



# Directives relatives au calcul du rendement énergétique des grandes installations photovoltaïques visées à l'art. 71a LEné

## Instructions

Version 1.1 du 19 juin 2023

---

### 1. Introduction

Les grandes installations photovoltaïques autorisées en vertu de l'art. 71a de la loi sur l'énergie, doivent remplir les exigences suivantes :

- a) leur production minimale annuelle s'élève à 10 GWh, et
- b) leur production d'électricité du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mars (semestre d'hiver) est d'au moins 500 kWh pour 1 kW de puissance installée.

Ces exigences concernent aussi bien l'autorisation facilitée que le soutien privilégié au sens de l'art. 71a, qui s'élève au maximum à 60 % des coûts d'investissement.

Au moment du dépôt de la demande, le requérant doit démontrer que l'installation prévue satisfait aux exigences fixées à l'art. 71a LEné et soumet à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) une simulation du rendement énergétique à escompter. Ces prévisions servent également à calculer les flux de trésorerie attendus et à estimer le montant de la rétribution unique (RU) à l'octroi de la garantie de principe.

Le présent document présente les critères auxquels doit répondre la simulation du rendement énergétique à escompter et la manière de le calculer.

Le respect des conditions d'octroi est évalué avant la fixation définitive de la RU sur la base des données de mesure des trois premières années complètes d'exploitation.



## 2. Terminologie, définitions

Les termes utilisés dans le présent document sont définis comme suit :

Terme	Définition
Évaluation du rendement énergétique	Production énergétique prévisionnelle de l'installation photovoltaïque (installation PV) calculée avant le dépôt de la demande. Sert de base à l'évaluation du droit <u>présumé</u> , au calcul des entrées de liquidités attendues et à l'estimation du montant de la RU.
Production nette	Production énergétique des installations PV mesurée sur les trois premières années complètes d'exploitation. Sert de base à l'évaluation du droit <u>effectif</u> . La production nette mesurée permet d'extrapoler le rendement escompté sur toute la durée d'exploitation. C'est sur cette base que le montant de la RU est fixé à titre définitif.
Période de mesure	Les trois premières années complètes d'exploitation de l'installation pendant lesquelles les valeurs de mesure sont enregistrées.
Données météorologiques	Comprennent au minimum les données suivantes : a) le rayonnement global sur le plan des modules, en kWh/m <sup>2</sup> b) la température ambiante Selon l'outil de simulation, d'autres données météorologiques et de vent peuvent être incluses.
Période de référence	Période sur laquelle les données météorologiques moyennes sont déterminées pour les calculs.

## 3. Procédure de demande

### 3.1 Préparation, bases

Les données suivantes sont indispensables pour calculer le rendement énergétique conformément au présent document:

- a) Site de l'installation
- b) Données météorologiques sur le site de l'installation
- c) Horizon lointain, sauf si celui de l'outil de simulation est utilisé
- d) Orientation, inclinaison, distances entre les rangées/angle d'ombrage ainsi que choix provisoire du produit (module PV et onduleur) selon planification de l'installation



La figure 1 présente le processus allant des prévisions de rendement énergétique à la détermination définitive de la RU.

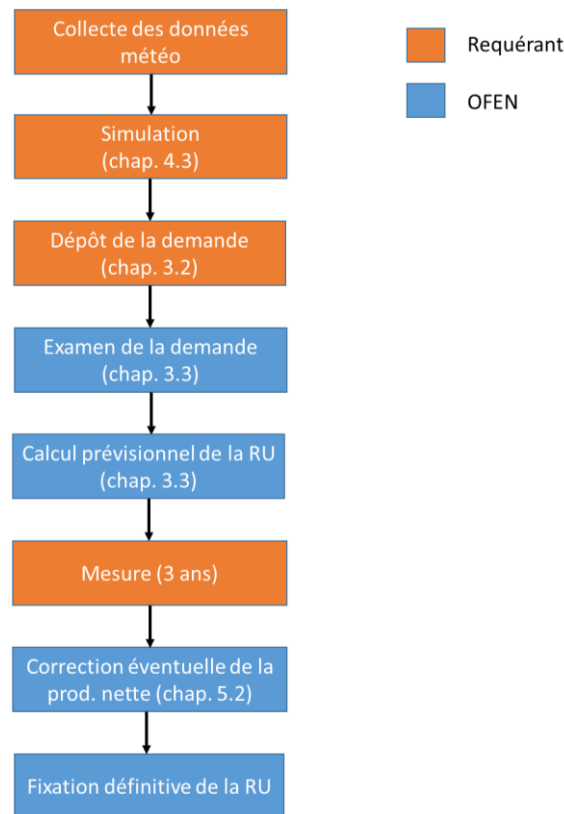


Figure 1: Diagramme de la demande

### 3.2 Documents à déposer

Les documents suivants doivent être remis à l'OFEN avec la demande, en plus des documents mentionnés dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables ([Annexe 2.1, chapitre 5](#)) :

- Carte avec plan de l'installation PV ; les éventuels champs de modules simulés séparément doivent être indiqués de manière spécifique.
- Schéma de principe de l'installation PV
- Fiches techniques des modules PV, onduleurs et transformateurs
- Dessin ou esquisse technique du système de montage, y compris des modules PV, des distances entre les rangées, de l'angle d'ombrage et du terrain
- Graphique des données d'horizon lointain utilisées
- Données météorologiques en résolution mensuelle utilisées pour la période de référence
- Valeurs de bifacialité utilisées
- Valeurs mensuelles de l'albédo selon ch. 4.2.4
- Rapports de simulation

Si certains documents (tels que le tracé de l'horizon) sont déjà contenus dans le rapport de simulation, il n'est pas nécessaire de les joindre séparément.



### **3.3 Vérification des prévisions de rendement énergétique, garantie de principe**

L'OFEN vérifie l'exhaustivité et la plausibilité des données qui lui sont soumises. En cas de doute, il se réserve le droit de demander des documents complémentaires et de recalculer les prévisions de rendement au moyen des programmes PVsyst et Meteonorm.

Si l'OFEN aboutit à des résultats différents, le requérant a la possibilité de vérifier ses calculs et de modifier ses valeurs ou de justifier les écarts. L'OFEN décide ensuite des valeurs à utiliser pour l'évaluation et décide d'octroyer la garantie de principe ou de rejeter la demande.

### **3.4 Vérification de la production nette, fixation définitive de la RU**

Le montant définitif de la RU est fixé sur la base de la production nette – répartie entre la consommation propre et l'électricité injectée dans le réseau – mesurée sur les trois premières années complètes d'exploitation. Le résultat de cette mesure, corrigé des interruptions importantes du fonctionnement de l'installation susceptibles de survenir à titre exceptionnel et des variations dans l'alimentation auxiliaire (ch. 5.2), sert de base au calcul du montant définitif de l'encouragement.

## **4. Méthode d'évaluation du rendement énergétique**

Ce chapitre explique les aspects et paramètres à prendre en compte dans l'évaluation du rendement. Les exigences relatives à la simulation sont décrites au ch. 4.2.

### **4.1 Simulation partielle et subdivision de l'installation PV en champs spécifiques**

Dans le cas de champs photovoltaïques homogènes (même angle d'azimut et d'inclinaison, situation d'ombrage similaire entre les modules), la simulation peut être effectuée sur une partie réduite de l'installation, puis extrapolée à l'ensemble de l'installation. La partie en question doit être suffisamment grande pour que les effets de bord soient négligeables. Ces effets périphériques peuvent aussi être évités à l'aide d'éléments d'ombrage hypothétiques.

Si, au sein d'une installation, les modules PV présentent différentes orientations (écart supérieur à 20° pour l'angle d'azimut) ou inclinaisons (écart supérieur à 20° pour l'angle d'inclinaison), l'installation doit être subdivisée en plusieurs champs de modules et chacun d'eux doit faire l'objet d'une simulation distincte. Le rendement hivernal moyen et le rendement annuel global sont calculés à l'aide d'une pondération définie en fonction de la puissance des différents champs de modules.

### **4.2 Simulation**

La simulation doit tenir compte des prescriptions ci-après. Elle doit faire ensuite l'objet d'un rapport détaillé qui présente tous les paramètres d'entrée pertinents. Les données de rendement énergétique doivent figurer en résolution mensuelle dans un fichier csv ou xls. L'outil de simulation et la source des données météorologiques peuvent être choisis librement.

Les données de rendement doivent être calculées pour la première année d'exploitation. Lors de l'extrapolation du rendement, l'OFEN tient compte en plus d'une dégradation de 0,5 % par an sur toute la durée de fonctionnement de l'installation. Ce chiffre est enregistré dans l'outil Excel pour le calcul de rentabilité.



Pour les installations dont les modules sont montés de manière à pouvoir être « mobiles » et orientés en fonction de la position du soleil (installations suivant la trajectoire du soleil), le rendement doit être simulé en tenant compte du suivi de la trajectoire du soleil.

#### 4.2.1 Site

Le centre de la surface (centre géométrique) de l'installation PV représente le site de cette dernière. Si l'installation est divisée en plusieurs champs de modules, il faut utiliser en tant que site le centre de la surface de chaque champ de modules.

#### 4.2.2 Orientation (azimut) et inclinaison

Pour la simulation, il convient d'utiliser l'angle d'azimut et l'angle d'inclinaison moyens des modules PV. Si l'installation est divisée en plusieurs champs de modules, l'angle d'azimut et l'angle d'inclinaison moyens des modules PV doivent être déterminés pour chaque champ de modules.

#### 4.2.3 Données météorologiques

Il convient de tenir compte des données météorologiques du site et d'utiliser la période de référence la plus récente disponible dans le programme concerné.

#### 4.2.4 Albédo

Il convient de tenir compte des valeurs mensuelles de l'albédo entre les rangées de modules du site concerné. Il en va de même pour les valeurs de l'albédo lointain.

La Figure 2 présente un exemple de valeurs mensuelles de l'albédo.

Monat	Ta	Td	RH	p	DD	FF	Snd	RR	aod	albedo
Jan	-4.8	-11.6	58	781	172	5.1	887.3	84	0.094	0.54
Feb	-4.9	-11.5	59	781	158	5.1	1034.0	75	0.165	0.53
Mar	-2.4	-8.7	62	783	127	4.9	864.2	85	0.192	0.51
Apr	0.6	-4.6	68	785	116	4.7	476.1	119	0.230	0.48
Mai	4.1	-0.6	71	787	106	4.5	2.5	182	0.234	0.22
Jun	8.6	3.8	72	790	130	4.2	0.0	131	0.267	0.20
Jul	10.1	5.4	73	792	128	4.2	0.0	135	0.227	0.20
Aug	10.1	5.4	73	791	122	4.1	0.0	171	0.242	0.20
Sep	6.8	2.2	72	789	110	4.1	0.0	123	0.176	0.20
Okt	4.2	-1.8	65	788	114	4.6	0.8	131	0.184	0.21
Nov	-0.7	-5.9	68	784	160	5.0	174.4	192	0.122	0.45
Dez	-3.1	-10.5	57	782	164	5.1	511.8	105	0.094	0.55
Jahr	2.4	-3.2	66	786	135	4.6	329.3	1533	0.186	0.36

Figure 2 : Exemple de valeurs mensuelles de l'albédo tirées de Meteornorm

#### 4.2.5 Horizon lointain

Il convient de tenir compte de l'horizon lointain. Il est possible d'utiliser des sources disponibles en ligne ou d'effectuer des relevés sur place. En cas de forte disparité de l'horizon sur l'ensemble de l'installation, il est nécessaire de définir un horizon lointain distinct pour chaque champ.

#### 4.2.6 Ombrages proches et ombrages mutuels

Les ombrages proches et les ombrages mutuels sont calculés en tenant compte de la distance entre les rangées (pour une pente constante) et de l'angle d'ombrage du champ de modules. Il convient également de prendre en considération les objets d'ombrage importants. Sont considérés comme importants les objets d'ombrage dont l'influence sur le rendement énergétique de l'ensemble de l'installation est supérieure à 1 %.



Les ombrages proches et les ombrages mutuels doivent être modélisés dans l'outil de simulation et simulés.

#### 4.2.7 Système

Les éléments suivants doivent être définis et pris en compte lors de la simulation :

- a) Modules PV
- b) Onduleurs
- c) Optimiseurs de puissance, si prévu
- d) Transformateurs

Idéalement, il convient aussi de tenir compte des câbles (longueur, section) et d'autres éléments liés au rendement énergétique.

#### 4.2.8 Disposition des modules et plan des strings

Il convient de tenir compte de l'interconnexion des modules, des strings et des onduleurs. Il est possible de modéliser une ou plusieurs parties représentatives et d'extrapoler les résultats, voir ch. 4.1.

#### 4.2.9 Pertes

En l'absence d'autres informations connues au moment du dépôt de la demande, les paramètres suivants doivent être pris en compte lors de la simulation :

Paramètres	Vérification par l'OFEN à l'aide des valeurs suivantes :
Indisponibilité du système <sup>1</sup>	Selon indications du requérant
Pertes ohmiques circuit DC (courant continu)	1,5 % en STC
Pertes ohmiques circuit AC (courant alternatif) jusqu'au dispositif de mesure	Selon indications du requérant
Limitations de l'injection	Selon indications du requérant
Dégradation	Aucune (est intégrée par l'OFEN lors du calcul de rentabilité)
Paramètres thermiques <sup>2</sup>	29 W/m <sup>2</sup> K
IAM <sup>3</sup>	Au moyen de l'outil de simulation
Consommateurs auxiliaires	Selon indications du requérant

Il convient de justifier et d'étayer les écarts (par ex. calculs sur la base des longueurs de câbles effectives) dans la demande.

<sup>1</sup> Par exemple en raison de l'enneigement

<sup>2</sup> Dissipation thermique du module PV. Pour le calcul de la température de service du module.

<sup>3</sup> IAM = Incidence Angle Modifier, modificateur d'angle d'incidence, perte de réflexion angulaire au niveau du module PV



#### 4.2.10 Bifacialité

En cas de recours à des modules bifaciaux, la bifacialité doit être dûment prise en compte.

Paramètres	Vérification par l'OFEN à l'aide des valeurs suivantes :
Fraction directe sur le sol <sup>4</sup>	Au moyen du modèle dans PVsyst
Fraction diffuse sur le sol <sup>5</sup>	Au moyen du modèle 2D dans PVsyst
Fraction translucide des rangées <sup>6</sup>	0 %
Facteur de forme (face arrière) <sup>7</sup>	Au moyen du modèle 2D dans PVsyst
Facteur d'ombrage structure <sup>8</sup>	5 %
Facteur de perte mismatch (face arrière) <sup>9</sup>	10 %
Facteur de bifacialité <sup>10</sup>	Selon la fiche technique du module PV

Si d'autres valeurs sont utilisées, il convient de le justifier.

Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la transmission de lumière des rangées de modules PV dans le cas des modules bifaciaux. On admet qu'elle est négligeable et peut donc être fixée à zéro dans la simulation. Toutefois, si les modules ou la structure de montage prévus affichent une transmission lumineuse importante, il convient d'en tenir compte.

#### 4.2.11 Alimentation auxiliaire

Il convient d'estimer l'électricité consommée par l'installation (alimentation auxiliaire selon l'art. 11, al. 2, OEn<sup>11</sup>) et d'en tenir compte lors de la simulation.

Remarque : dans certains outils, l'alimentation auxiliaire (besoins propres) est appelée à tort consommation propre.

### 5. Examen des conditions d'octroi et fixation définitive

#### 5.1 Prise en compte de la production nette

Selon l'art. 71a LEne, une installation PV doit atteindre une production minimale annuelle de 10 GWh et d'au moins 500 kWh/kW en hiver. Conformément à l'art 46o OEn<sup>12</sup>, la production nette annuelle de l'installation ainsi que la production d'électricité durant le semestre d'hiver par kW de puissance installée doit être déclarée à l'OFEN après la troisième année complète d'exploitation. Sur la base de ces informations, l'OFEN vérifie si l'installation remplit effectivement ou non les conditions d'octroi, même après sa mise en service.

<sup>4</sup> Rayonnement direct pouvant atteindre le sol entre les modules

<sup>5</sup> Rayonnement diffus pouvant atteindre le sol et provenant de toutes les directions qui ne sont pas cachées par des modules

<sup>6</sup> Part de la lumière atteignant le sol en raison d'espaces dans la structure ou entre les modules

<sup>7</sup> Part de la lumière qui atteint effectivement la face arrière du module

<sup>8</sup> Éléments mécaniques disposés sur la face arrière du module générant de l'ombre

<sup>9</sup> Facteur de perte sur la face arrière en raison de son rayonnement non homogène

<sup>10</sup> Ratio entre la puissance normalisée DC de la face arrière et de la face avant

<sup>11</sup> Ordonnance sur l'énergie (OEn, RS 730.01)

<sup>12</sup> Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnR, RS 730.02)



Si les conditions d'octroi sont encore remplies, l'OFEN fixe le montant définitif de la RU conformément à l'art. 46p OEnER en se basant entre autres sur la moyenne annuelle de la production nette déclarée.

Les données suivantes doivent être communiquées à l'OFEN au terme de la période de mesure :

- a) Données de production nette et de production excédentaire mensuelles (dans le cas d'installation avec consommation propre)
- b) Valeurs de mesure au quart d'heure
- c) Interruptions importantes du fonctionnement de l'installation
- d) Informations relatives à d'éventuelles variations importantes dans l'alimentation auxiliaire au cours de la période de mesure.

C'est sur la base de ces données qu'est calculé le rendement utilisé par l'OFEN pour évaluer si les conditions d'octroi sont remplies et pour fixer définitivement la RU. Le cas échéant, les rendements mensuels sont corrigés conformément au ch. 5.2 et la production annuelle moyenne ainsi que la production moyenne d'électricité durant le semestre d'hiver par kW de puissance installée sont calculées.

## **5.2 Correction de la production nette en cas d'interruption du fonctionnement de l'installation ou de variations dans l'alimentation auxiliaire**

Au cours de la période de mesure, il convient d'enregistrer et quantifier toute interruption exceptionnelle du fonctionnement de l'installation et toute variation dans l'alimentation auxiliaire.

S'il s'agit d'interruptions importantes, qui ne devraient pas se produire à l'avenir ou pas régulièrement, la production nette utilisée pour la fixation définitive de la RU est corrigée de la quantité d'électricité qui serait normalement produite durant ces coupures. Pour évaluer si les conditions d'octroi sont remplies, la quantité d'électricité n'est corrigée que si les perturbations n'étaient ni prévisibles ni du fait de l'exploitant. Les interruptions de fonctionnement sont considérées comme importantes si elles entraînent une variation de plus de 1 % de la production mensuelle de l'installation.

Si l'alimentation auxiliaire a subi des variations importantes, la production nette est aussi corrigée.

Les variations dans l'alimentation auxiliaire sont réputées importantes si elles représentent plus de 0,1 % du rendement énergétique de l'installation PV par an (dans le cas d'une production annuelle de 10 GWh, cela correspond à une variation de 10 MWh par année) ou si elles varient de plus de 20 % d'une année sur l'autre.

En cas de suspicion de manipulation du rendement énergétique ou des données, ou en cas d'écarts inattendus par rapport aux valeurs attendues pour ce rendement, l'OFEN se réserve le droit d'enquêter sur les faits avec les moyens appropriés ainsi que de corriger les données concernant la production en conséquence ou de prolonger la période de mesure.

## **6. Autres questions**

L'OFEN se tient à disposition pour toutes questions, à adresser à :

Office fédéral de l'énergie, Section Énergies renouvelables, 3003 Berne  
[pv@bfe.admin.ch](mailto:pv@bfe.admin.ch)