

Programme de recherche n°17

Optimiser l'estimation des modélisations de production d'électricité de centrales photovoltaïques

Rédaction :

Mathieu BRUNEAU, Ingénieur généraliste – Responsable d'études

Supervision/approbation :

Valérian CANTEGRIL, Ingénieur généraliste, Master en énergies renouvelables et modélisation de l'environnement - Responsable de pôle

Sylvain LE ROUX, Géographe, Docteur en Géographie – Directeur scientifique



Sommaire

RESUME	3
INTRODUCTION	4
1. BASES DE DONNEES DE RAYONNEMENT SOLAIRE	5
1.1. PRESENTATION DES BASES DE DONNEES	5
1.2. LIMITES ET PERSPECTIVES D'AMELIORATION	7
1.3. VARIABILITE LONG TERME DU RAYONNEMENT SOLAIRE DANS LE LIMOUSIN	7
2. CALEPINAGE - DIVISION DES MODULES	8
2.1. PRINCIPE	8
2.2. RESULTATS.....	10
2.3. SITE AVEC MASQUES IMPORTANTS	12
3. MASQUES	13
3.1. MASQUES HORIZON.....	13
3.2. MASQUES PROCHES.....	13
3.2.1. <i>Protocole</i>	19
3.2.2. <i>Résultats</i>	21
3.2.3. <i>Limites et perspectives de l'étude</i>	22
4. PERTES	22
4.1. PARAMETRES THERMIQUES.....	22
4.2. PERTES OHMIQUES	23
4.3. QUALITE DES MODULES	24
4.4. PERTES DE « MISMATCH » MODULES.....	24
5. INCERTITUDES	24
5.1. INCERTITUDES SUR LES DONNEES DE METEO	25
5.2. AUTRES PARAMETRES	25
6. COMPARAISON PARCS EN EXPLOITATION ET MODELISATION PVSYSY	27
6.1. PROTOCOLE	27
6.2. RESULTATS.....	28
6.3. LIMITES ET PERSPECTIVES D'AMELIORATION	29
7. SYNTHESE	30
7.1. BASE DE DONNEES DE RAYONNEMENT SOLAIRE	30
7.2. CALEPINAGE - DIVISION DES MODULES.....	30
7.3. MASQUES	30
7.4. PERTES ET INCERTITUDES	30
7.5. COMPARAISON DE PARCS EN EXPLOITATION ET MODELISATION PVSYSY	30
BIBLIOGRAPHIE	31



RESUME

Une méthodologie rigoureuse et éprouvée est nécessaire pour réaliser des études de potentiel solaire. Celles-ci permettent d'évaluer la viabilité financière d'un projet de parc solaire et de convaincre les investisseurs du potentiel énergétique du projet. Ce document compare les méthodes et paramètres utilisés pour modéliser une centrale photovoltaïque, et s'appuie sur des productions de centrales en exploitation pour valider les résultats. Le logiciel PVsyst, outil de référence pour le dimensionnement et le calcul de productible solaire photovoltaïque, est utilisé.

Dans un premier temps, les bases de données de rayonnement solaire disponibles dans l'interface de PVsyst sont comparées. La base de données Meteonorm 7.2 est un bon compromis par rapport aux deux autres disponibles (NASA-SSE et PVGIS).

Ensuite, la variabilité du rayonnement solaire dans la région sur laquelle se trouvent les centrales en exploitation, le Limousin, est étudiée à l'aide de données issues de la base de données SoDa HelioClim-3. Il en ressort que les années récentes, 2018-2019, ont une irradiation solaire plus élevée que la moyenne sur les douze dernières années, de 3 % et 4 % respectivement.

Les deux modèles utilisés pour représenter les chaînes de modules dans PVsyst sont comparés. Il s'agit de la méthode par calepinage ou un partitionnement des chaînes de modules via l'interface 3D de PVsyst. Il en ressort que ces deux méthodes sont très proches en termes de résultats. Cinq sites sont modélisés, deux possédants des chaînes de modules et trois possédants des optimiseurs. Sur une année complète, ces méthodes offrent un productible solaire qui ne diffère que de -1,3 % à 0,5 %.

L'effet des masques proches est aussi étudié. Huit sites ayant des arbres ou des bâtiments obstruant une partie des panneaux solaires durant l'année sont modélisés et le productible est comparé à leur production réelle ayant eu lieu lors des années 2018 ou 2019. Il en ressort que sur l'ensemble des données, l'écart avec le productible est entre 93 % et 103 % sur les sites présentant plus de six mois de données et sans tenir compte de la variabilité inter-annuelle. Ceci suggère que les masques sont modélisés de manière satisfaisante sur PVsyst.

Les différents pertes et incertitudes qui sont modélisées/utilisées dans PVsyst sont présentées.

Enfin, une comparaison générale entre dix centrales étant en service depuis au moins un an et le productible réalisé par PVsyst est faite. L'écart entre le productible et les données de production est entre 94,8 % et 102,3 %



INTRODUCTION

L'évaluation du productible solaire d'un site donné intervient dès les premières étapes d'un projet de construction de centrale photovoltaïque. Par exemple, après qu'un particulier ou une industrie estime qu'une surface de toiture ou de terrain leur appartenant pourrait avoir un potentiel suffisant pour installer une centrale photovoltaïque, il peut être décidé de calculer le plus précisément possible le productible du parc envisagé. Selon les résultats, les porteurs de projets peuvent valider la viabilité économique de la centrale et lancer son développement. Parmi les différents logiciels de modélisation de parcs solaires à disposition, ENCIS Environnement a décidé de travailler avec le logiciel PVsyst. Ce document compare les méthodes et paramètres utilisées pour modéliser une centrale photovoltaïque, et s'appuie sur des comparaisons avec des productions de centrales en exploitation pour valider les résultats. Les sujets traités sont les suivants :

- **Le choix de la base de données de rayonnement solaire** : trois bases de données sont disponibles par défaut dans l'interface de PVsyst : Meteonorm 7.2, NASA-SSE et PVGIS.
- **La variabilité du rayonnement solaire dans la zone d'étude** : Le rayonnement solaire varie selon les années. Il a donc été décidé de vérifier la tendance des dernières années (2008-2019) dans les zones proches des centrales qui seront étudiées.
- **Modélisation des chaînes de modules** : deux méthodes permettent de modéliser les chaînes de modules sur PVsyst : *Calepinage* ou *Partitionner les chaînes de modules*. Ces deux méthodes sont testées pour étudier les différences qu'elles amènent sur le productible.
- **Masques** : les masques lointains et proches peuvent réduire la production d'une centrale photovoltaïque de manière significative. Il a été décidé de tester la précision de la modélisation des masques proches par le logiciel PVsyst.
- **Pertes** : différentes pertes réduisent la production du parc solaire, celles-ci sont présentées.
- **Incertitudes** : les incertitudes liées à la modélisation du productible photovoltaïque sont aussi présentées.

Enfin, un collectif de citoyen, appelé La Citoyenne Solaire, assemblé dans le but de construire et d'exploiter des centrales photovoltaïques en Haute-Vienne et nord-Dordogne dans le cadre de la transition énergétique, a mis à disposition les données de production de leurs centrales pour permettre d'étudier la précision des modélisations des unités photovoltaïques par PVsyst.



1. Bases de données de rayonnement solaire

De nombreuses bases de données permettant d'obtenir les valeurs de rayonnement solaire reçu à un point donné existent. Cette partie a pour but de lister les bases de données disponibles sur PVsyst en France, et de présenter leur caractéristique (période de disponibilité, précision et répartition géographique).

1.1. Présentation des bases de données

Meteonorm (version 7.2) : les données de Meteonorm proviennent de 8 325 stations météorologiques réparties autour du globe. Dans un premier temps, ces données sont interpolées sur une grille géographique d'un pas de 3 km, mais seules les données mensuelles sont enregistrées sur ces points pour des raisons d'espace de stockages et d'impératifs temporels (Meteonorm, 2018). Ensuite, pour le site voulu, les données sont interpolées par procédé stochastique à des pas horaires puis quotidiens. Les données de Meteonorm sont directement accessibles via l'interface de PVsyst sur les périodes de 1996 à 2015 inclus.

NASA-SSE : les données de NASA-SSE (*Surface Meteorology and Solar Energy program*) sont des données mensuelles, provenant de mesures satellitaires faites entre 1983 et 2005 et disponibles sur une grille géographique possédant un pas spatial de 111 km autour du globe. Pvsyst précise que les données à un point donné ne sont pas représentatives du micro-climat mais qu'il s'agit d'une moyenne sur l'aire du point (ie. un carré de surface 12 321 km²). Pvsyst ajoute que ce jeu de données sert plus à combler des données manquantes relevées pendant une campagne de mesures au sol que de données pour modéliser le productible d'une centrale solaire. NASA précise que l'erreur RMSE sur les données mensuelles est de l'ordre de 13 % à 16 % et que le biais moyen se trouve entre -2 % et 0,7 %.

PVGIS : les données de PVGIS (*Photovoltaic geographical information System*) peuvent être obtenues via l'interface de PVGIS et être ensuite exporter vers PVsyst. Pour la France deux choix sont disponibles : PVGIS-ERA5 et PVGIS-SARAH¹.

- PVGIS-SARAH est produit par la *Satellite Application Facility on Climate Monitoring*. Il s'agit de données satellitaires provenant des deux satellites géostationnaires Meteostat. Les données couvrent 2005 à 2016 et ont une précision spatiale d'environ 4 km.
- PVGIS-ERA5 est produit par le Centre européen pour les modélisations météo à moyenne distance (ECMWF). Il s'agit de données de réanalyses qui couvrent le globe avec un pas de 31 km avec un pas temporel horaire.

Ces deux données ont été comparées par (Urraca *et al.*, 2018). Les auteurs concluent que les données satellitaires sont plus précises que les réanalyses. Sur 13 sites comparés, les données SARAH avaient un biais de 0,61 W/m² et les données ERA-5 avaient un biais de 0,84 W/m². Les auteurs mettent en avant qu'ERA-5 n'est pas adéquate dans les régions côtières et montagneuses du fait de son grand pas spatial. Enfin la documentation de PVGIS recommande d'utiliser en priorité les données de PVGIS-SARAH (PVGIS, 2019).

¹ PVGIS-CMSAF et PVGIS-COSMO sont aussi deux jeux de données disponibles mais ils arrêteront d'être accessibles via PVGIS en 2020



Pour un site en Essonne, les données de NASA-SSE, PVGIS-SARAH et Meteonorm, pour le rayonnement global, le rayonnement diffus et la température de l'air, ont été comparées entre elles dans le Tableau 1, Tableau 2 et Tableau 3.

Rayonnement global (kWh/m ² /jr)				
Mois	NASA-SSE	PVGIS	METEONORM	Moyenne
Janvier	1,01	0,89	0,87	0,92
Février	1,7	1,66	1,44	1,60
Mars	2,75	3,15	2,71	2,87
Avril	3,9	4,62	4,42	4,31
Mai	4,88	5,24	5,03	5,05
Juin	5,32	5,83	5,63	5,59
Juillet	5,19	5,67	5,53	5,46
Août	4,74	4,83	4,52	4,70
Septembre	3,36	3,75	3,62	3,58
Octobre	1,98	2,17	2,13	2,09
Novembre	1,17	1,12	1,15	1,15
Décembre	0,83	0,79	0,69	0,77
Moyenne annuelle	3,07	3,31	3,15	3,17
Écart / Moyenne	-3,3%	4,3%	-0,9%	

Rayonnement diffus (kWh/m ² /jr)				
Mois	NASA-SSE	PVGIS	METEONORM	Moyenne
Janvier	0,65	0,62	0,61	0,63
Février	0,97	1,03	1	1,00
Mars	1,57	1,73	1,5	1,60
Avril	2,11	2,17	2,14	2,14
Mai	2,5	2,67	2,8	2,66
Juin	2,66	2,92	2,62	2,73
Juillet	2,58	2,78	2,46	2,61
Août	2,24	2,27	2,14	2,22
Septembre	1,7	1,8	1,65	1,72
Octobre	1,08	1,26	1,02	1,12
Novembre	0,74	0,75	0,72	0,74
Décembre	0,55	0,54	0,48	0,52
Moyenne annuelle	1,61	1,71	1,60	1,64
Écart / Moyenne	-1,7%	4,4%	-2,7%	

Tableau 1 (gauche) : Rayonnement global

Tableau 2 (droite) : Rayonnement diffus

Température de l'air mensuelle moyenne (°C)				
Mois	NASA-SSE	PVGIS	METEONORM	Moyenne
Janvier	4,1	3,8	4,3	4,07
Février	4,5	3,6	5	4,37
Mars	7,1	7,2	7,5	7,27
Avril	9,5	10,6	10,5	10,20
Mai	14,1	13,4	14,5	14,00
Juin	17,7	17,1	17,8	17,53
Juillet	20,2	19,7	19,5	19,80
Août	20,5	19	19,3	19,60
Septembre	16,9	15,9	15,6	16,13
Octobre	12,9	12,4	12,2	12,50
Novembre	7,6	8,3	7,4	7,77
Décembre	5	5,1	4	4,70
Moyenne annuelle	11,68	11,34	11,47	11,49
Écart / Moyenne	1,6 %	-1,3 %	-0,2%	

Tableau 3 : Température de l'air mensuelle moyenne (°C)



Concernant le comparatif sur le rayonnement, on remarque que les données ont des écarts à la moyenne relativement élevés, pouvant aller jusqu'à 4,4 % pour PVGIS. Pour les températures, on note des écarts à la moyenne inférieure à 1,3 %. Ces écarts peuvent s'expliquer par les résolutions et les périodes de mesures qui sont très différentes en fonction des bases de données.

La base de données NASA-SSE est écartée pour les calculs de productible photovoltaïque du fait de son pas spatial trop important. Meteonorm et PVGIS-SARAH sont de bons candidats, ils possèdent un pas spatial plus faible et leurs données sont relativement récentes. Pour la suite des calculs, il a été décidé de réaliser les tests avec la base de données Meteonorm car elle est plus rapidement prise en charge par PVsyst.

1.2. Limites et perspectives d'amélioration

Cette comparaison se limite à un seul site. Ce travail pourrait être approfondi en reproduisant l'expérience sur différents sites en France. Il serait aussi pertinent de comparer ces données à des mesures réelles prises à un point donné.

Cette étude se limite sur le nombre de bases de données décrites et comparées. Ici, seules des bases de données gratuites ont été étudiées. Des bases de données payantes (Solargis, VortexSolar, ReuniWatt par exemple) pourraient être utilisées. Cela permettrait d'évaluer la pertinence de prendre des bases de données payantes plutôt que des gratuites.

1.3. Variabilité long terme du rayonnement solaire dans le Limousin

En préambule des tests modélisant les parcs solaires en exploitations, il convient d'estimer la représentativité des années de fonctionnement de ces parcs, 2018 et 2019. En effet, les simulations seront faites avec les données long-terme de Meteonorm 7.2 qui représentent une valeur moyenne de l'irradiation solaire sur 20 ans. Les productibles calculés seront comparés à des données de productions relevées lors d'années plus ou moins ensoleillées.

L'association HESPUL, spécialisée dans le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, met à disposition une carte du productible photovoltaïque théorique mensuel depuis 2008. Il est calculé à partir des données d'irradiations issues de données satellitaires, appliquées sur une installation orientée plein sud, inclinée de 30 ° et présentant un ratio de performance de 75%. Ces données peuvent être utilisées pour comparer l'irradiation d'un site d'un mois sur l'autre, ou d'une année sur l'autre. Grâce aux données récoltées sur les années 2008 à 2019 dans le sud de la haute vienne on obtient les variations dans la région proche des centrales en exploitation. Les résultats sont présentés sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** avec la moyenne sur les 12 années de données. Les années 2018 et 2019 se trouvent être des années plus ensoleillées que la moyenne de 3 % et 4 % respectivement. On notera que la variation annuelle moyenne est de 3,5 %. De plus, Kalyanpur, Mercadier et Blanc, (2013) avancent que la variation annuelle de l'irradiation de la Haute-Vienne est aux alentours de 3 % sur la période 2004-2012 ce qui est cohérent avec les valeurs trouvées précédemment. Il est aussi important de remarquer que la variation maximale est entre les années 2011 et 2013, celle-ci est de 11 %.

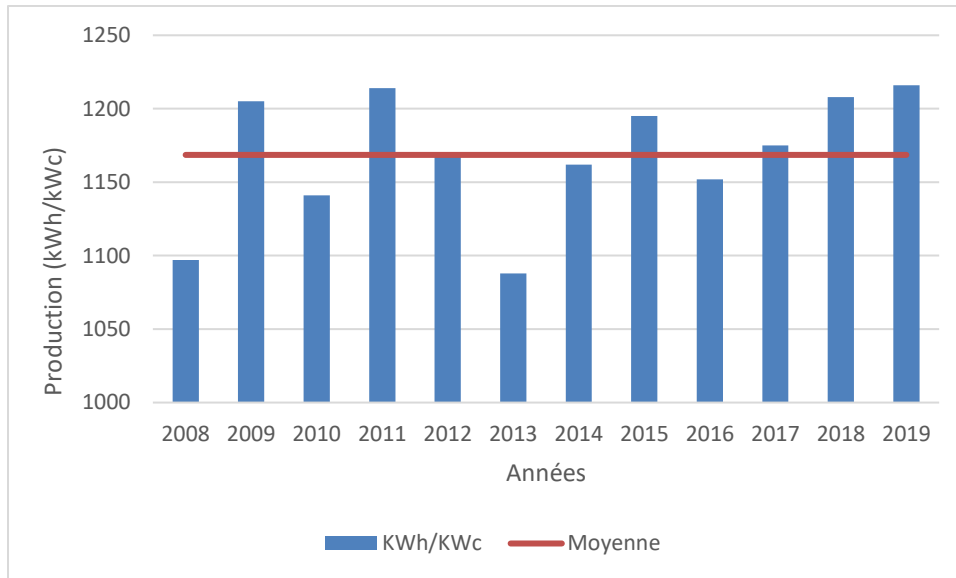


Figure 1 : Variabilité annuelle du productible théorique
(Source : [HESPUL, SoDa HelioClim-3](#))

2. Calepinage - division des modules

2.1. Principe

Les différents panneaux photovoltaïques d'une centrale peuvent être reliés entre eux en série ou en parallèle. Cela influe sur la tension ou le courant du parc total et le choix est fait en fonction des caractéristiques du site. Le câblage réalisé peut être pris en compte de deux manières sur PVsyst, présentées ci-dessous :

- **Partitionner les chaînes de modules** : Permet de grouper les panneaux par chaînes de modules (ou *strings*). Ces chaînes sont prises en compte pour les calculs de masques proches. La séparation ne peut se faire que sur des formes rectangulaires. La Figure 2 représente un ensemble de panneau solaire partitionné en deux chaînes de modules.

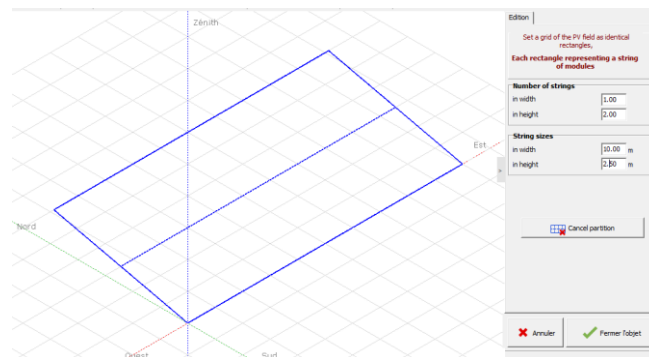


Figure 2 : Capture d'écran d'un groupe de panneaux solaires partitionnés en deux chaînes sur PVsyst

- **Calepinage** : Permet de grouper les panneaux sous forme de « sous-champ », chacun étant reliés aux entrées de l'onduleur, comme montré sur la Figure 3 où 4 sous-champs sont représentés. Le groupement de sous-champ n'est pas nécessairement rectangulaire.

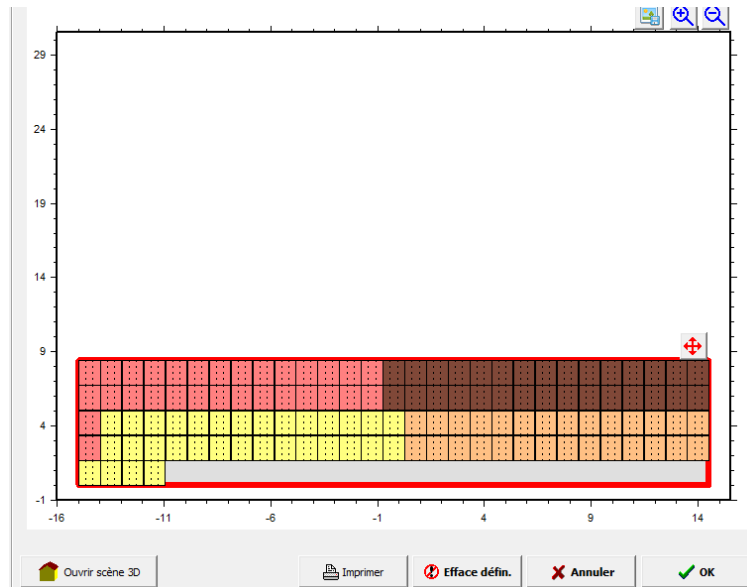


Figure 3 : Capture d'écran d'un groupe de panneaux séparés par le module « Calepinage » dans PVsyst

Dans cette partie, nous étudions si ces méthodes changent significativement les résultats de productible. Cinq sites sont modélisés par les deux méthodes (Partitionner les chaînes de modules et Calepinage). Deux sites (Milhac Grand Rue et Milhac Combeau) ont deux chaînes de modules en parallèle tandis que les deux autres (Vaudet et Pageas Salle des fêtes) ont des optimiseurs en plus de leurs chaînes de modules. Les optimiseurs coupent un panneau qui produit moins et pénalise la production de la chaîne (problème technique ou masque) pour maximiser la puissance totale de l'installation. Ils sont modélisés par la méthode *Partitionner les chaînes de modules* en considérant que chaque panneau est une chaîne à part entière. Ainsi si un panneau est affecté par un masque, cela n'influe pas sur la production des autres panneaux.

Le productible ensuite est comparé à la production réelle enregistrée sur les années 2018 et 2019. La différence entre les écarts à la production des deux modèles est aussi calculée.



2.2. Résultats

2.2.1. Masques faibles

Le Tableau 4 et le Tableau 5 représentent respectivement les résultats obtenus sur les sites possédant des chaînes de modules et ceux possédant des optimiseurs. Les trois premières colonnes représentent respectivement le productible calculé par la méthode *Partitionner les chaînes de modules*, par la méthode *Calepinage* et la production réelle des centrales. Ensuite le rapport entre le productible et la production est calculé pour chaque méthode dans les colonnes suivantes. Enfin la dernière colonne représente la différence entre ces deux ratios de manière à visualiser les différences entre les deux modèles. Certains parcs, Chalais et Pageas Salle des fêtes, ont moins de données du fait que leur mise en service est inférieure à un an lors de la rédaction de l'étude.

	Milhac Grand Rue						Milhac Combeau					
	Partition (MWh)	Calepinage (MWh)	Moyenne production (MWh)	Écart Partition	Écart Calepinage	Différence	Partition (MWh)	Calepinage (MWh)	Moyenne production (MWh)	Écart Partition	Écart calepinage	Différence
janvier	0,446	0,447	0,3125	142,7%	143,0%	-0,3%	0,448	0,463	0,375	119,5%	123,5%	-4,0%
février	0,523	0,529	0,5875	89,0%	90,0%	-1,0%	0,537	0,542	0,475	113,1%	114,1%	-1,1%
mars	0,871	0,873	0,925	94,2%	94,4%	-0,2%	0,882	0,889	0,9375	94,1%	94,8%	-0,7%
avril	1,072	1,072	1,0875	98,6%	98,6%	0,0%	1,071	1,075	1,0725	99,9%	100,2%	-0,4%
mai	1,188	1,188	1,208	98,3%	98,3%	0,0%	1,209	1,211	1,2025	100,5%	100,7%	-0,2%
juin	1,293	1,293	1,351	95,7%	95,7%	0,0%	1,334	1,335	1,35	98,8%	98,9%	-0,1%
juillet	1,339	1,339	1,4305	93,6%	93,6%	0,0%	1,353	1,355	1,4405	93,9%	94,1%	-0,1%
août	1,169	1,169	1,377	84,9%	84,9%	0,0%	1,17	1,174	1,374	85,2%	85,4%	-0,3%
septembre	0,994	0,995	1,1315	87,8%	87,9%	-0,1%	0,996	1,001	1,135	87,8%	88,2%	-0,4%
octobre	0,698	0,703	0,7265	96,1%	96,8%	-0,7%	0,71	0,711	0,6785	104,6%	104,8%	-0,1%
novembre	0,431	0,438	0,407	105,9%	107,6%	-1,7%	0,439	0,449	0,366	119,9%	122,7%	-2,7%
décembre	0,379	0,379	0,3748	101,1%	101,1%	0,0%	0,355	0,374	0,33765	105,1%	110,8%	-5,6%
Moyenne	-	-	-	98,7 %	99 %	-0,3 %	-	-	-	101,7%	103,0%	-1,3%

Tableau 4 : Sites avec chaînes de modules



	Chalais						Pageas Salle des fêtes					
	Partition (MWh)	Calepinage (MWh)	Moyenne production (MWh)	Écart Partition	Écart Calepinage	Différence	Partition (MWh)	Calepinage (MWh)	Moyenne production (MWh)	Écart Partition	Écart Calepinage	Différence
janvier	0,446	0,442	-	-	-	-	0,456	0,457	-	-	-	-
février	0,547	0,546	-	-	-	-	0,559	0,56	-	-	-	-
mars	0,937	0,936	-	-	-	-	0,947	0,947	-	-	-	-
avril	1,117	1,12	-	-	-	-	1,113	1,113	-	-	-	-
mai	1,257	1,257	-	-	-	-	1,285	1,285	0,80	160,6%	160,6%	0,00%
juin	1,377	1,377	1,35	102,00%	102,00%	0,00%	1,403	1,403	1,40	100,2%	100,2%	0,00%
juillet	1,365	1,365	1,45	94,14%	94,14%	0,00%	1,397	1,397	1,50	93,1%	93,1%	0,00%
août	1,234	1,237	1,35	91,41%	91,63%	-0,22%	1,264	1,264	1,27	99,5%	99,5%	0,00%
septembre	1,054	1,056	1,05	100,38%	100,57%	-0,19%	1,054	1,054	1,08	97,6%	97,6%	0,00%
octobre	0,755	0,754	0,53	143,81%	143,62%	0,19%	0,751	0,75	0,63	119,0%	118,8%	0,16%
novembre	0,469	0,466	0,28	167,50%	166,43%	1,07%	0,448	0,44	0,32	141,6%	139,1%	2,53%
décembre	0,381	0,378	0,35	108,86%	108,00%	0,86%	0,369	0,366	0,34	108,1%	107,2%	0,88%
Moyenne	-	-	-	115,4 %	115,2 %	0,2 %	-	-	-	115 %	114 %	0,4 %

Tableau 5 : Sites avec optimiseurs

On remarque que les ratios productible/production varient au cours de l'année avec plusieurs mois surestimés (Écart > 100%) ou sous-estimés (Écart < 100 %) par les modèles. La surestimation se produit le plus souvent sur les mois d'octobre, novembre et décembre tandis que les mois d'été, juillet-août, sont des mois généralement sous-estimés par le logiciel.

De plus, les différences entre ces ratios sont très faibles : entre -1,3 % à 0,4 % en moyenne sur une année. Ainsi, lors de la modélisation des chaînes d'une centrale solaire, l'un ou l'autre modèle pourra être choisit.



2.2.2. Masques significatifs

Un autre test est réalisé sur un site possédant des masques importants, le Verdoyer, pour vérifier si ces deux méthodes obtiennent également des résultats similaires. De nombreux arbres se trouvent autour de ce site comme présenté Figure 4. Les résultats sont présentés dans le Tableau 6.

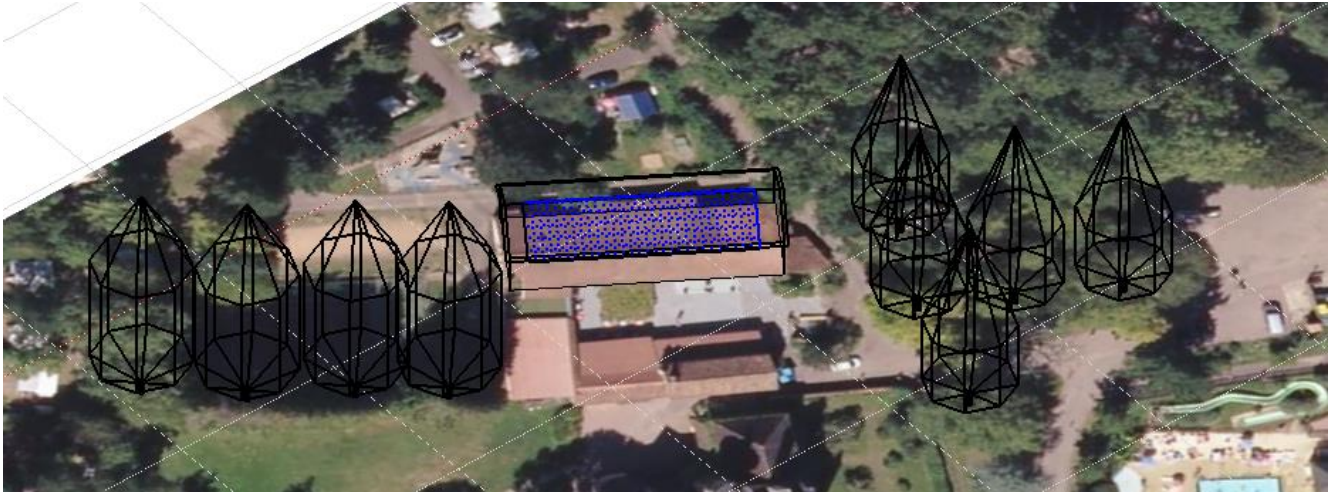


Figure 4 : Modélisation 3D du parc du Verdoyer

	Calepinage (MWh)	Partition (MWh)	Calepinage/Partition
janvier	1,69	1,663	101,62%
février	2,069	2,041	101,37%
mars	3,381	3,333	101,44%
avril	4,109	4,073	100,88%
mai	4,615	4,602	100,28%
juin	5,237	5,272	99,34%
juillet	5,211	5,226	99,71%
août	4,547	4,516	100,69%
septembre	3,884	3,828	101,46%
octobre	2,832	2,771	102,20%
novembre	1,798	1,769	101,64%
décembre	1,49	1,465	101,71%
Total	40,863	40,558	100,75%

Tableau 6 : résultats, Le Verdoyer

On remarque que pour ce site, la différence entre la méthode de calepinage et de partition reste faible, même pour des sites complexes, ie. qui possèdent de nombreux masques.



3. Masques

Les masques décrivent des éléments entourant la centrale photovoltaïque et susceptibles de générer des ombres portées sur les panneaux en fonction de la position du soleil. Cela entraîne des pertes de productible. Deux types de masques sont utilisés : les masques lointains et les masques proches. Dans cette partie nous étudierons la qualité de la modélisation des masques par le logiciel PVsyst.

3.1. Masques lointains

Les obstacles lointains créeront des ombres partielles ou totales sur le site à certaines périodes de la journée et de l'année. Le relief est la cause principale de masques lointains. Par exemple, des zones d'implantation situées dans des vallées entourées de montagnes subissent d'importants masques lointains. La première méthode d'obtention de ces masques consiste à utiliser les modèles d'élévation que fournit le logiciel PVGIS, ils ont une résolution de 90 m environ. La seconde méthode consiste à se rendre sur le site étudié et à mesurer directement les hauteurs des masques lointains à l'aide d'instruments de mesures (clinomètre, boussole, SunEye, etc.). Une fois les données obtenues, celles-ci sont saisies dans le logiciel PVsyst.

3.2. Masques proches

Tous les obstacles localisés à proximité immédiate du site (arbres, bâtiments, etc.) susceptibles de générer des masques sont appelés « masques proches ». Afin d'optimiser la production, il est important de prendre en compte les masques proches dès la conception du projet afin de définir les zones favorables d'implantation à l'intérieure desquelles la perte par ombrage reste acceptable. Il s'agit notamment de prendre en compte sur le site et en périphérie :

- Les arbres et haies conservées,
- Les poteaux téléphoniques, électriques ou autres,
- Les câbles aériens,
- Les bâtiments,
- Etc.

PVsyst permet de calculer l'incidence des masques proches présents sur le site. Les dimensions des masques sont modélisées directement via une interface 3D. Le calcul des ombres est calculé géométriquement à partir des positions du soleil tout au long de l'année. La méthode de calcul est donnée dans l'aide du logiciel. Sur un pas de temps horaire, le logiciel calcule d'abord la position du soleil par rapport au site étudié. Ensuite, la surface des éléments constituant les masques est projetée sur chaque panneau solaire. Le facteur de pertes de masques est alors le rapport de l'aire du masque projeté sur la surface du panneau étudié. L'aide précise qu'une grande difficulté pour PVsyst est le calcul de la réunion et de l'intersection d'ombres sur un plan, ce qui est le cas lorsque plusieurs masques se retrouvent projetés sur un même module.

Cette section comprend trois tests :

- Le premier modélise les pertes d'ombrages en fonction de la distance d'arbres au sud ou à l'ouest d'une rangée de panneaux



- Le deuxième modélise les pertes d'ombrages dans le cas de multiples rangées de panneaux. Il prend en compte la distance interligne et l'inclinaison des panneaux
- Le troisième compare la production d'installations solaire possédant des masques proches avec la modélisation faites de ces masques par PVsyst.

3.2.1. Pertes d'ombrages en fonction de la distance des obstacles

Lors du dimensionnement d'une centrale, les ombrages doivent impérativement être pris en compte pour améliorer la performance. D'une manière générale, les pertes par ombrage sont inversement proportionnelles à la distance entre la structure photovoltaïque et l'obstacle. Les distances minimales préconisées à respecter concernant ces distances sont les suivants :

- obstacles est ou ouest (par rapport aux tables photovoltaïques de 1 m de hauteur) : 1,5 fois la hauteur de l'obstacle ;
- obstacles sud : 2 fois la hauteur de l'obstacle.

Les tableaux suivants présentent les pertes théoriques par ombrage proche. Ces simulations ont été effectuées via le logiciel PVsyst. Elles prennent en considération une table de panneaux solaires (quatre panneaux, 2m*1m, en paysage) et une ligne d'obstacle de grande longueur, d'une hauteur de 15 m et disposées à l'est (Image 1, panneaux positionnés en colonne) et au sud (Image 2, panneaux positionnés en ligne), comme illustré ci-dessous :

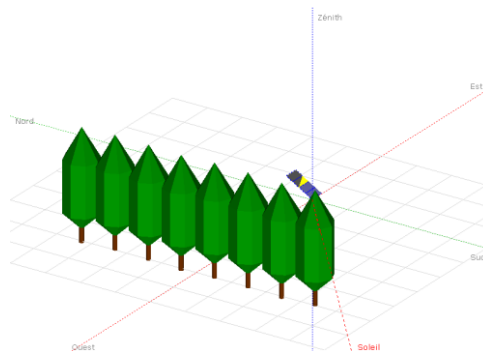


Image 1 : Simulation d'ombrages à l'ouest – Obstacle : Arbre

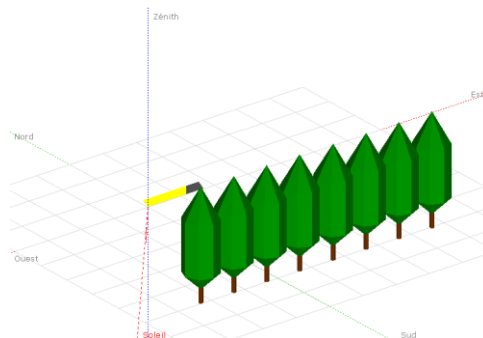


Image 2 : Simulation d'ombrages au sud – Obstacle : Arbre

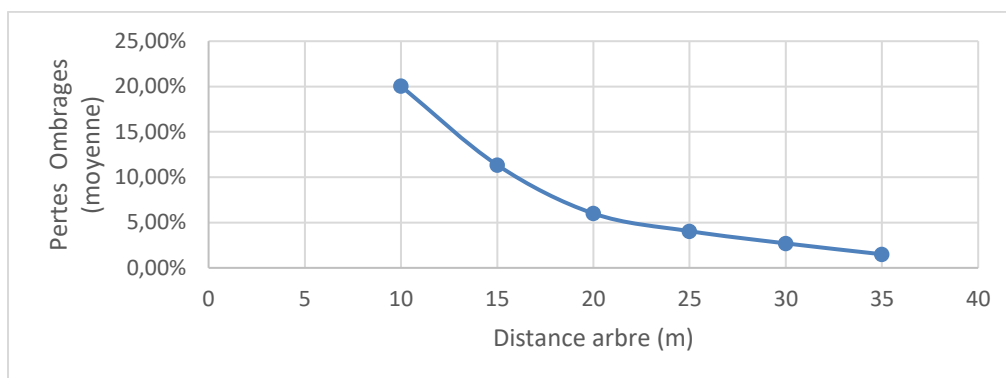


Le logiciel PVsyst permet de prendre en compte et paramétrer (0% à 100%) l'effet de chaîne. Cependant, il est difficile de chiffrer avec précision la réalité de cet effet. Ainsi un effet de :

- 100% aura une conséquence pessimiste : considérer que lorsque qu'un panneau est ombragé, alors toute la chaîne n'est plus productive
- 0% aura une conséquence optimiste : considérer que lorsque qu'un panneau est ombragé, le reste de la chaîne produit normalement

Ombrages est ou ouest - Arbre de 15m				
Distance arbre (m)	Effet de chaîne	Pertes par ombrages proches	Pertes par effets de chaînes	Pertes Ombrages
10	0%	18,6 %	0 %	18,60%
	100%	18,6 %	2,9 %	21,50%
	moyenne	18,6 %	1 %	20,05%
15	0%	10,8 %	0 %	10,80%
	100%	10,8 %	1,1 %	11,90%
	moyenne	10,8 %	0,05 %	11,35%
20	0%	5,5 %	0 %	5,50%
	100%	5,5 %	1 %	6,50%
	moyenne	5,5 %	0,5 %	6,00%
25	0%	3,9 %	0 %	3,90%
	100%	3,9 %	0,3 %	4,20%
	moyenne	3,9 %	0,15 %	4,05%
30	0%	2,6 %	0 %	2,60%
	100%	2,6 %	0,2 %	2,80%
	moyenne	2,6 %	0,1 %	2,70%
35	0%	1,4 %	0 %	1,40%
	100%	1,4 %	0,2 %	1,60%
	moyenne	1,4 %	0,1 %	1,50%

Tableau 7 : Cas n°1 : Ombrages ouest
(Sources : PVsyst, ENCIS Environnement)



Graphique 1 : Pertes d'ombrages en fonction de la distance des modules aux arbres (15m) – Cas ouest

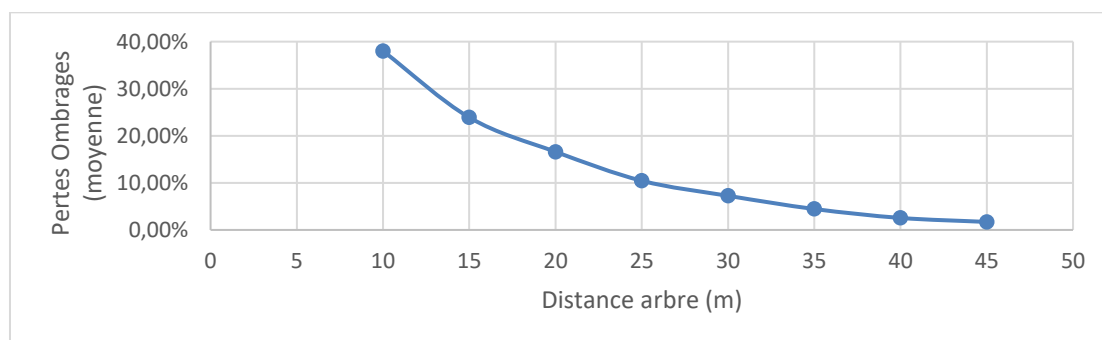


Dans le cas d'une rangée d'arbres à l'ouest ou à l'est, nous pouvons constater qu'une distance de 15m (soit 1 fois la hauteur de l'arbre) nuirait fortement à la production des lignes les plus proches avec des pertes supérieures à 10 %.

Une distance de 20 à 25 m, soit 1,5 fois la hauteur de l'arbre réduit grandement les pertes dues aux masques proches (< 5%). Au-delà, les pertes réduisent moins alors que les surfaces d'exploitations potentielles sont considérablement réduites.

Ombrages sud - Arbre 15m				
Distance arbre (m)	Effet de chaîne	Pertes par ombrages proches	Pertes par effets de chaînes	Pertes Ombrages
10	0%	36 %	0 %	36,00%
	100%	36 %	4 %	40,00%
	moyenne	36 %	2 %	38,00%
15 (1 fois la hauteur)	0%	22,4 %	0 %	22,40%
	100%	22,4 %	3,0 %	25,40%
	moyenne	22,4 %	1,5 %	23,90%
20	0%	15 %	0 %	15,00%
	100%	15 %	3,2 %	18,20%
	moyenne	15 %	1,6 %	16,60%
25	0%	9,7 %	0 %	9,70%
	100%	9,7 %	1,5 %	11,20%
	moyenne	9,7 %	0,75 %	10,45%
30 (2 fois la hauteur)	0%	6,2 %	0 %	6,20%
	100%	6,2 %	2,1 %	8,30%
	moyenne	6,2 %	1,05 %	7,25%
35	0%	3,5 %	0 %	3,50%
	100%	3,5 %	1,9 %	5,40%
	moyenne	3,5 %	0,95 %	4,45%

Tableau 8 : Cas n°2 : Ombrages sud
(Sources : PVsyst, ENCIS Environnement)



Graphique 2 : Pertes d'ombrages en fonction de la distance des modules aux arbres (15 m) – Cas sud



Dans le cas d'une rangée d'arbres au sud d'une structure photovoltaïque, des pertes sont notables (> 10 %) pour les distances d'éloignement inférieures à 2 fois la hauteur (30 m). Au-delà, les pertes sont plus réduites mais les surfaces d'implantation sont grandement restreintes.

3.2.2. Pertes d'ombrages et rangées de panneaux

Afin de limiter les pertes par ombrage des panneaux les uns sur les autres, il est nécessaire d'éloigner suffisamment les tables d'assemblage sur lesquelles se trouvent les panneaux. En fonction des caractéristiques du site et de l'économie du projet, il peut être pertinent de rapprocher les tables afin de privilégier la puissance installée (économies d'échelle) malgré l'augmentation des pertes, ou à l'inverse de les éloigner afin de limiter les pertes (puissance plafond qu'il ne serait pas utile de dépasser).

L'inclinaison des panneaux impacte également directement la production de l'installation. Sur le site étudié, l'inclinaison optimale d'un point de vue du productible est de 37°, cependant afin de limiter les pertes d'ombrages mutuels, il est préférable de choisir une inclinaison plus faible. Limiter la pente permet également de réduire la prise au vent de la centrale, réduisant les coûts de fondations et de structure, et de faciliter son installation réduisant la hauteur du point le plus haut. Les fabricants proposent généralement des structures avec des inclinaisons standard de 15, 20 ou 25°. Plus rarement, des pentes de 10 ou de 30° peuvent également être observées.

Une étude d'optimisation des espaces interlignes a été menée dans le but de préconiser le meilleur rapport entre la puissance crête installée et les pertes par ombrages. Cette étude a été menée en simulant plusieurs scénarios selon l'inclinaison du champ et les distances entre les lignes. Elle prend aussi en compte les gains de production qu'offrent les différentes inclinaisons. Le schéma ci-après explique les principales grandeurs nécessaires à cette étude.

Pour réaliser cette simulation, des tables comportant 4 panneaux dans le sens de la largeur en paysage ont été modélisées (soit 4 m de large) sur un terrain plat.

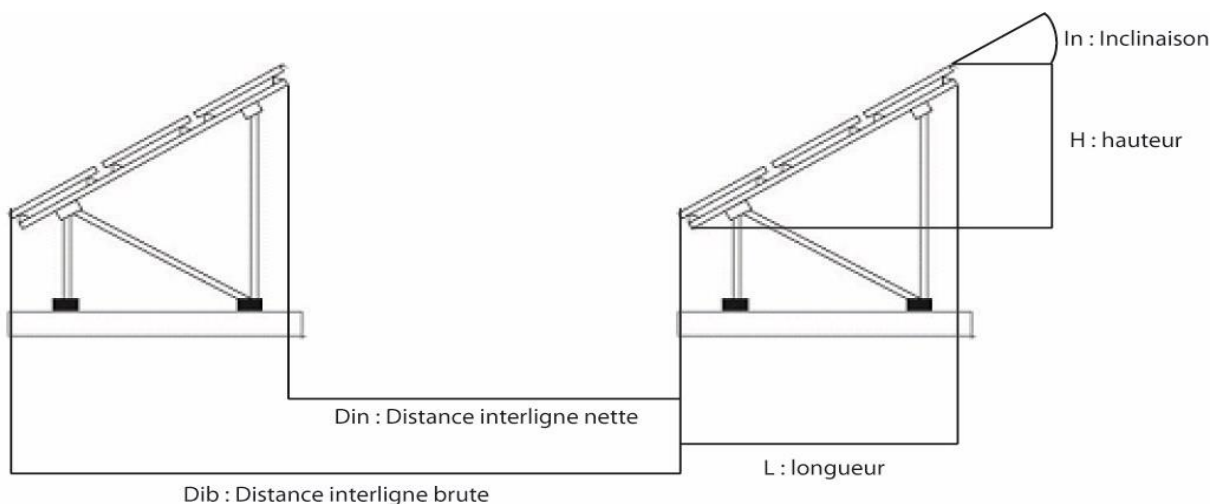


Figure 5 : Schéma explicatif des grandeurs nécessaires



Dib (en m)	In (en °)	Coef. d'occupation des sols	Perte par ombrage / optimum	Pertes inclinaison / optimum	Pertes totales / optimum
10.5	30	38.0%	2.7%	0,6%	3,30%
10.0	30	40.0%	2.9%	0,6%	3,50%
9.5	30	42.0%	3.1%	0,6%	3,70%
9.0	30	44.0%	3.4%	0,6%	4,00%
8.5	30	47.0%	3.8%	0,6%	4,40%
8.0	30	50.0%	4.3%	0,6%	4,90%
7.5	30	53.0%	4.9%	0,6%	5,50%
7.0	30	57.0%	5.7%	0,6%	6,30%
6.5	30	62.0%	6.7%	0,6%	7,30%
6.0	30	67.0%	8.0%	0,6%	8,60%
10.5	25	38.0%	1.9%	1.8%	3,70%
10.0	25	40.0%	2.0%	1.8%	3,80%
9.5	25	42.0%	2.2%	1.8%	4,00%
9.0	25	44.0%	2.4%	1.8%	4,20%
8.5	25	47.0%	2.6%	1.8%	4,40%
8.0	25	50.0%	2.9%	1.8%	4,70%
7.5	25	53.0%	3.4%	1.8%	5,20%
7.0	25	57.0%	4.0%	1.8%	5,80%
6.5	25	62.0%	4.8%	1.8%	6,60%
6.0	25	67.0%	5.9%	1.8%	7,70%
10.5	20	38.0%	1.2%	3.6%	4,80%
10.0	20	40.0%	1.3%	3.6%	4,90%
9.5	20	42.0%	1.4%	3.6%	5,00%
9.0	20	44.0%	1.5%	3.6%	5,10%
8.5	20	47.0%	1.6%	3.6%	5,20%
8.0	20	50.0%	1.8%	3.6%	5,40%
7.5	20	53.0%	2.1%	3.6%	5,70%
7.0	20	57.0%	2.5%	3.6%	6,10%
6.5	20	62.0%	3.1%	3.6%	6,70%
6.0	20	67.0%	3.9%	3.6%	7,50%

Tableau 9 : Optimisation des interlignes

Le tableau montre qu'une inclinaison de 25° permet de limiter les pertes pour un taux d'occupation des sols équivalent par rapport aux pentes de 20° et 15°. Une distance interligne brute supérieure à 7,5 m (53 % de taux d'occupation des sols) permet de limiter les pertes à moins de 5%. Au-delà de 8 m, les gains sont très faibles.



3.2.3. Comparaison production réelles et productibles de parcs solaires possédants des masques proches

3.2.3.1 Protocole

Dans un premier temps, nous vérifions la précision de la modélisation des masques proches sur huit sites de la Citoyenne Solaire qui sont présentés dans le Tableau 10. Pour chaque site, les masques sont modélisés par l'interface 3D décrite précédemment et le productible des parcs est calculé mois par mois. Les dimensions et la localisation des masques ont été estimées à l'aide de photos aériennes et de photos prises sur site.

Ensuite pour quantifier l'écart entre la simulation et la réalité, le rapport entre la production et le productible simulé est calculé. Un rapport supérieur à 100 % indique que la centrale a produit plus que prévu et un rapport inférieur à 100 % indique que la centrale a produit moins que prévu. Une analyse des pannes survenues au cours du fonctionnement des centrales permet de mettre de côté des mois non représentatifs. La base de données d'ensoleillement utilisée est Meteonorm 7.2.

Site	Masque
Milhac - Combeau	1 bâtiment (ouest) et 1 arbre (sud)
Milhac – Grand Rue	3 arbres (sud)
Chalais	Arbre (sud)
Pouyouleix	2 arbres (est et sud-ouest)
Grand Peytour	1 arbre (sud-ouest)
Ane et carotte	1 arbre (ouest)
Vaudet	1 arbre (ouest)
Pageas - Salle des fêtes	Église (sud)

Tableau 10 : Sites possédant au moins un masque proche

Il a été décidé de réaliser un autre test sur le site dit du « Puy ». Durant le fonctionnement de cette installation un arbre se trouvait proche des panneaux solaires, et a été coupé en juin 2019. Deux modélisations sont alors faites :

- Une première avec l'arbre modélisé
- Une seconde sans l'arbre

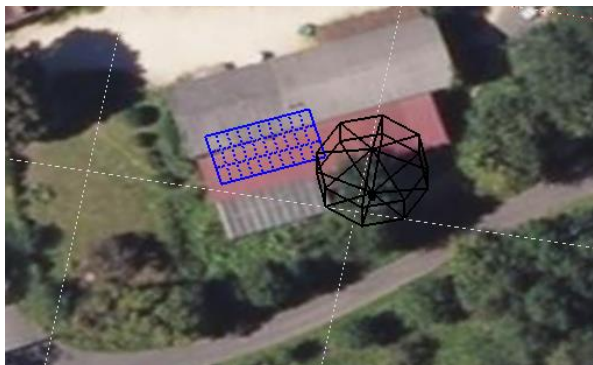


Figure 6 : Modélisation du site du « Puy »



Ensuite les mois de production précédant et suivant l'abattage de l'arbre sont comparés à la production réelle.



3.2.3.2 Résultats

	Milhac Combeau		Milhac Grand Rue		Chalais	St Jory Pouyouleix		Grand Peytour	Ane et Carotte Champagnac La rivière		Vaudet	Pageas SDF
	Écart 2018	Écart 2019	Écart 2018	Écart 2019	Écart 2019	Écart 2018	Écart 2019	Écart 2019	Écart 2018	Écart 2019	Écart 2019	Écart 2019
Janvier	-	121%	-	114%	-	-	-	-	-	130%	-	-
Février	-	86%	95%	83%	-	-	74%	-	-	76%	-	-
Mars	96%	93%	96%	91%	-	-	86%	-	-	88%	-	-
Avril	106%	96%	102%	95%	-	-	94%	-	105%	96%	-	-
Mai	107%	95%	106%	91%	-	-	96%	-	106%	100%	103%	-
Juin	99%	99%	97%	94%	102%	-	103%	99%	107%	105%	100%	100%
Juillet	94%	95%	92%	95%	94%	98%	97%	93%	100%	95%	90%	93%
Août	84%	87%	85%	85%	91%	90%	96%	85%	88%	93%	86%	100%
Septembre	83%	94%	81%	94%	100%	88%	107%	102%	92%	103%	125%	98%
Octobre	83%	142%	82%	115%	144%	84%	125%	121%	86%	117%	113%	119%
Novembre	104%	-	95%	118%	-	100%	156%	153%	93%	121%	120%	142%
Décembre	95%	-	97%	97%	-	100%	116%	104%	122%	102%	96%	108%
Moyenne	94%	101%	93%	96%	106%	90%	98%	100%	98%	100%	103%	102%

Tableau 11 : Écart entre le productible et la production réelle, pour des sites possédant des masques proches

Sur les neuf sites étudiés, l'écart calculé est entre 90 % et 106 %. Si on se restreint aux sites possédant plus de 6 mois de données on se trouve avec un écart entre 93 % et 103 %. Ces différences peuvent provenir de plusieurs facteurs :

- les données d'ensoleillement sont une représentation long-terme faite avec les données de 1996 à 2015 qui ne sont pas forcément représentatives des données des années 2018 et 2019.
- l'utilisation de vues aériennes et de photos de chantiers ne permettent pas de modéliser avec certitude les différents masques entourant les panneaux. Les dimensions exactes des arbres notamment sont estimées et génèrent de l'incertitude sur les résultats.

Milhac – Grand Rue possède des écarts plus importants que les autres sites, cela peut être en partie dû à la présence de plusieurs arbres (3) proches en face des panneaux solaires qui sont plus difficilement modélisables par PVsyst. De manière générale, l'écart est assez faible ce qui suggère que la modélisation des masques via PVsyst est satisfaisante.



De plus, on remarque que les écarts sont similaires sur un même mois d'une centrale à l'autre. Cela montre que chaque site suit la même tendance et qu'une partie de ces écarts pourrait venir de la variabilité interannuelle et intermensuelle de l'ensoleillement qui ne sont pas pris en compte dans les calculs.

Les résultats du second test sur le site du « Puy » sont présentés dans le Tableau 12. On remarque que les résultats sont cohérents avec la période d'abattage de l'arbre, avec des écarts entre la production réelle et théorique inférieure à 2,5 %.

	Production réelle (MWh)	Avec arbre (MWh)	Ecart	Sans arbre (MWh)	Ecart
mai	1,182	1,167	1,27 %	1,307	-10,58 %
juin	Abattage de l'arbre				
juillet	1,5	1,326	11,6 %	1,465	2,33 %

Tableau 12 : Résultats de production, Le Puy

Ceci montre que les masques proches sont un enjeu fort à prendre en compte pour estimer précisément la production d'une centrale solaire. Il est donc important de connaître précisément les dimensions et l'éloignement de ceux-ci par rapport à l'installation. Pour cela, il est pertinent de faire un relevé sur place des masques présents autour du site ou d'utiliser des appareils de mesures permettant de mesurer les ombrages d'un site donné (par exemple l'appareil de mesure *SunEye*).

3.2.4. Limites et perspectives de l'étude

Pour étudier plus précisément l'impact des masques proches sur une installation photovoltaïque, des tests pourraient être réalisés en direct sur des panneaux branchés en série ou en dérivation. Un accès à la production des panneaux de plusieurs installations ombragées en temps réel permettrait également de mieux cerner l'incidence des masques sur leur production.

De plus, il serait intéressant de corriger les résultats mensuels en fonction de la variation interannuelle et inter-mensuelle de l'ensoleillement.

4. Pertes

Dans cette section, les différentes pertes utilisées lors du calcul du productible avec le logiciel PVsyst sont décrites.

4.1. Paramètres thermiques

PVsyst prend en compte les pertes de rendement des panneaux dues à la température. La température du panneau influe sur le rendement du parc : au-delà d'une température de référence, 25 °C en générale, les panneaux perdent de leur rendement, de l'ordre de 0,5 %/°C (Radziemska, 2009). Si le panneau est très isolé,



par exemple s'il est intégré à la toiture d'une maison elle-même isolée, il risque de garder plus de chaleur, ce qui provoquera une perte de rendement et donc de production. La formule utilisée pour connaître la température des cellules du panneau est :

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{1}{U} (\alpha \cdot G_{inc} \cdot (1 - \eta))$$

T_{cell} et T_{amb} sont respectivement la température de la cellule et la température ambiante

G_{inc} est l'irradiance reçue sur le module

α est le coefficient d'absorption du module. Il est de l'ordre de 0,9 pour un panneau solaire standard.

η est le rendement du panneau étudié

U est le coefficient de pertes thermique. Il peut être séparé en un composant constant U_c et un facteur proportionnel à la vitesse du vent (v) noté U_v . On a alors la formule suivante :

$$U = U_c + U_v \cdot v$$

Par défaut, PVsyst propose trois valeurs selon l'installation du parc envisagé :

- **Capteurs « nus » avec circulation d'air tout autour** : $U_c = 29 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ et $U_v = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K} / (\text{m/s})$. Ces valeurs ont été choisies à l'aide de mesures faites sur des installations réelles (PVsyst, 1996). Ce paramètre est à utiliser sur des projets au sol ou des panneaux inclinés sur les toitures terrasse. Les pertes sont de l'ordre de 2-3 %.
- **Intégré avec isolation arrière** : $U_c = 15 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ et $U_v = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K} / (\text{m/s})$, ce qui est une division par deux par rapport au cas précédent. Ce paramètre est à utiliser sur des projets en intégration au bâti avec une isolation sous toiture. Les pertes sont de l'ordre de 8 %.
- **Semi-intégré avec lame d'air** : $U_c = 20 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ et $U_v = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K} / (\text{m/s})$, ce qui est un compromis entre les deux cas précédent. Ce paramètre est à utiliser sur des projets en surimposition. Les pertes sont de l'ordre de 4-5 %.

On remarque que ces paramètres ne prennent pas en compte l'effet du vent sur la température du module. Cela vient du fait que les données de vent sur le site ne sont pas souvent disponibles. L'aide de PVsyst précise que les valeurs par défaut du facteur de pertes thermiques constant sont légèrement surévaluées pour prendre en compte les baisses de température dues au vent.

4.2. Pertes ohmiques

Des pertes AC se produisent de l'onduleur jusqu'au point d'injection du réseau. PVsyst permet de rentrer la longueur de câble jusqu'au point d'injection et de la section des câbles utilisés et calcule les pertes induites dans les câbles. Les pertes diminuent quand la section de câbles augmente, et quand la longueur du câble diminue. Cependant augmenter la section du câble augmente également son coût, il s'agit alors de trouver un compromis financier en limitant les pertes. Généralement, on essaiera de limiter ces pertes à 2 % environ.



4.3. Qualité des modules

PVsyst propose de prendre en compte la confiance que l'utilisateur a dans la performance réelle du module. Il peut arriver que les spécifications du constructeur ne correspondent pas exactement aux données réelles du module en fonctionnement. Pour chaque installation, il convient de vérifier les documents techniques fournis par le constructeur. En général, les panneaux présents sur le marché ont des plages de fonctionnement de l'ordre de $0 W_c ; +5W_c$, avec donc des performances au moins égales aux valeurs nominales.

4.4. Pertes de « mismatch » modules

Les modules qui sont connectés en série ou en parallèle vont devoir ajouter la tension ou le courant respectivement. Les pertes par « mismatch » sont définies comme la différence entre la puissance fournie par chaque module indépendamment et la puissance réelle de sortie.

Les causes de « mismatch » sont listées dans l'aide de PVsyst :

- Les modules ne sont jamais exactement identiques : ils ne vieillissent pas à la même vitesse et donc certains panneaux vont avoir une baisse de tension de sortie comparés aux autres.
- L'encrassement n'est généralement pas le même sur chaque panneau.
- La température des panneaux peut être différente, ce qui cause des pertes de rendements plus importantes sur certains panneaux que d'autres.

Ces paramètres étant difficilement quantifiable en amont de l'installation d'un projet, PVsyst propose de prendre comme valeur par défaut 1 %.

4.5. Pertes dues au taux de disponibilité de la centrale

Les fournisseurs d'onduleurs livrent des contrats de maintenance garantissant une disponibilité des onduleurs et dédommageant la perte de production en cas de panne d'un onduleur, le taux de disponibilités des onduleurs est donc très élevé. Cependant, d'autres arrêts de la centrale peuvent être envisagés, notamment dans le cas d'une coupure de la connexion au réseau, entraînant l'arrêt de la vente d'électricité. Ces coupures sont relativement rares, et on peut estimer aux vues des points précédents un **taux de disponibilité de la centrale de 98%**.

5. Incertitudes

Cette section présente les incertitudes prises en compte pour pallier erreurs (mesure, simulation, modèles, etc.) que l'on peut avoir sur les étapes de la réalisation d'un calcul de productible dans le logiciel PVsyst.

Il est supposé que sur plusieurs années de production, la distribution de la production de la centrale solaire va suivre une distribution de Gauss. À partir de cette distribution, il est possible de déduire les incertitudes pour obtenir un productible que l'on pense pouvoir obtenir avec une marge d'erreur. Par exemple, un P90 représente un productible qui aura une probabilité d'être atteint de 90 %. La Figure 7 représente une distribution gaussienne avec les productible P50, P90 et P95.

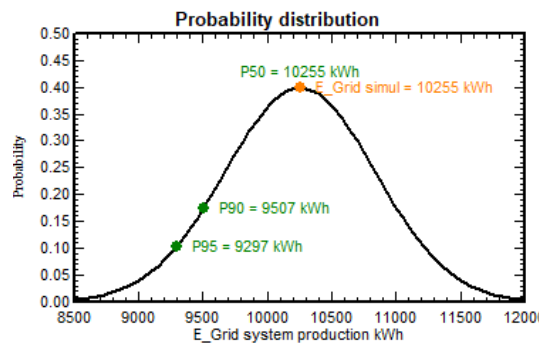


Figure 7 : Distribution gaussienne avec les P50, P90 et P95 positionnés

5.1. Incertitudes sur les données de météo

Les données de rayonnement apportent de l'incertitude pour plusieurs raisons :

- Les données varient selon les années, PVsyst suppose qu'elles suivent une distribution gaussienne sur le long terme.
- La qualité des données peut varier, comme cela a été montré dans la section 1.1.
- L'écart de distance entre les points de mesures des données d'irradiation solaire et le site étudié apporte une incertitude sur ces données.
- La précision du modèle qui interprète les données satellitaires
- L'évolution du climat joue aussi un rôle. L'irradiation aurait augmenté d'environ 5 % en Europe depuis le 21^{ème} siècle d'après (PVsyst, 2019).

PVsyst propose de prendre en compte la variabilité interannuelle en analysant la base de données choisie (Meteonorm 7.2) qui court sur 20 ans. D'après le travail fait section 1.3, on peut prendre une valeur de 3,5 %.

5.2. Autres paramètres

Les données météo sont la plus grande source d'incertitude sur le productible. Les autres sont présentées ci-dessous :

- Les premières sources d'incertitudes proviennent de la précision des données d'irradiance solaire
 - Les incertitudes proviennent de la précision de la source de données : capteurs, analyses satellitaires, durée de la période, pas de temps (horaire, journalier, mensuel...). D'après une comparaison de différentes bases de données existantes faite en 1.1, la marge d'incertitude liée à Meteonorm est évaluée à + ou – 1,5 %
 - Les données considérées sont représentatives de la période 1996 à 2015 inclus. L'évolution du climat et de l'environnement (ombrages) implique également une incertitude pour les prochaines années. La marge d'incertitude est évaluée à + ou – 1 %.
- **Modélisation du module PV** : porte sur les erreurs du modèle utilisé pour représenter les panneaux solaires. Les données du constructeur peuvent être imprécises par exemple. La valeur par défaut est de 1 %.



- **Efficacité de l'onduleur** : celle-ci peut varier entre la modélisation et la réalité. La valeur par défaut est de 0,5 %.
- **Encrassement et le « mismatch »** : l'encrassement du module est difficilement prédictible, donc une incertitude est comptée pour ce phénomène. Le mismatch est aussi difficilement prédictible. Une valeur d'incertitude de 1 % est prise.
- **Estimation de dégradation** : la vitesse de vieillissement des panneaux peut varier selon le type de panneau et le site où ils ont été installés. Pour pallier cette incertitude, PVsyst recommande une incertitude de 1 %.
- **L'enneigement** : la présence de neige sur les panneaux impacte aussi la production. Comme il est difficile d'estimer sa quantité et sa présence, il est en général recommandé de prendre une incertitude de 0,5 %. Mais cela dépend grandement du site étudié.



6. Comparaison parcs en exploitation et modélisation PVsyst

6.1. Protocole

Les données de production de 10 parcs solaires gérés par la Citoyenne Solaire sont mises à disposition pour vérifier la précision de la modélisation du logiciel PVsyst. Via ce logiciel, chaque site est modélisé en prenant en compte, le type de panneau et l'onduleur utilisés et la présence d'optimiseurs dans certains cas. L'orientation et l'inclinaison de chaque panneau ont aussi été fournies. Les dix sites étudiés sont : Gravilles, Milhac Combeau, Milhac Grand Rue, Pouyouleix, Saint Jory Salle des fêtes, Ane et Carotte, Champagnac Salle des fêtes, la Meyze, Cantonniers, Leybardie.

Les données d'ensoleillement utilisées viennent toutes de Meteonorm 7.2. Elles sont obtenues à partir des données des années 1991 à 2010 et téléchargeables directement via l'interface de PVsyst.

Les masques lointains sont pris en compte en utilisant les données fournies par PVGIS et les masques proches sont modélisés dans l'outil 3D de PVsyst à l'aide de vues aériennes et de photos prises lors du chantier.

Concernant les pertes, selon les spécificités des sites les pertes thermiques sont fixées par l'interface de PVsyst et les dimensions et la longueur des câbles reliant l'onduleur au point d'injection ont été pris en compte pour les pertes électriques. Les autres pertes, qualité des modules et « mismatch » des modules, ont été laissées par défaut dans PVsyst. La somme des pertes est alors déduite du productible pour obtenir un productible net ou P50.

Les pertes de la production réelle dues à l'indisponibilité de la centrale (pannes) n'ont pas été prises en compte dans la modélisation des installations photovoltaïques.



6.2. Résultats

Le Tableau 13 et le Tableau 14 présentent les résultats de la modélisation des dix parcs solaires. Pour chaque site, le productible et la production sont présentés pour chaque mois ainsi que le ratio productible/production. Lorsque que plusieurs années de mesures sont disponibles, la production moyenne est prise.

	Gravilles			Milhac Combeau			Milhac Grand Rue			St Jory Pouyouleix			St Jory Salle des fêtes		
	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart
Janvier	-	-	-	0,452	0,375	120,5%	0,429	0,312	137,3%	-	-	-	-	-	-
Février	0,629	0,687	91,5%	0,535	0,475	112,6%	0,52	0,587	88,5%	0,5	0,68	74,1%	0,61	0,7	87,1%
Mars	1,005	1,075	93,5%	0,888	0,937	94,7%	0,865	0,925	93,5%	0,868	1,01	85,8%	0,962	1,11	86,7%
Avril	1,154	1,189	97,1%	1,077	1,072	100,4%	1,072	1,087	98,6%	1,078	1,15	94,1%	1,128	1,1	102,5%
Mai	1,265	1,190	106,3%	1,213	1,202	100,9%	1,188	1,208	98,3%	1,228	1,28	96,2%	1,224	1,25	97,9%
Juin	1,373	1,293	106,2%	1,337	1,35	99,0%	1,293	1,351	95,7%	1,379	1,00	138,6%	1,374	1,2	114,5%
Juillet	1,37	1,449	94,5%	1,356	1,440	94,1%	1,339	1,430	93,6%	1,391	1,43	97,2%	1,394	1,375	101,4%
Août	1,281	1,429	89,6%	1,176	1,374	85,6%	1,169	1,377	84,9%	1,193	1,28	93,1%	1,249	1,374	90,9%
Septembre	1,114	1,191	93,5%	1,002	1,135	88,3%	0,987	1,131	87,2%	0,993	1,03	96,4%	1,095	1,111	98,5%
Octobre	0,85	0,808	105,2%	0,709	0,678	104,5%	0,694	0,726	95,5%	0,695	0,69	100,5%	0,783	0,764	102,5%
Novembre	0,551	0,432	127,4%	0,442	0,366	120,8%	0,428	0,407	105,2%	0,417	0,34	121,9%	0,521	0,47	110,9%
Décembre	0,468	0,466	100,2%	0,366	0,337	108,4%	0,362	0,374	96,6%	0,351	0,33	107,7%	0,451	0,400	112,6%
Moyenne	11,06	11,212	98,6%	10,552	10,55	100,0%	10,346	10,918	94,8%	10,093	10,21	98,9%	10,791	10,855	99,4%

Tableau 13 : Comparaison du productible et de la production



	Ane et Carotte			Champagnac Salle des fêtes			La Meyze			Cantoniers			Leybardie		
	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart	Simulation	Production	Écart
Janvier	0,36	0,28	129,9%	0,441	0,323	136,3%	0,383	0,45	85,1%	0,349	0,33	105,8%	0,375	0,345	108,7%
Février	0,499	0,66	75,8%	0,556	0,759	73,2%	-	-		0,479	0,575	83,3%	0,518	0,55	94,2%
Mars	0,884	1,01	87,6%	0,886	1,071	82,7%	0,915	0,6	152,5%	0,851	0,885	96,2%	0,845	0,9125	92,6%
Avril	1,102	1,10	100,5%	1,104	1,168	94,5%	1,081	1,1	98,3%	1,07	1,087	98,4%	1,039	1,0875	95,5%
Mai	1,304	1,26	103,3%	1,284	1,311	97,9%	1,182	1,2	98,5%	1,287	1,275	100,9%	1,248	1,2545	99,5%
Juin	1,445	1,37	105,8%	1,426	1,292	110,4%	1,272	1,27	100,2%	1,393	1,37	101,7%	1,363	1,31	104,0%
Juillet	1,439	1,48	97,4%	1,42	1,291	110,0%	1,239	1,325	93,5%	1,412	1,475	95,7%	1,341	1,3975	96,0%
Août	1,246	1,38	90,5%	1,268	1,126	112,6%	1,207	1,19	101,4%	1,217	1,3	93,6%	1,218	1,3048	93,3%
Septembre	0,996	1,02	97,5%	1,034	1,071	96,5%	1,022	1,067	95,8%	0,961	1,054	91,2%	0,959	1,030	93,1%
Octobre	0,655	0,66	99,3%	0,711	0,628	113,2%	0,707	0,612	115,4%	0,626	0,647	96,6%	0,651	0,735	88,5%
Novembre	0,384	0,37	105,1%	0,442	0,349	126,5%	0,392	0,307	127,6%	0,365	0,330	110,4%	0,402	0,356	112,8%
Décembre	0,301	0,27	111,0%	0,348	0,367	94,8%	0,33	0,389	84,8%	0,293	0,314	93,1%	0,319	0,329	96,9%
Moyenne	10,615	10,76	98,7%	10,918	10,76	101,5%	9,51	9,76	102,3%	10,303	10,6446	96,8%	10,278	10,6135	96,8%

Tableau 14 : Comparaison du productible et de la production

On remarque qu'en moyenne le ratio varie entre 94,8 % et 102,3 % sur une année complète, avec une moyenne à 98,8 %. L'écart-type entre ces valeurs est de 2,2 %, ce qui montre que les productibles estimés sont proches du productible réel. Les résultats annuels sont satisfaisants car comme nous l'avons vu une partie des écarts proviennent de l'utilisation d'une base de données long terme pour la simulation (1996-2015), qui n'est pas représentative des années étudiées (2018-2019).

À l'échelle mensuelle, on remarque que les mois de juillet-août ont tendance à produire plus que prévu tandis que les mois d'hiver (janvier, décembre, novembre) ont tendance à produire moins que l'estimation. Ces deux tendances s'équilibrent au long de l'année pour avoir un productible annuel proche de la production annuelle.

6.3. Limites et perspectives d'amélioration

Dans le cadre d'une étude séparée, il serait pertinent de rechercher les raisons de la variation de précision saisonnière et mensuelle du productible.



7. Synthèse

7.1. Base de données de rayonnement solaire

Nous avons vu que la base de données Meteonorm 7.2 semble être un bon candidat lors du choix de la base de données de rayonnement. PVGIS-SARAH semble aussi être une base de données acceptable pour calculer des productibles. NASA-SSE est quant à lui à éviter du fait de sa faible résolution spatiale.

7.2. Calepinage - division des modules

La comparaison des deux méthodes de modélisation des chaînes de modules sur cinq sites a permis de montrer que le choix de la méthode choisie importait peu sur le productible calculée.

7.3. Masques

Sur les neufs sites étudiés, un écart productible/production entre 90 % et 106 % a été trouvé. Si on se restreint aux sites possédant plus de 6 mois de données on se trouve avec un écart entre 93 % et 103 %. Ce qui suggère que la modélisation de masque est assez bien faite à partir de photos du site. La prise en compte des variations d'irradiation inter-mensuelle et interannuelle permettrait de réduire encore l'écart

7.4. Pertes et incertitudes

Les pertes et incertitudes ont bien été décrites et des ordres de grandeurs ont été donnés.

7.5. Comparaison de parcs en exploitation et modélisation PVsyst

La comparaison du productible et de la production de dix parcs solaires permet de montrer que les estimations réalisées avec PVsyst, et en utilisant les paramètres décrits dans ce rapport, sont satisfaisantes et proches de la réalité. En effet, nous avons obtenu des écarts productible/production entre 94,8 % et 105,1 % avec un écart-type de 2,82 %.

Cette analyse a permis de remarquer que le productible surestime en général la production des mois d'hiver et sous-estime la production des mois d'été.



BIBLIOGRAPHIE

- Kalyanpur, A., Mercadier, M.-E. and Blanc, P. (2013) 'Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique , profil de répartition et volatilité', *Environnement & technique*, pp. 54–59. Available at: <http://www.adenfi.com/wp-content/uploads/2013/11/1305-Gisement-solaire-final.pdf>.
- Meteonorm (2018) *Handbook part II: Theory - Global Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers, Planners and Education*.
- PVGIS (2019) *PVGIS users manual*. Available at: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/usermanual>.
- PVsyst (1996) *Validations on old versions of PVsyst*. Available at: https://www.pvsyst.com/help/validations_oldsystems.htm.
- PVsyst (2019) *Aide PVsyst*.
- Radziemska, E. (2009) 'Performance analysis of a photovoltaic-thermal integrated system', *International Journal of Photoenergy*, 2009(ii). doi: 10.1155/2009/732093.
- Urraca, R. *et al.* (2018) 'Evaluation of global horizontal irradiance estimates from ERA5 and COSMO-REA6 reanalyses using ground and satellite-based data', *Solar Energy*. Elsevier, 164(February), pp. 339–354. doi: 10.1016/j.solener.2018.02.059.