 systèmes différents : une centrale au sol conforme sous appel d'offre, une grande toiture sous appel d'offre, et 2 moyennes/petites toitures équipées de panneaux multi et monocristallin. La répartition des capacités au sol et en toiture dépend des objectifs fixés dans la PPE, toujours en projet à la date de publication de la note. La répartition des capacités en toiture a été estimée sur la base de l'historique des installations en France depuis l'instauration du mécanisme d'appel d'offre en 2017. Les hypothèses sont détaillées dans les chapitres suivants.

| Types de systèmes photovoltaïques | | | Répartition retenue en 2030 | Poids carbone gCO ₂ /kWh |
|---|---|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Centrale au sol – 57% | | | 57% | 23 (14-35) |
| Toiture – 43% | Grande (AO CRE) – 30% | | 13% | 23 (15-35) |
| | Moyenne / Petite (guichet ouvert) – 70% | Monocristallin – 45% | 13,5% | 64 (58-72) |
| | | Multicristallin – 55% | 16,5% | 45 (42-48) |
| Parc photovoltaïque installé en France à 2030 | | | | 32 (25-42) |

Plusieurs facteurs expliquent les écarts entre les différents systèmes PV ci-dessus :

- Le poids carbone du panneau est généralement inférieur à 1150 kgCO₂/kWh pour les systèmes sous appel d'offre, i.e. centrales au sol et grandes toitures. En effet, les 2 appels d'offre comprennent un système de point basé sur un bilan carbone simplifié.
- Le poids carbone des panneaux installés sur moyenne/petite toiture n'est pas « régulé » par des critères carbone en guichet ouvert. Ainsi, le critère de sélection principal du client étant le prix, la majorité des panneaux (85%¹¹) sont d'origine asiatique avec un poids carbone plus élevé que ceux fabriqués en Europe (entre 1200 et 2200 kgCO₂/kWh¹).
- Les panneaux monocristallins ont un poids carbone plus élevé que les multicristallins, à cause du besoin en énergie supplémentaire lié à la fabrication du lingot de silicium.
- Les grandes installations (au sol et en toiture) utilisent généralement des panneaux à rendement supérieur aux installations en toiture.

La valeur moyenne obtenue pour les centrales au sol est de 23 gCO₂/kWh avec un minimum de 14 gCO₂/kWh et un maximum de 35 gCO₂/kWh. La valeur moyenne pour les grandes toitures est très proche, étant donné les limites de poids carbone similaires pour les panneaux dans les AO, le poids carbone des panneaux étant le driver principal dans le poids carbone des centrales. Son poids est en moyenne de 23 gCO₂/kWh avec un minimum de 15 gCO₂/kWh et un maximum de 35.

Pour les petites/moyennes toitures avec modules monocristallins, la valeur moyenne obtenue est de 64 gCO₂/kWh avec une valeur minimum de 58 gCO₂/kWh et une valeur maximum de 72 gCO₂/kWh. Enfin, pour les petites/moyennes toitures avec modules multicristallins, la valeur moyenne obtenue est de 45 gCO₂/kWh avec un minimum de 42 gCO₂/kWh et un maximum de 48 gCO₂/kWh.

La moyenne pondérée des différentes centrales en France permet d'obtenir une valeur moyenne de **32 gCO₂/kWh**.

¹¹ PEF screening report of electricity from photovoltaic panels in the context of the EU Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCR) Pilots, 2016

- **Comparaison avec les valeurs habituellement utilisées dans les bases de données**

Ces valeurs sont à comparer à la littérature actuelle. Le contenu carbone en littérature varie actuellement entre 35 et 100 gCO₂/kWh.

La Base Carbone fournit les résultats présentés Figure 5. La valeur moyenne est de 55 gCO₂/kWh pour un minimum de 35 gCO₂/kWh. Le maximum et le minimum correspondent à des variations de systèmes PV (technologies et localisation).

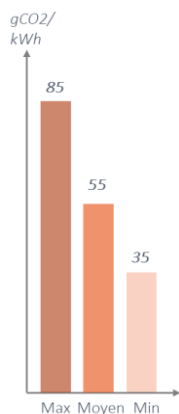


Figure 5 : Poids CO₂ du PV selon les données de la Base Carbone

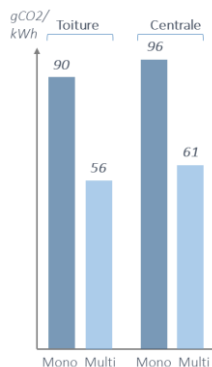


Figure 6 : Poids CO₂ du PV issu du PEF

Les données de la Base Carbone sont issues d'une évaluation réalisée par le cabinet SmartGreenScans, conformément aux ACV que l'ADEME a mené sur différents systèmes. Les valeurs sont néanmoins basées sur des données de 2011, avec notamment un contenu CO₂ du module de 1798 kgCO₂/kWc ce qui est bien plus important que les exigences des AO CRE en France actuellement.

Enfin les valeurs fournies par le Product Environmental Footprint (PEF) sont présentées Figure 6. Elles sont basées sur l'ACV détaillée d'un système moyen, avec un système en toiture d'une puissance installée de 3 kWc et d'une centrale au sol de 570 kWc. 85% des modules sont considérés comme fabriqués en Chine contre seulement 15% en Europe, ce qui explique en partie le contenu carbone important. La production annuelle considérée de 975 kWh/kWc sur une durée de vie de 30 ans pour les deux types de systèmes, ce qui correspond à un facteur de charge de 11%. Le facteur de charge considéré est donc plus faible que le facteur de charge moyen français, ce qui contribue à un impact plus élevé (2300 et 1300 kgCO₂/kWc pour les modules mono et multi cristallin respectivement).

Hypothèses détaillées

Le mix de production remplacé par le PV a été calculé à travers une modélisation fine du système électrique français et européen

A niveau de consommation égale, une production photovoltaïque supplémentaire en France remplace la production de centrales plus chères (comme les centrales thermiques ou nucléaires), comme le photovoltaïque est prioritaire dans le merit-order. La France étant interconnectée avec ses voisins, les productions sont affectées non seulement en France mais aussi dans le reste de l'Europe. En effet, cette production supplémentaire peut, en fonction des moments, remplacer de la production en France, menant ou non à une réduction des émissions de CO₂, ou affecter les flux aux frontières, en augmentant les exports ou réduisant les imports, affectant par la même les productions des mix voisins, et donc potentiellement leurs émissions.

Pour capter ce phénomène, deux situations correspondant à 2030 sont comparées : la gestion du système électrique est simulée pour une **situation de référence**, dont les hypothèses de capacité et demande reposent sur des scénarios publics référents, et pour une **situation avec significativement plus de capacité solaire photovoltaïque**, toutes hypothèses étant égales par ailleurs. Les émissions de CO₂ liées au système électrique Européen sont calculées pour ces deux situations, la différence d'émissions de CO₂ entre les deux situations étant donc imputable au photovoltaïque.

Ces simulations sont réalisées avec Artelys Crystal Super Grid¹², outil de référence pour la modélisation et la simulation des systèmes énergétiques. Ici, Super Grid simule les plans de production européens pendant un an au pas de temps horaire, en prenant en compte les flexibilités (stockages, production hydro) et les échanges d'électricité entre pays.

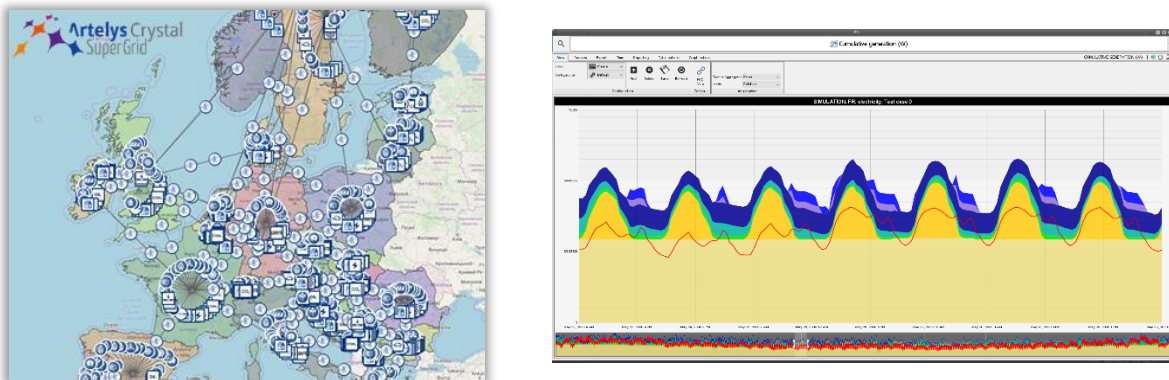


Figure 7 : Vue du système électrique européen dans Super Grid (à gauche) et de la production cumulée pour une semaine.

¹² <https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/>

Le **scénario de référence** repose pour la France sur les hypothèses de la PPE¹³, et pour l'Europe sur le scénario « Sustainable Transition » du Ten-Year Network Development Plan¹⁴ 2018 de l'ENTSO-E. En particulier, les hypothèses clé sont les suivantes :

- Les capacités solaires dans ce mix de référence sont au niveau « bas » de la PPE pour 2030, c'est-à-dire 41,6 GW (en supposant une croissance similaire entre 2028 et 2030 que celle entre 2023 et 2028).
- Le niveau de nucléaire est de 57,5 GW. Comme prévu dans la PPE, il implique une fermeture de 8 réacteurs d'ici 2030, avec l'entrée en service de la centrale de Flamanville.
- Le niveau de demande en France est de 470 TWh soit un niveau comparable à celui de 2018 (474 TWh).
- Les hypothèses d'interconnexion avec les pays voisins reposent sur la grille de référence pour 2030 de l'ENTSOE, c'est-à-dire 26,9 GW de capacité d'export française.
- Le mix Européen se décarbone assez massivement d'ici 2030, en gardant toutefois une part toujours importante de production au charbon et au gaz (environ 40%).

Une simulation est réalisée avec le scénario de référence ci-dessus. Elle est ensuite comparée aux résultats d'un scénario avec une **capacité solaire supplémentaire**, toutes hypothèses étant égales par ailleurs, la capacité solaire installée correspondant dans ce cas au niveau « haut » de la PPE, soit 54,1 GW. Cette différence de 12,5 GW de capacité solaire ajoute 14,2 TWh de production par an.

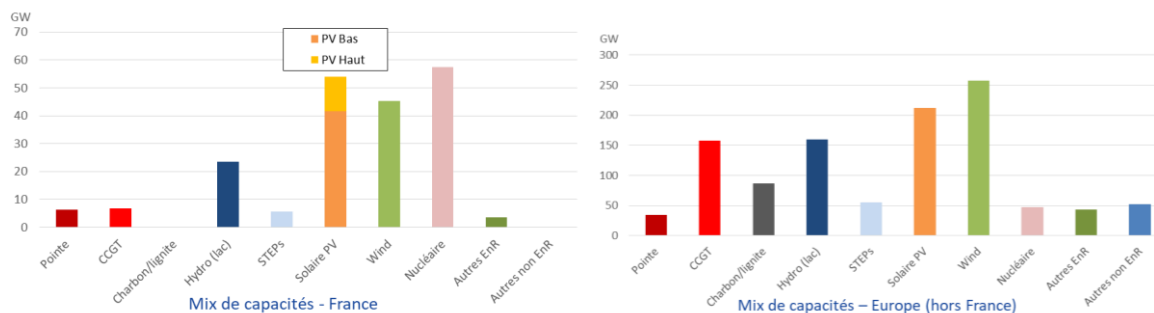


Figure 8. Hypothèses de capacités installées en France et en Europe en 2030

Une analyse de sensibilité a également été réalisée, avec un mix de référence ayant une capacité nucléaire plus importante en 2030, le mix européen étant supposé identique. Dans cette analyse de sensibilité, l'hypothèse est faite que toutes les centrales nucléaires actuelles (sauf celle de Fessenheim dont la fermeture est déjà décidée) sont maintenues. Avec la mise en service de celle de Flamanville, la capacité nucléaire dans le mix reste donc à 63 GW.

¹³ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/ppe_pour_consultation_du_public.pdf

¹⁴ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018>

Le poids du PV installé en 2030 a été calculé via une approche analyse de cycle de vie

Ainsi, le calcul du poids CO₂ moyen du PV installé en France en 2030 a été basé sur un calcul ACV de 4 systèmes :

- Une centrale au sol conforme au cahier des charges de l’AO CRE.
- Une grande toiture conforme au cahier des charges de l’AO CRE.
- Une moyenne/petite toiture équipée de panneaux monocristallins.
- Une moyenne/petite toiture équipée de panneaux multicristallins.

La part de chacun de ces systèmes dépend de 3 paramètres :

- La répartition, entre toiture et centrale au sol, de l’objectif de capacité PV installée en 2028 extrapolé jusqu’en 2030, selon la programmation pluriannuelle de l’énergie.
- La répartition historique des capacités en toiture entre grandes toitures (AO CRE) et moyenne/petite toiture (obligation d’achat/guichet ouvert).
- La part des moyennes/petites toitures entre panneaux mono et multicristallin, basée sur l’étude de marché annuelle du Fraunhofer¹⁵.

| Système | | | Répartition retenue en 2030 |
|-----------------------|---------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| Centrale au sol – 57% | | | 57% |
| Toiture – 43% | Grande (AO CRE) – 30% | | 13% |
| | Moyenne/Petite (guichet ouvert) – 70% | Monocristallin – 45% | 13,5% |
| | | Multicristallin – 55% | 16,5% |

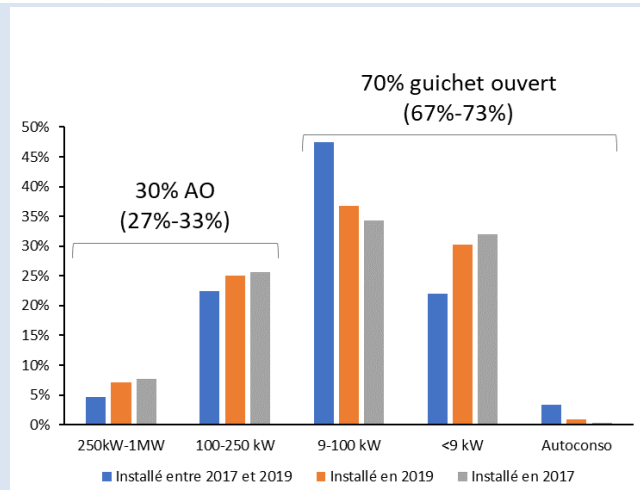
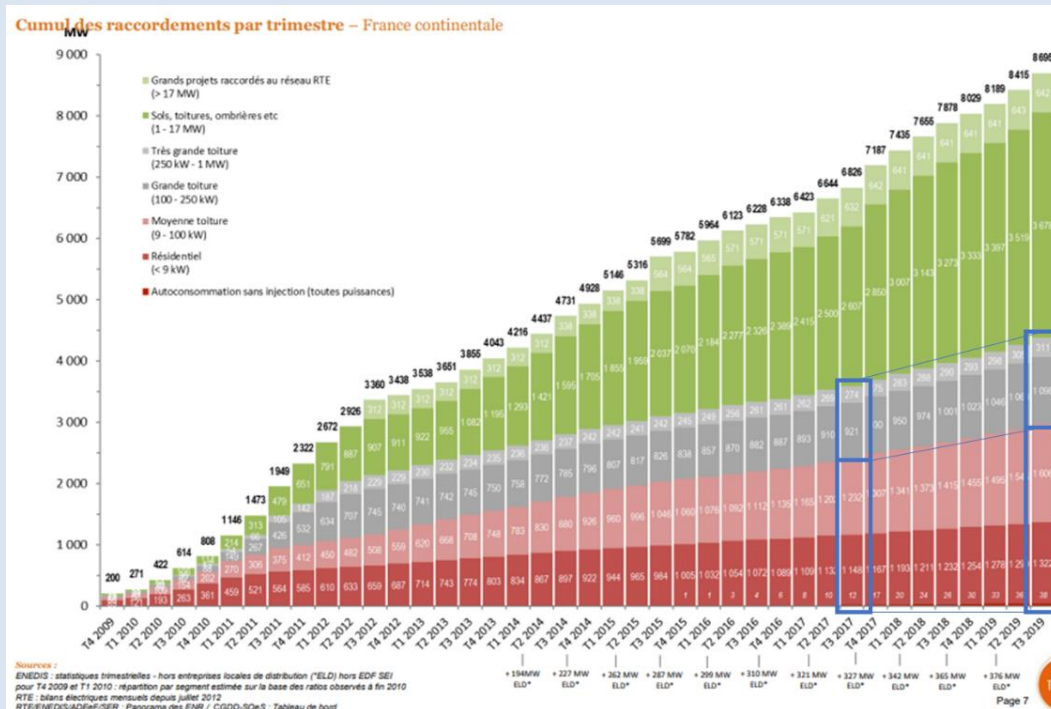
Calcul des parts de marché

La répartition des capacités PV installées entre toiture et centrale au sol à l’horizon de 2030 a été déterminée en extrapolant les objectifs PPE de 2028 comme le montre le tableau ci-dessous :

| Type de système | 2023 | 2028 | | 2030 | | |
|-----------------|---------|---------|---------|---------|----------|-----|
| | | PV Bas | PV Haut | PV Bas | PV Haut | |
| Centrale au sol | 11,6 GW | 20,6 GW | 25 GW | 24,2 GW | 30,36 GW | 57% |
| En toiture | 9 GW | 15 GW | 19,5 GW | 17,4 GW | 23,7 GW | 43% |
| Total | 20,6 GW | 35,6 GW | 44,5 GW | 41,6 GW | 54,06 GW | |

¹⁵ Photovoltaic report novembre 2019, Fraunhofer ISE with support of PSE GmbH

La répartition des capacités en toiture, entre les grands systèmes sous AO et les moyens/petits systèmes en guichet ouvert, a été basée sur l'historique des installations entre l'année 2017 (année d'instauration du dernier AO) et 2019. Le graphe ci-dessous montre les capacités en MW entre les différents systèmes PV installés en France depuis 2009. Le graphe suivant compare la répartition des capacités en toiture selon les puissances et donc la répartition entre appel d'offre et guichet ouvert. Celle-ci montre que 30% des capacités en toiture ont été installées dans le cadre de l'AO CRE.



Centrales au sol

Dans le cadre de cette étude, une valeur unique de 575 kgCO₂/kWc a été considérée pour les modules. Cette valeur a été choisie sur plusieurs critères :

- En France, la majorité des centrales au sol répondent aux AO CRE. Les AO CRE imposent un bilan carbone simplifié des modules pour lequel les valeurs sont encadrées. Ainsi un panneau PV répondant aux exigences d'un AO CRE doit avoir un contenu carbone entre 50 kgCO₂/kWc et 1150 kgCO₂/kWc pour recevoir les points carbone associé sur une échelle linéaire. Les panneaux à 50 kgCO₂/kWc reçoivent une note maximale, les panneaux à 1150 kgCO₂/kWc ne reçoivent pas de points.
- Le retour d'expérience montre qu'aujourd'hui, les modules dont le contenu CO₂ oscille autour de 500 kgCO₂/kWc sont très prisés dans le cadre des AO CRE.
- La valeur de 575 kgCO₂/kWc est basée sur l'ACV complète d'un panneau fabriqué en Europe dont l'évaluation carbone simplifiée est de 500 kgCO₂/kWc, qui représente une part importante du marché actuel.

Les développeurs sont aujourd'hui à la recherche d'un panneau compétitif qui soit un compromis entre contenu carbone et performance. Cette valeur de 575 kgCO₂/kWc correspond ainsi à un panneau représentatif du marché actuel. Par ailleurs, le choix d'une valeur moyenne évite les paramétrages par pays d'origine ou par technologies (mono, multi, bifacial, etc.).

Une analyse de sensibilité a été menée pour des modules de 300 kgCO₂/kWc et de 1000 kgCO₂/kWc. Ces hypothèses se basent sur deux tendances possibles à l'horizon 2030 :

- 300 kgCO₂/kWc : la majorité des centrales au sol continue à être installée dans le cadre de l'AO CRE avec une intensité carbone des modules toujours plus importantes ;
- 1000 kgCO₂/kWc : le PV devenant de plus en plus rentable, de moins en moins de centrales candidatent aux AO CRE et l'absence d'exigence spécifique tend à l'augmentation de l'intensité carbone moyenne.

Le rendement du panneau considéré est de 21%. Cette hypothèse correspond ainsi à une haute performance aujourd'hui, supposée être la moyenne en 2030.

Le reste de l'impact de la centrale au sol est basé sur des données d'une centrale au sol moyenne, dont le facteur de charge considéré est le facteur de charge moyen français en 2019 : 1200 heures/an soit 13,7%.

Grandes toitures

Les grandes toitures, > 100 kW et < 8 MW, sont soumis à procédure d'appel d'offre appelé AO CRE4-bat. Le cahier des charges de cet AO, comme pour les centrales au sol, comprend un système de points spécifique au contenu carbone des panneaux, sur la base d'un bilan carbone simplifié. Les limites étant les mêmes que pour les centrales au sol, nous avons considéré le même type de panneau, avec 575 gCO₂/kWc. Ensuite, nous avons intégré cette valeur dans l'ACV des systèmes en toiture, issu du PEF (Product Environmental Footprint), pour calculer le poids carbone d'un système en toiture avec

critère carbone. L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base du contenu carbone des panneaux, entre 300 et 1000 gCO₂/kWc.

Moyennes/petites toitures

Les centrales en toiture sont divisées en deux catégories selon le type de modules installés : Mono-Si ou Multi-Si. Selon l'institut Fraunhofer, les modules Mono-Si représentent 45% des modules cristallins installés contre 55% pour les multi-Si. Le contenu CO₂ moyen en 2030 se base sur ces hypothèses.

Les valeurs utilisées sont celles du PEF (Product Environmental Footprint). L'empreinte environnementale produit a été développée par la Commission Européenne afin de comparer les produits sur un référentiel commun. Pour différents types de produits ont ainsi été développés des PEFCR : Product Environmental Footprint Category Rules. Ces documents reprennent ainsi des recommandations spécifiques sur la manière de conduire une ACV pour chaque produit. Un PEFCR a ainsi été développé pour les modules PV. Des membres de l'industrie PV ont ainsi été intégrés à l'équipe technique (First Solar, ECN Solar Energy, etc.). Dans le cadre du développement de ce PEFCR, une *screening study* a été menée notamment pour les modules mono et multi cristallins en toiture.

Ainsi, la présente étude se base sur ces résultats qui ont été modifiés afin d'être adaptés au contexte français. Le facteur de charge a été ajusté au facteur de charge moyen français de 13,7% ou 1200 heures/an, contre 960 heures/an initialement.

Le rendement moyen considéré pour les centrales en toiture avec des modules mono cristallins est de 18% tandis qu'il est de 15% pour les modules multi cristallins.

Des analyses de sensibilité ont été menées pour chaque cas en faisant varier le rendement de +/- 2%.

Limites et enseignements de l'étude

- Les résultats de l'étude sont fortement dépendants des hypothèses du scénario PPE concernant les capacités de flexibilité et d'interconnexions. Des capacités supérieures de flexibilité et d'interconnexions permettraient d'accroître l'effet climat calculé. A contrario, des capacités inférieures viendraient réduire cet impact climat.
- L'étude a choisi d'analyser l'impact climat des capacités additionnelles à la seule année 2030 et non l'impact climat cumulé sur la période 2020-2030, ce qui minore a priori l'impact positif pour le climat.
- Par ailleurs, en se positionnant en 2030 avec les hypothèses de la PPE, l'étude présuppose que 41,5 GW de capacité PV sont déjà installés, ce qui positionne le système électrique de départ (cad. avant ajout des 12,5 GW de capacité PV supplémentaire) dans un contexte de forte production électrique décarbonée (nucléaire et renouvelables) et présentant des enjeux de variabilité significatifs. Si la capacité PV était inférieure en 2030 au niveau PPE bas, l'effet positif pour le climat de capacités PV supplémentaires serait supérieur au calcul réalisé dans l'étude
- Même en prenant des hypothèses plus conservatrices quant à la baisse des capacités nucléaires, la contribution du PV supplémentaire reste largement positive pour le climat.

A propos des auteurs



France Territoire Solaire

France Territoire Solaire est un *think-tank* qui a pour objet social de :

- Produire des **propositions**, notamment de politiques publiques, permettant le développement de l'énergie solaire en France,
- Fournir régulièrement des **données chiffrées sur le secteur photovoltaïque** dans une recherche d'objectivité et de transparence dans l'étude des réponses fournies par l'énergie solaire aux défis contemporains.

France Territoire Solaire crée des liens entre la recherche, l'industrie, la politique et les citoyens :

- **Composé de personnes qualifiées et de compétences variées** : universitaires, chercheurs, experts, représentants de l'industrie, représentants d'associations....
- Participant aux **concertations avec la puissance publique**, aux **réflexions collectives avec les organisations professionnelles** du secteur ainsi qu'au **débat public** à travers des travaux de concert avec des organismes tant publics que privés tels des administrations, des collectivités locales, des syndicats, des organisations non gouvernementales (ONG), des entreprises privées ou toute autre association.

Les résultats des travaux menés par **France Territoire Solaire** sont diffusés dans un cercle restreint ou publiés, comme c'est le cas pour **l'Observatoire de l'Énergie Solaire photovoltaïque en France** (www.observatoire-energie-photovoltaïque.com) publié chaque trimestre depuis près de 10 ans.



Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, **Artelys** est reconnue comme un **acteur de référence dans la modélisation des systèmes énergétiques et l'aide à la décision**.

Artelys a notamment développé la suite logicielle **Artelys Crystal**, dédiée à l'optimisation de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques, qu'elle emploie notamment pour **évaluer l'impact de politiques énergétiques et environnementales**.

Plus d'informations sur www.artelys.com



I Care & Consult est une entreprise de **conseil en stratégie de l'environnement** dont l'ambition est d'accompagner les acteurs publics, les entreprises et les investisseurs dans leur « transition environnementale », en changeant le paradigme d'une société à forte empreinte vers une société à forte productivité environnementale.

Fort de plus de 40 consultants experts en France et à l'international, **I Care & Consult** est **leader dans l'analyse de l'impact économique et environnemental des systèmes de production énergétique**. I Care & Consult accompagne à ce titre de nombreux acteurs du secteur de l'électricité dans la transition bas carbone.

Plus d'informations sur www.i-care-consult.com