

**DOSSIER DE PERMIS DE CONSTRUIRE**

**CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE DE L'EAR DE CHÂTEAUDUN**

**MÉMOIRE DU MAÎTRE D'OUVRAGE EN RÉPONSE À L'AVIS DE LA  
MISSION REGIONALE D'AUTORITÉ ENVIRONNEMENTALE**



Juin 2022



# Introduction

---

Suite au dépôt le 27 décembre 2021 des dossiers de demande de permis de construire pour la centrale photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun d'une puissance d'environ 106 MWc, n° PC 028 088 21 00030 au lieu-dit « Le Camp d'aviation », sur les communes de Châteaudun (28200) et Villemaury (28200), l'autorité administrative de l'Etat compétente en matière d'environnement désignée par la réglementation, dite « Mission Régionale d'Autorité Environnementale » (MRAE) a émis un avis le 15 Avril 2022.

Cet avis ne porte pas sur l'opportunité du projet mais sur la qualité de l'étude d'impact présentée et sur la prise en compte de l'environnement et de la santé humaine par le projet. Il est précisé que l'autorité environnementale relève la qualité du diagnostic écologique et de la séquence éviter-réduire-compenser (ERC) déployée dans ce projet afin de préserver le site du projet qui se révèle être parmi les plus riches en biodiversité de l'Eure-et-Loir et de la région en ce qui concerne les pelouses calcicoles. Néanmoins, des compléments sont attendus sur le bilan énergétique du projet, sur les incidences de ses modalités de raccordement au réseau, sur les véritables variantes du projet, et enfin sur son bilan énergétique et climatique.

La présente note reprend donc les remarques de l'Autorité Environnementale pour apporter les compléments nécessaires.

En outre, depuis la loi n° 2018-148 du 2 mars 2018 ratifiant les ordonnances n° 2016-1058 du 3 août 2016 relative à l'évaluation environnementale et n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public, l'article L.122-1 (V et VI) du Code de l'Environnement vient préciser : « *L'avis de l'autorité environnementale fait l'objet d'une réponse écrite de la part du Maître d'Ouvrage.* » et « *Les maîtres d'ouvrage tenus de produire une étude d'impact la mettent à disposition du public, ainsi que la réponse écrite à l'avis de l'autorité environnementale* ». La présente réponse sera donc versée, à l'instar de l'avis de la MRAE, au dossier d'Enquête Publique du projet photovoltaïque de la centrale photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun.

# Sommaire

---

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Contexte et présentation du projet .....</b>                             | <b>3</b>  |
| <b>2. Justification des choix opérés .....</b>                                 | <b>14</b> |
| <b>3. Analyse de la prise en compte de l'environnement par le projet .....</b> | <b>16</b> |
| <b>ANNEXE 1 – Evaluation de l'impact environnemental.....</b>                  | <b>20</b> |

## 1. Contexte et présentation du projet

### **Remarque de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale**

Le parc photovoltaïque projeté, d'une emprise d'environ 84 ha, comprendra un ensemble de structures porteuses permettant l'installation d'environ 197 000 panneaux solaires ou modules fixes, de type a priori monocristallin, d'une puissance unitaire de 435 Wc. Les panneaux représenteront une surface totale d'environ 59 ha. Le projet comptera également l'installation de 21 postes de conversion de l'énergie et d'un poste de livraison et sera raccordé au poste source de Châteaudun à 2,8 km au nord-ouest.

Le périmètre du site sera délimité par une clôture grillagée de 2 m de hauteur, équipée d'un système d'alarme anti-intrusion. 6 840 m<sup>2</sup> de pistes seront installées et l'accès se fera depuis la route départementale RD 31 qui longe le site par le sud, accès existant mais actuellement condamné.

### **Réponse du pétitionnaire**

EDF Renouvelables souhaite corriger les chiffres présentés dans l'avis de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale, conformément à ceux qui figurent dans l'étude d'impact.

- La puissance unitaire des panneaux considérés est de 540 Wc.
- Il y aura 21 postes de conversion de l'énergie reliés à un poste HTB privé qui se construit sur site et relié au poste source RTE de Châteaudun. La distance de raccordement au poste source sera d'environ 3 km et dépendra de la solution finale de raccordement retenue par le gestionnaire du réseau public d'électricité.
- Comme indiqué page 44 de l'étude d'impact, 4 446 mètres de pistes lourdes d'une largeur de 5 m seront créées soit 22 230 m<sup>2</sup> de pistes renforcées (hors les pistes dans le poste HTB) permettant d'atteindre une portance suffisante pour le passage des engins de chantier et des véhicules de transport. De plus, 14 139 m de pistes légères (dites périphériques) d'une largeur de 5 m soit 70 695 m<sup>2</sup> seront réalisées entre la clôture et les structures.

### **Remarque de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale**

L'autorité environnementale rappelle toutefois que, conformément à l'article L.122 1 du code de l'environnement, « lorsqu'un projet est constitué de plusieurs travaux, installations, ouvrages ou autres interventions dans le milieu naturel ou le paysage, il doit être appréhendé dans son ensemble, y compris en cas de fractionnement dans le temps et dans l'espace et en cas de multiplicité de maîtres d'ouvrage, afin que ses incidences sur l'environnement soient évaluées dans leur globalité. » Le raccordement du parc au réseau électrique, indispensable à son fonctionnement, fait pleinement partie du projet et doit à ce titre être présenté et évalué en même temps.

**L'autorité environnementale recommande de compléter dès ce stade l'étude d'impact par une évaluation des incidences des modalités de raccordement du projet aux réseaux.**

### **Réponse du pétitionnaire**

Le raccordement du poste de livraison du projet de parc photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun jusqu'au poste RTE de CHATEAUDUN est un ouvrage souterrain. Le parcours de ce réseau, qui sera arrêté par RTE pourrait traverser des parcelles agricoles, ou être disposé sous voirie ou accotements. Le raccordement de la centrale photovoltaïque est une opération menée par le gestionnaire de réseau (RTE) et non la SAS Centrale photovoltaïque de l'EAR Châteaudun. Il est par ailleurs précisé dans l'étude d'impact page 188, en lien avec le tracé de raccordement externe, que « Les tranchées dédiées aux câbles longeront majoritairement des routes et des chemins et auront une profondeur de 70 à 90 cm. Le tracé du raccordement ne traverse aucun zonage de biodiversité (ZNIEFF, Natura 2000...). Les milieux traversés sont exclusivement des cultures. ».

Cet ouvrage fera l'objet d'un dossier spécifique mis en œuvre par RTE et d'un dispositif de concertation approfondi. EDF Renouvelables et RTE travaillent en étroite collaboration sur la réalisation du raccordement. EDF Renouvelables a ainsi contacté RTE afin de détailler le dossier spécifique qui sera mis en œuvre par RTE dans le cadre du raccordement de la centrale photovoltaïque ainsi que le dispositif de concertation approfondi. L'enquête publique unique portera à la fois sur le projet photovoltaïque et son raccordement.

### **1. Un dispositif de concertation propre aux projets d'ouvrages électriques**

La création de la liaison souterraine à 90 000 volts de raccordement du parc de Châteaudun fera l'objet d'une concertation dite Fontaine. Cette concertation permet d'associer à la réflexion l'ensemble des parties prenantes concernées : Elu(e)s, services de l'Etat, associations. Les fondements de la Concertation Fontaine sur les projets d'ouvrages électriques reposent sur la circulaire relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité signée, le 9 septembre 2002, par Mme Fontaine, ministre déléguée à l'Industrie.

La phase de concertation Fontaine est assurée sous l'égide du Préfet. Cette phase poursuit trois objectifs principaux. Le premier objectif porte sur le partage et la validation de l'aire d'étude sur laquelle les études et les travaux de raccordement seront réalisés. Le deuxième objectif consiste à établir un état initial de l'environnement et à recenser les principaux enjeux environnementaux à prendre en considération. Le dernier objectif est de déterminer un fuseau dit de moindre impact parmi les options présentées.

Au terme de la concertation Fontaine, il sera ainsi validé une aire d'étude et un fuseau de moindre impact. Il convient ainsi de noter que la Figure 29 présentée au sein du point 8.3.2 « Le raccordement externe » de l'étude d'impact, ne présente que l'un des tracés potentiels de raccordement au réseau public de transport d'électricité. Le tracé de détail de l'ouvrage de raccordement ne sera en effet connu qu'une fois le processus de la concertation Fontaine terminé ainsi que les autorisations et les conventions de servitudes nécessaires obtenues.

## *2. Le processus administratif*

Les liaisons souterraines, quelle que soit la tension de raccordement, sont exemptées de procédures d'évaluation environnementale. Néanmoins, en application de la rubrique n°30 de l'annexe à l'article R. 122-2 du code de l'Environnement, les projets d'ouvrages de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance égale ou supérieure à 250 kWc sont systématiquement soumis à étude d'impact sur l'environnement.

**Le raccordement électrique faisant partie du projet, les incidences de la Liaison Souterraine sur l'environnement doivent être étudiées. Le paragraphe suivant détaille les impacts génériques des liaisons souterraines. RTE complètera les incidences de la liaison souterraine notamment par la réalisation d'inventaires le long du tracé de raccordement, une fois que celui-ci sera définitif. Le dossier sera porté à la connaissance des services de l'état.**

## *3. Les impacts génériques des liaisons souterraines*

Le document ci-dessous établi par RTE détaille les impacts génériques des liaisons souterraines, les travaux à réaliser dans le poste source de Châteaudun ainsi que les mesures qui seront mises en place afin de limiter les impacts du raccordement sur l'environnement.





## IMPACTS GENERIQUES LS

### Table des matières

|  |   |           |
|--|---|-----------|
| <b>1</b>   | <b>Les caractéristiques d'une liaison souterraine à 90 000 volts</b>  | <b>6</b>  |
| <b>1.1</b>   | <b>Les câbles</b>   | <b>6</b>  |
| 1.2  | La chambre de jonction  | 6         |
| 1.3  | Les différentes techniques de pose  | 6         |
| <b>2</b>   | <b>Travaux dans le poste électrique existant de CHATEAUDUN</b>  | <b>8</b>  |
| <b>3</b>   | <b>Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur les milieux physique et naturel et mesures de réduction des impacts</b> | <b>8</b>  |
| <b>3.1</b>   | <b>Impacts potentiels sur les milieux physique et naturel</b>   | <b>8</b>  |
| 3.1.1  | Impacts des lignes souterraine sur l'air et le climat   | 8         |
| 3.1.2  | Impacts des lignes souterraines sur l'eau   | 8         |
| 3.1.3  | Impacts des lignes souterraines sur les sols  | 9         |
| <b>3.2</b>   | <b>Mesures d'évitement et de réduction des impacts sur les milieux physique et naturel</b>                                | <b>9</b>  |
| <b>Mesures de réduction des impacts sur les sols</b>                         |   | <b>9</b>  |
| <b>4</b>   | <b>Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur l'agriculture et mesures de réduction des impacts</b>                   | <b>9</b>  |
| <b>4.1</b>   | <b>Impacts temporaires</b>  | <b>9</b>  |
| 4.1.1  | Impacts temporaires sur les cultures  | 9         |
| 4.1.2  | Modification temporaire de la structure des sols en surface   | 10        |
| <b>4.2</b>   | <b>Impacts permanents</b>   | <b>10</b> |
| <b>4.3</b>   | <b>Mesures de réduction des impacts sur l'agriculture</b>   | <b>10</b> |
|  | <b>Indemnisation des dommages instantanés</b>   | <b>10</b> |
|  | <b>Indemnisation des dommages permanents</b>  | <b>10</b> |
| <b>5</b>   | <b>Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur le milieu humain</b>  | <b>10</b> |
| <b>5.1</b>   | <b>Impacts temporaires</b>  | <b>10</b> |
| <b>Impacts sonores, vibratoires, visuels</b>                                 |   | <b>10</b> |
| <b>Présence de fumées et de poussières</b>                                   |   | <b>10</b> |
| <b>Perturbation de la circulation routière et piétonne en phase chantier</b> |   | <b>10</b> |
| <b>Risque de chute par l'ouverture de fouilles</b>                           |   | <b>10</b> |
| <b>5.2</b>   | <b>Impacts permanents</b>   | <b>11</b> |
| <b>5.3</b>   | <b>Mesures de réduction des impacts sur le milieu humain</b>  | <b>11</b> |
|  | <b>Mesures de réduction des impacts temporaires</b>   | <b>11</b> |
|  | <b>Mesures de réduction des impacts permanents</b>  | <b>12</b> |
| <b>6</b>   | <b>Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur les paysages</b>  | <b>12</b> |
| <b>7</b>   | <b>Concertation</b>   | <b>12</b> |
| <b>8</b>   | <b>Procédures administratives</b>   | <b>12</b> |
| <b>2.</b>  | <b>Justification des choix opérés</b>   | <b>14</b> |
| <b>3.</b>  | <b>Analyse de la prise en compte de l'environnement par le projet</b>   | <b>16</b> |

## 1 Les caractéristiques d'une liaison souterraine à 90 000 volts

### 1.1 Les câbles

La liaison souterraine à 90 000 volts est constituée de 3 câbles de puissance unipolaire de 90 000 volts de 1 600 mm<sup>2</sup> de section en aluminium isolé, posée à une profondeur d'environ 1,50 m, sur une largeur d'environ 60 cm, en milieu rural. Les câbles enterrés sont fortement isolés et protégés. L'isolement des câbles souterrains est assuré par un matériau isolant électrique en matière synthétique dont l'épaisseur augmente avec la tension.

#### Caractéristiques électriques

Nature du courant : alternatif triphasé à la fréquence de 50 Hz.

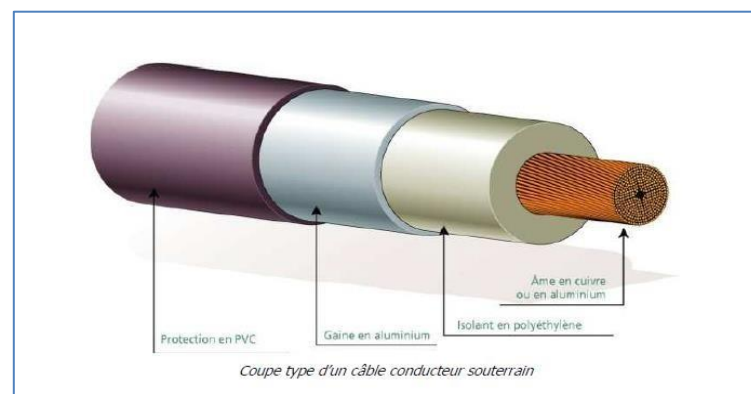
Tension entre phases : 90 000 volts.

Nombre de circuit : 1 (3 câbles par circuit électrique).

#### Les câbles conducteurs

Leur rôle est d'assurer le transit de l'énergie.

|   |  |
|---|--|
| Nombre  | 3  |
| Constitution  | Câble isolé par du polyéthylène réticulé |
| Nature de l'âme conductrice   | Aluminium                                |
| Nature de l'écran métallique (assure l'écoulement du courant en cas de défaut électrique) | Aluminium                                |



#### Le câble de mise à la terre

Il a pour effet de protéger les personnes et les matériels contre les montées en potentiel.

|        |   |
|--------|---|
| Nombre | 1 |
|--------|---|

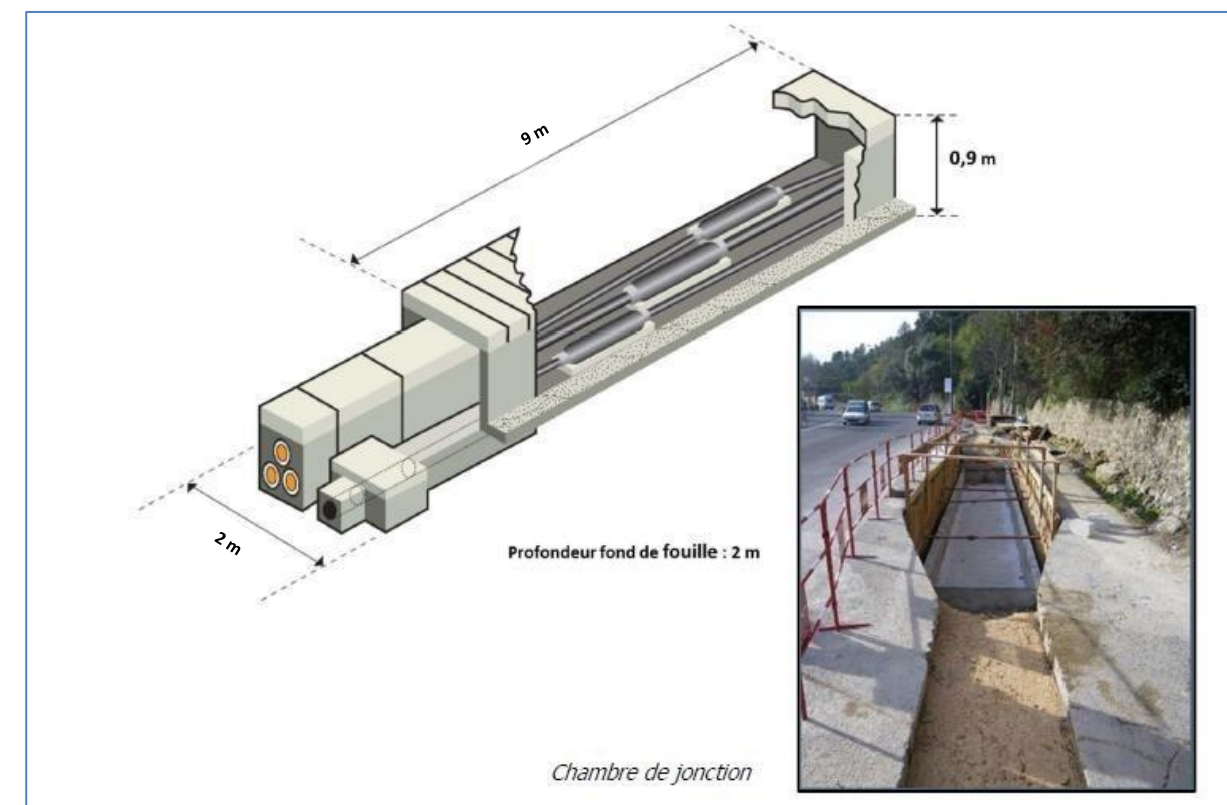
|                               |                                      |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| Constitution                  | Câble isolé                          |
| Nature de l'âme conductrice   | Cuivre                               |
| Section de l'âme conductrice  | 120 mm <sup>2</sup>                  |
| Nature de la gaine extérieure | Isolation synthétique (polyéthylène) |

### 1.2 La chambre de jonction

La chambre de jonction assure la continuité entre deux tronçons de câbles.

Elle est creusée à ciel ouvert. Son emprise au sol est en moyenne de 2 mètres de large sur 9 mètres de long.

Une fois la jonction réalisée, cet ouvrage souterrain en béton est rempli de sable et remblayé. Il n'est pas visitable ni visible.



### 1.3 Les différentes techniques de pose

La tranchée qui accueillera les 3 fourreaux de puissance nécessaires aura une profondeur de l'ordre d' 1.50 m en fond de fouille, pour une largeur d'environ 60 cm. Un grillage avertisseur sera posé à environ 20 cm au-dessus du bloc fourreaux.



En fonction de l'environnement traversé, plusieurs techniques de pose sont utilisées, la plus répandue étant la pose en fourreaux.

### Pose en fourreaux PEHD

La technique de pose en fourreaux PEHD<sup>1</sup> est utilisée pour dérouler de grandes longueurs en milieu agricole, sous chemins, sous accotements, voire sous voiries dans le cas de routes secondaires.



### Pose en fourreaux PVC

La pose en fourreaux PVC<sup>2</sup> enrobés de béton est utilisée dans les zones où la nature ou l'encombrement du sous-sol ne permet pas de retenir la pose en fourreaux PEHD.

Elle est également utilisée sous voiries ou en zones urbanisées.



### Déroulement d'un chantier

La technique de pose influe légèrement sur le déroulement du chantier, mais de manière générale, les travaux se déroulent de la façon suivante :

- ❖ découpage de la chaussée (si nécessaire) et/ou décapage de la terre végétale ;
- ❖ ouverture de la tranchée (et blindage de la fouille pour les fourreaux PVC) ;
- ❖ pose des fourreaux PEHD dans la fouille ou mise en place des tubes PVC et des peignes qui les maintiennent ;
- ❖ coulage du béton (pour pose PVC) puis remblayage des fouilles et pose du grillage avertisseur ;

- ❖ déroulage du câble (par tronçons de 1 000 à 2 000 mètres de long environ) ;
- ❖ réalisation du raccordement des câbles dans les chambres de jonctions ;
- ❖ réfection du sol (chaussées, chemins, haies, espaces verts ou autres, etc.) ;
- ❖ nettoyage et remise en état du site.

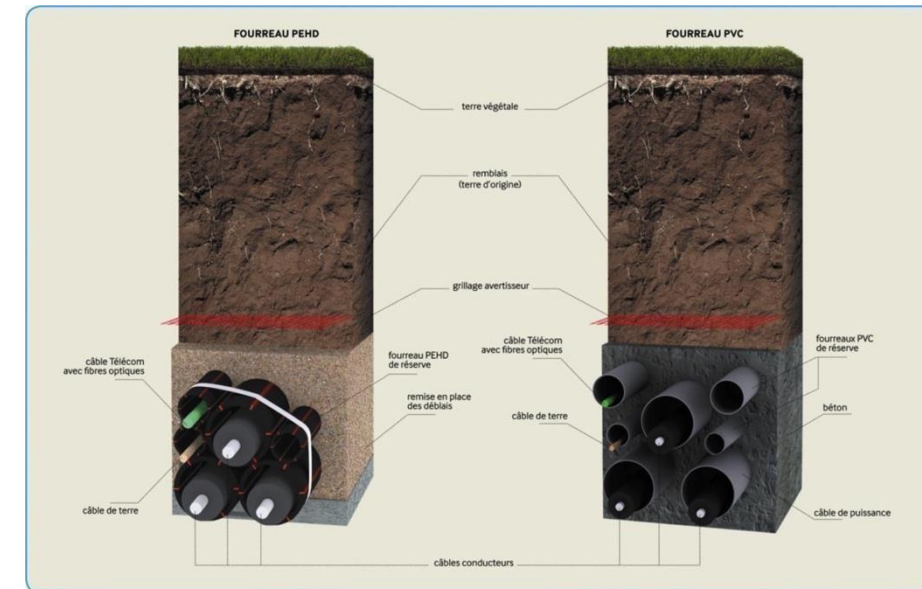


Schéma de pose en fourreau PEHD

Schéma de pose en fourreaux PVC.

### Traversée d'un obstacle : Pose sans tranchée en sous-œuvre

Pour la traversée d'obstacles ponctuels (routes à grande circulation, voies ferrées, rivières, etc.), RTE a recours à la technique du forage dirigé ou du fonçage, voire de micro-tunnelier.

Ces techniques consistent à poser des fourreaux sans ouvrir de tranchée, par percement du sous-sol, puis à y introduire les fourreaux dans lesquels les câbles seront déroulés.

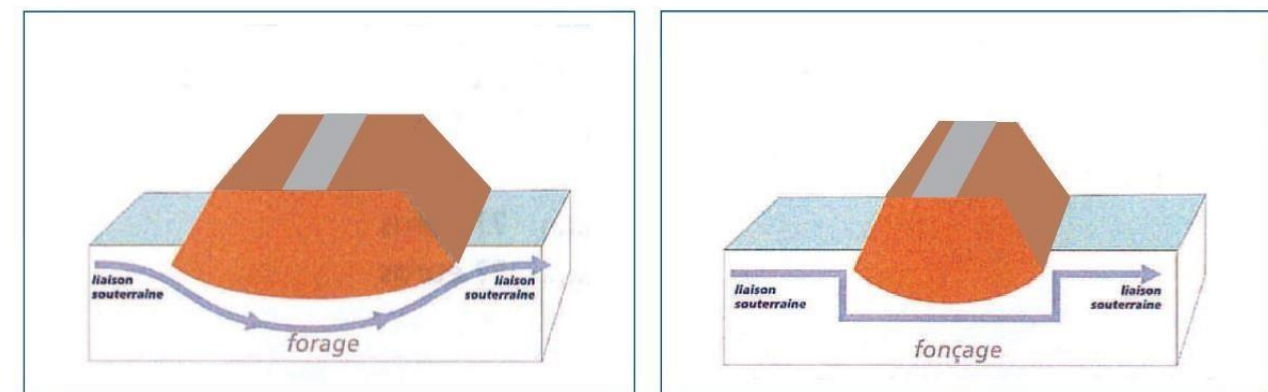
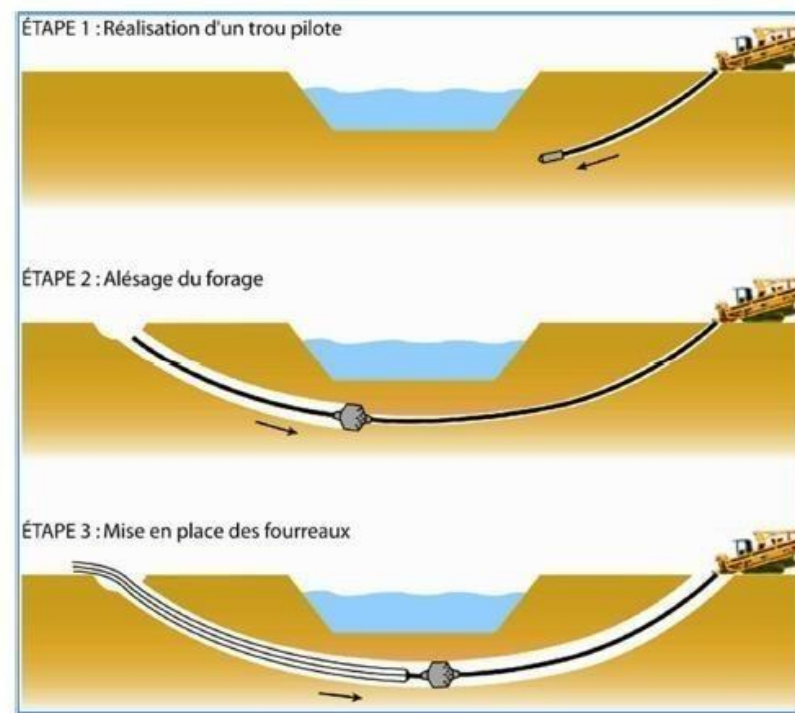


Schéma de pose sans tranchée en sous-œuvre

<sup>1</sup> Polyéthylène Haute Densité

<sup>2</sup> Polychlorure de vinyle



Franchissement par forage dirigé

Exemple du forage dirigé



Foreuse



Installations de chantier



## 2 Travaux dans le poste électrique existant de CHATEAUDUN

Des travaux dans le poste électrique existant de CHATEAUDUN sont également à prévoir, sans extension de l'emprise foncière du poste.

Ces travaux consistent en :

- Au poste électrique de CHATEAUDUN :
  - Extension du jeu de barre existant d'un pas de cellule vers l'entrée du poste
  - Création d'une cellule 90kV pour le départ vers le poste client
  - Création de liaisons optiques
- Au poste client :
  - Pose de tores de mesure
  - Installation d'un point de comptage
  - Fourniture/pose des massifs + Charpentes + Boîtes à câbles

Ces travaux de consistance limitée, sont réalisés au sein de l'emprise du poste électrique déjà existant, avec des moyens classiques de chantier (terrassment, grutage, génie civil). Ils auront des effets très limités.

## 3 Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur les milieux physique et naturel et mesures de réduction des impacts

L'existence d'une ligne électrique souterraine implique :

- une occupation du domaine public ou privé avec la constitution d'une servitude (2,5 m de part et d'autre de l'axe pour ce type de liaison), au droit de la canalisation qu'il est nécessaire de laisser vierge de toute construction (zone *non ædificandi*) ou plantation à racines profondes (zone *non sylvandi*),
- la nécessité de garder un accès disponible pour une éventuelle réparation : réouverture de la tranchée pour accéder aux câbles et réparer les éventuelles avaries.

### 3.1 Impacts potentiels sur les milieux physique et naturel

#### 3.1.1 Impacts des lignes souterraine sur l'air et le climat

Les lignes souterraines n'ont pas d'impact notable en phase exploitation, sur la qualité de l'air et le climat.

Les seuls impacts perceptibles sont en phase chantier. RTE exige que les entreprises en charge des travaux réduisent au maximum les odeurs, poussières et fumées diverses.

Les différents engins utilisés sur le chantier : camions, pelles mécaniques, grues, brise-roches, compresseurs, pompes, etc. peuvent être sources de pollution temporaire.

La création de pistes de chantier, lorsqu'elles sont nécessaires, génère parfois des poussières.

#### 3.1.2 Impacts des lignes souterraines sur l'eau

Les impacts d'une liaison souterraine sur les eaux superficielles peuvent résulter :

- des risques de pollution lors de la construction des liaisons souterraines ;
- des modifications des conditions d'écoulement des eaux ;
- des modalités de franchissement des cours d'eau et des autres écoulements.

En phase de chantier, ces risques restent limités compte tenu des modalités de franchissement des cours d'eau.

Passage en sous-œuvre : ce mode de franchissement n'a pas d'impact sur les cours d'eau.

Passage en ensouillage : des impacts temporaires sont possibles

En phase d'exploitation, les liaisons souterraines n'ont pas d'incidence sur les cours d'eau qu'elles traversent.

### Modification de la perméabilité

La mise en place d'une ligne souterraine nécessite la réalisation d'une tranchée de 1,5 mètres de profondeur environ. Le remblaiement de la tranchée doit permettre, par compactage, d'obtenir une perméabilité équivalente à celle du terrain initial.

En phase travaux, une imperméabilisation de petites surfaces peut avoir lieu au droit des pistes pour les accès aux chantiers, et des plateformes pour le déroulage des câbles. L'imperméabilisation de ces surfaces est provisoire.

### Fragilité de certains systèmes hydrogéologiques

Pour certaines configurations de terrain, les nappes phréatiques présentent une grande sensibilité ou fragilité. Dans ces configurations particulières, il est possible de travailler avec un hydrogéologue pour bien évaluer le risque d'impact sur ces nappes, d'un point de vue qualitatif et quantitatif. Un hydrogéologue pourra également, dans certains cas particuliers, étudier un éventuel impact sur le réseau hydrographique superficiel.

#### 3.1.3 Impacts des lignes souterraines sur les sols

La mise en souterrain d'une ligne électrique suppose des travaux de terrassement et de génie civil. Ces travaux et la présence de l'ouvrage lui-même ont un impact limité sur les sols : à l'ouverture de la tranchée, les terres sont triées, puis repositionnées une fois les fourreaux mis en place.

Les principaux impacts potentiels sur les sols d'une ligne souterraine sont :

- la présence de la liaison souterraine en place ;
- les emprises au sol nécessaires pour le chantier (notamment les pistes d'accès) ;
- la modification temporaire de la structure du sol avec un mélange des horizons ;
- l'élévation thermique à proximité immédiate des câbles ;

### 3.2 Mesures d'évitement et de réduction des impacts sur les milieux physique et naturel

#### Mesures de réduction des impacts sur l'air

RTE exige contractuellement des entreprises qui effectuent les travaux que les engins soient choisis de manière à réduire au maximum les odeurs, fumées et poussières et qu'elles prennent toutes les dispositions visant à prévenir les risques de pollution.

Les entreprises sont tenues de respecter certaines modalités de mise en œuvre, par exemple pour limiter les poussières, elles doivent arroser les matériaux d'apport. Les feux sont interdits sur les chantiers.

#### Un exemple de mesure visant à limiter les poussières

Il peut être préconisé, sur un chantier de canalisation souterraine, d'arroser régulièrement la piste sur laquelle les engins de chantier transitent. Cette mesure peut être indispensable :

- si les travaux se réalisent en période de sécheresse ;
- s'il existe des cultures sensibles à proximité : cultures pérennes, maraîchage, etc.
- si le chantier est réalisé sur des terrains à forte proportion de particules fines : limons, sables, etc.

#### Mesures de réduction des impacts sur les sols

Les mesures s'appliquant aux chantiers de lignes souterraines sont : pas de déversement d'huiles ou hydrocarbures, respect des captages d'eau, des nappes, etc.

En terre agricole, le tri des terres superficielles est systématiquement réalisé lors de l'ouverture de la fouille, ainsi que leur remise en place à l'issue du remblaiement de la tranchée. De plus, pour restaurer la structure physique des sols, et notamment leur perméabilité, il est prévu :

- de décompacter les pistes sur lesquels les engins de chantier ont travaillé ;
- de compacter les sols qui ont été remaniés (au niveau de la tranchée) ;

La continuité des drains en place est systématiquement rétablie.

Dans certains cas, il sera envisagé de :

- planifier un chantier de préférence en saison sèche ;
- reconstituer le couvert végétal le plus rapidement possible pour éviter les risques d'érosion ;
- entreposer la terre par couches séparées afin de reconstituer le sol de façon ordonnée couche par couche ;
- utiliser des matériaux d'apport chimiquement inertes ou favorables vis-à-vis du sol ;
- limiter les largeurs des pistes de chantier et de manière générale les emprises du chantier.

## 4 Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur l'agriculture et mesures de réduction des impacts

### 4.1 Impacts temporaires

#### 4.1.1 Impacts temporaires sur les cultures

Les travaux de construction d'une ligne souterraine peuvent engendrer :

- des dégâts aux cultures localisés, avec souvent la perte de récolte ainsi que la création d'ornières par les engins de chantier, lors des travaux
- la détérioration éventuelle des chemins d'accès agricoles, le compactage des sols agricoles,
- l'interruption temporaire des réseaux de drainage ou d'irrigation.



#### 4.1.2 Modification temporaire de la structure des sols en surface

La déstructuration du sol liée au comblement de la tranchée par les matériaux extraits et la terre végétale remise en surface, peut être la cause de baisses de rendements des cultures après les travaux. Cependant, un compactage optimum et une restructuration des couches du sol atténuent les marques de la tranchée en quelques récoltes maximum.

#### 4.2 Impacts permanents

Une fois les tranchées refermées, la présence de lignes souterraines n'occasionne, en règle générale, aucun obstacle à l'exploitation agricole, compte-tenu de leur profondeur.

Le substrat remis en place au-dessus de la ligne souterraine avec en surface une épaisseur de terre arable voisine de celle décapée à l'origine, permet à l'issue des travaux de reprendre toutes les cultures faites préalablement. Seuls vignes et vergers, du fait d'un système racinaire profond et puissant, ne peuvent être replantés sur une largeur minimale de 5-6 mètres au droit de la ligne souterraine.

#### 4.3 Mesures de réduction des impacts sur l'agriculture

Un protocole d'accord est intervenu avec la profession agricole pour encadrer l'indemnisation des dommages instantanés et permanents.

##### Indemnisation des dommages instantanés

Le principe d'indemnisation des dégâts temporaires, liés aux travaux de réalisation d'une ligne souterraine est le même que celui appliqué pour les lignes aériennes. Il est élaboré au titre de :

- la perte de récolte actuelle,
- la remise en état du sol,
- la reconstitution des fumures,
- le déficit à prévoir sur les récoltes suivantes.

##### Indemnisation des dommages permanents

Une indemnisation pour « dommage permanent » en raison de la présence de la ligne souterraine est versée au propriétaire du terrain. L'indemnité versée est fonction de la longueur et des caractéristiques techniques de la ligne.

## 5 Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur le milieu humain

### 5.1 Impacts temporaires

#### Impacts liés à la présence de la tranchée pendant les travaux

Pour les lignes souterraines, l'ouverture de la tranchée, la pose des câbles et la remise en état du sol nécessitent des interventions temporaires qui peuvent être disjointes. La localisation des travaux influe beaucoup sur l'ampleur et la nature des impacts (type de sol, nature des voies traversées par exemple, activités perturbées, etc.) La durée totale d'un chantier de ligne souterraine peut durer plusieurs mois.

Les travaux de maintenance sont limités aux cas, rares, d'avaries. Ils peuvent nécessiter une réouverture de chambre de jonction, voire de tranchée par les engins de terrassement.

#### Impacts sonores, vibratoires, visuels

Pour une ligne souterraine en agglomération, la réalisation des travaux (tranchées, bétonnage des fourreaux, utilisation d'un vibreur, réalisation de passages en sous-œuvre, forages, fonçages, réfection du revêtement routier) peuvent être à l'origine de nuisances sonores et vibratoires, susceptibles de perturber la tranquillité des riverains des voies concernées. Il en est de même pour le trafic induit par l'évacuation des remblais et la livraison des matériels et matériaux.

#### Présence de fumées et de poussières

Les engins de chantier émettent des gaz d'échappement et créent des poussières en particulier lors des périodes de vent et du déplacement des engins sur les pistes.

#### Perturbation de la circulation routière et piétonne en phase chantier

La circulation des engins des travaux publics et des camions peut perturber les circulations routières et piétonnes. Pour un projet de ligne souterraine, la perturbation peut être importante.

Deux cas sont alors envisageables :

- traversée d'une route: pour éviter de couper celle-ci, il peut être envisagé de réaliser les travaux par demi-chaussée, en mettant en place une circulation alternée ou d'interrompre la circulation pendant un temps le plus court possible avec mise en place d'une déviation,
- passage le long d'une route: seule une demi-chaussée est concernée dans ce cas, ce qui se traduit par une circulation alternée.

#### Risque de chute par l'ouverture de fouilles

La réalisation d'une ligne souterraine nécessite l'ouverture de tranchées, sur la chaussée et sur le trottoir ; ces tranchées peuvent représenter un danger de chute pour les personnes.

## 5.2 Impacts permanents

### Servitudes

La construction d'une ligne souterraine ne fait pas l'objet d'une expropriation mais d'une servitude pour la durée de vie de la ligne. Il est cependant interdit de construire au-dessus du tracé d'une ligne souterraine dans la bande de servitude.

### Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur la santé

La réglementation en vigueur en matière de champs électriques et magnétiques à 50 Hertz est définie par l'arrêté technique interministériel du 17 mai 2001 (article 12 bis). Il transcrit en droit français la Recommandation sur l'exposition du public aux champs électro- magnétiques à 50 Hertz adoptée le 12 juillet 1999 par le Conseil des Ministres de la Santé de l'Union Européenne, visant à garantir un niveau élevé de protection.

La liaison souterraine n'émet pas de champ électrique. Les valeurs du champ magnétique généré par la liaison souterraine respecteront la réglementation (seuil de 100 micro-tesla ( $\mu T$ )). Elles sont très inférieures à ce seuil.

## 5.3 Mesures de réduction des impacts sur le milieu humain

### Mesures de réduction des impacts temporaires

#### Mesures liées au chantier

En creusant des tranchées et en déplaçant des volumes de terre, les travaux de création d'une ligne souterraine, occasionnent des impacts. On peut citer, comme mesures de réduction des impacts liés aux travaux :

- la conservation des accès pour les riverains et mise en place de dispositif de franchissement de tranchées,
- l'aménagement de passages provisoires au-dessus de la tranchée pour rétablir les accès et permettre la poursuite des activités commerciales ou agricoles
- l'évacuation des déblais non réutilisables vers les filières de valorisation ou les décharges adaptées,
- le stockage de tous les matériaux (gravier, ciment, sable, bois de coffrage, fer à béton...) à des endroits prédéterminés et balisés,
- le recours aux techniques particulières de pose (fonçage par exemple) au niveau des infrastructures routières à fort trafic, des voies ferrées ou autres obstacles spécifiques,
- le dédommagement dans le cas d'un lien de causalité entre les travaux de pose de la ligne souterraine et une détérioration survenue pendant le chantier,

- le compactage des remblais et la réfection de la chaussée ou des trottoirs en accord avec les services concernés,
- la réalisation du chantier par tronçons successifs,
- la limitation de l'emprise,
- les travaux réalisés aux heures et jours ouvrables, hors situations spécifiques
- le planning des travaux tenant compte des activités particulières en présence (par exemple réalisation des travaux pendant les périodes de vacances scolaires si la rue dessert une école, ...),
- la mise en place d'une signalisation adéquate,
- la préparation du chantier avec les gestionnaires des rues.
- mesures de signalement du chantier pour éviter les chutes et les accidents: mise en place de panneaux routiers, bandes réflectorisées de catadioptrés, dispositifs de délimitation de zones, barriérage, etc.

### Sécurité des travailleurs et des riverains

RTE exige contractuellement de ses entreprises :

- le blindage des tranchées,
- la mise en place d'un balisage de sécurité autour des tranchées, par exemple un système de barrières défini en accord avec les services de voirie concernés,
- le cas échéant, l'information des riverains et des utilisateurs de la voirie sur la localisation du chantier et sur les dates des travaux,
- la mise en place, au moment du chantier, d'un plan de circulation en concertation avec les services gestionnaires de la voirie. Ce plan est nécessaire si des bus circulent dans la zone ou si la circulation doit être déviée,
- un choix des engins utilisés de manière à réduire au maximum les bruits et vibrations,
- le cas échéant, la réalisation des travaux le jour, aux heures légales de travail et le respect de la trêve de repos hebdomadaire,
- le respect des normes liées aux émissions sonores.

### Sécurité routière

Dans tous les cas, il est nécessaire de rencontrer les gestionnaires des réseaux routiers et piétonniers.

Pour les travaux de lignes souterraines, deux cas sont envisagés :

- le projet est situé sur un côté de la route et seule une demi chaussée est concernée par les travaux. Une neutralisation partielle est nécessaire, accompagnée d'une signalisation adaptée et d'un dispositif de circulation alternée;

- le projet interrompt ponctuellement la circulation et un circuit de substitution est proposé. Dans ce cas, les riverains et les professionnels concernés sont informés préalablement aux travaux.

### Mesures de réduction des impacts permanents

Les impacts permanents sont minimes en dehors des conséquences de la servitude (notamment l'interdiction de construire sur la ligne souterraine). Une indemnisation est prévue pour les propriétaires concernés.

## 6 Impacts potentiels d'une ligne souterraine sur les paysages

Les liaisons souterraines ont, du fait même de leur nature, des impacts limités sur le paysage. Elles ne génèrent des impacts que dans les rares cas où elles traversent certains espaces naturels ou semi-naturels boisés.

Les éventuels impacts sur le paysage des liaisons souterraines résultent donc :

- des éventuels tronçons de liaisons souterraines réalisés en milieu naturel et nécessitant des atteintes à la végétation naturelle. Si la cicatrisation de cette dernière est possible, l'impact va s'atténuer puis disparaître avec le temps (cas d'une culture ou d'une prairie par exemple). Dans le cas inverse, l'impact va persister (cas d'un passage en forêt);
- des atteintes possibles au système racinaire des arbres bordant les voies empruntées par la liaison souterraine. Ces atteintes peuvent induire un dépérissement de ces arbres et donc une atteinte au paysage.  
À noter qu'à long terme, le système racinaire proche d'une liaison souterraine, peut endommager cette dernière ;
- des modifications de certains chemins (par exemple, chemins creux, chemins de montagne...) du fait de leur utilisation pour le passage de la liaison souterraine.

## 7 Concertation

La création de nouveaux ouvrages électriques sur la haute et la très haute tension est soumise à une phase de concertation dite « Concertation Fontaine » qui permet de partager avec l'ensemble des parties prenantes d'un territoire les principales caractéristiques de cette nouvelle infrastructure de réseau. Elle repose juridiquement sur la Circulaire dite Fontaine du 9 septembre 2002.

La concertation dite Fontaine poursuit trois objectifs. Le premier objectif porte sur le partage et la validation de l'aire d'étude dans laquelle les études et les travaux de raccordement seront

réalisés. Le deuxième consiste, une fois établi un état initial de l'environnement et recensés les principaux enjeux environnementaux à prendre en considération, à proposer différentes possibilités d'implantation des ouvrages à construire, qui seront comparées entre elles. Le dernier objectif est de déterminer un fuseau dit de moindre impact parmi les options présentées.

Au terme de la concertation Fontaine, menée sous l'égide de la Préfecture, le procès-verbal de fin de concertation permet de valider une aire d'étude puis un fuseau de moindre impact pour les projets de raccordement.

## 8 Procédures administratives

Une fois la phase de concertation terminée, le fuseau de moindre impact est validé et les études de détails peuvent démarrer. Ces études prennent en compte les enjeux précédemment recensés, les précisent autant que de besoin, pour proposer un tracé de détail évitant au maximum les enjeux. Lorsque les tracés sont définitifs, un certain nombre de procédures administratives permettent d'autoriser le projet en respectant l'ensemble des procédures requises (en particulier au regard de la réglementation environnementale, des documents d'urbanisme, du code du patrimoine ou de l'énergie).

### La déclaration d'utilité publique

La déclaration d'utilité publique (DUP) des infrastructures de réseau permet à l'administration de reconnaître le caractère d'intérêt général d'un projet d'ouvrage électrique. La déclaration d'utilité publique confère la légitimité et la faisabilité foncière des projets. Dans le cadre d'un projet de raccordement en liaison souterraine 90 kV, la DUP permet, en particulier, de lever les risques de refus ou d'impossibilité de signer des conventions amiables avec les propriétaires de parcelles traversées. Dans certains cas, en fonction des projets, la déclaration d'utilité publique peut nécessiter la réalisation d'une évaluation environnementale ou emporter la mise en compatibilité des documents d'urbanisme.

### L'évaluation environnementale

Les liaisons souterraines terrestres sont exemptées de procédures d'évaluation environnementale (EE). Néanmoins, en application de la rubrique n°30 de l'annexe à l'article R. 122-2 du code de l'environnement, les projets d'ouvrages de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance égale ou supérieure à 250 kWc sont soumis à EE systématique.

Les travaux de RTE faisant partie du projet du producteur, les incidences de la liaison souterraine sur l'environnement sont intégrées à l'étude d'impact du producteur. Dans ce cas, l'étude

d'impact est réalisée en coordination entre les deux maîtres d'ouvrages ; elle donne lieu à une enquête publique.

### Les autres autorisations ou déclarations

Plusieurs autres autorisations, ou déclarations, issues du code de l'environnement ou du code forestier, peuvent affecter les projets de nouvelles infrastructures électriques. Il peut notamment s'agir d'autorisations au titre de la Loi sur l'eau, de la protection des espèces protégées, du défrichement ou de celles découlant de la réglementation ICPE. Ces autorisations sont le plus souvent instruites une fois le tracé de détail connu. Lorsqu'une autorisation au titre de la Loi sur l'eau est nécessaire, alors la réglementation permet désormais de regrouper dans une instruction unique les autres autorisations sollicitées.

### Les autorisations de détails

Avant les travaux, RTE doit consulter les maires et les gestionnaires de domaines publics et de services publics concernés pour valider la conformité des modalités techniques de réalisation de l'ouvrage.

### Les servitudes

Lorsqu'un accord amiable n'a pu être trouvé pour permettre le passage d'une liaison souterraine sur une parcelle privée, RTE peut avoir recours à la procédure de mise en servitude légale d'ouvrage électrique à l'issue de l'obtention de la Déclaration d'Utilité Publique.

Pour le présent projet, les procédures envisagées sont regroupées dans le tableau suivant :

| Procédures  | Liaisons souterraines à 90 000 volts                                  |
|---|---|
| Etude d'Impact et Enquête Publique  | Commune avec EDF R par la notion de projet du code de l'environnement |
| Déclaration d'Utilité Publique (DUP)  | Oui   |
| Consultation des maires et gestionnaires du domaine public et des gestionnaires des services publics concernés (article R323-25 du code de l'énergie) | Oui   |
| Autorisations/déclaration environnementales   | Non (à confirmer lors du tracé de détail)                             |
| Etablissement des servitudes par conventionnement à l'amiable ou arrêté de mise en servitudes   | Oui   |



## 2. Justification des choix opérés

### **Remarque de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale**

L'étude d'impact aurait dû présenter une analyse des alternatives à l'aménagement actuel, requise par l'article R. 122-5 alinéa 7 du code de l'environnement qui imposent que soit présentée « une description des solutions de substitution raisonnables qui ont été examinées par le maître d'ouvrage, en fonction du projet proposé et de ses caractéristiques spécifiques, et une indication des principales raisons du choix effectué. »

Le projet, situé sur l'ancienne base aérienne, et qui constitue aujourd'hui un important réservoir de biodiversité, est présenté par le dossier comme un site déjà anthropisé, les orientations nationales privilégiant l'installation de parcs photovoltaïques sur les bâtiments ou les sites déjà artificialisés ou fortement dégradés. L'analyse qui suit montre que ce n'est pas le cas en l'espèce.

Les « scénarios » présentés dans le dossier (étude d'impact, pages 173 et suivantes) décrivent les enjeux écologiques et les modifications des usages militaires qui ont conduit à faire évoluer le projet.

Le « scénario 0 » consiste en une utilisation complète de la zone d'étude, soit 150 ha. Ce scénario n'est pas compatible avec les servitudes aéronautiques.

Le « scénario 1 » résulte de la prise en compte des usages militaires (préservation de certaines installations).

Le « scénario 2 » résulte de la prise en compte des enjeux écologiques (zone de biodiversité à protéger au centre de la zone) et des servitudes aéronautiques. Le projet retenu correspond à la conciliation des impératifs avec la contrainte d'un survol éventuel par un avion de type A 320.

### **Réponse du pétitionnaire**

L'identification de ce site ne résulte pas d'un effort de prospection mené par EDF R. La Communauté de communes du Grand Châteaudun (CCGC) a lancé en juin 2019 un appel à manifestation d'intérêt portant sur la réalisation d'une centrale photovoltaïque au sol sur l'ancienne base aérienne 279 de Châteaudun. La CCGC a ainsi souhaité reconverter des délaissés affectés à une activité aéronautique militaire en une installation de production d'électricité renouvelable de grande envergure. Ainsi, dans le cadre de la réponse à cet appel d'offres il a uniquement été envisagé des variantes d'implantation au sein de l'emprise projet définie dans le cahier des charges de la consultation.



Figure – Définition de l'emprise dans le cahier des charges de la consultation pour la réalisation d'un projet photovoltaïque au sol lancée en juin 2019 par la CCGC.

Le terrain de l'EAR Châteaudun est considéré comme un site de moindre enjeu foncier selon l'article 2.6 du cahier des charges de l'appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Energie portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire AO PPE2 PV Sol en tant qu'ancien terrain militaire faisant l'objet d'une pollution pyrotechnique. Les orientations nationales cadrant le développement de l'énergie photovoltaïque en France privilégient les sites de moindre enjeu foncier et pollués. La mise en place de la séquence ERC-A a permis de définir une implantation préservant le cœur de biodiversité identifié ainsi que d'autres secteurs à enjeu fort et de taille plus modeste sur ce site.

Les trois scénarios d'implantation sont rappelés page suivante. En décembre 2019, une réunion de concertation réunissant la DDT28, la DREAL Centre Val-de-Loire, le Conservatoire des Espaces Naturels, l'association Eure-et-Loir Nature, le syndicat d'électrification Energie Eure-et-Loir, le cabinet Ecosphère et EDF Renouvelables a eu lieu afin d'échanger sur l'implantation du projet et définir les zones écologiques à éviter. Le scénario 2 et le schéma d'implantation final (scénario 3) tiennent compte des conclusions qui sont ressorties suite à cette réunion. Les différentes variantes d'implantation ont bien été étudiées au sein de l'emprise définie par la consultation de la CCGC. Puis au sein de l'emprise, la variante d'aménagement de moindre impact environnemental et conciliant au mieux les contraintes aéronautiques et les projets en cours d'élaboration sur la base aérienne a été choisie.



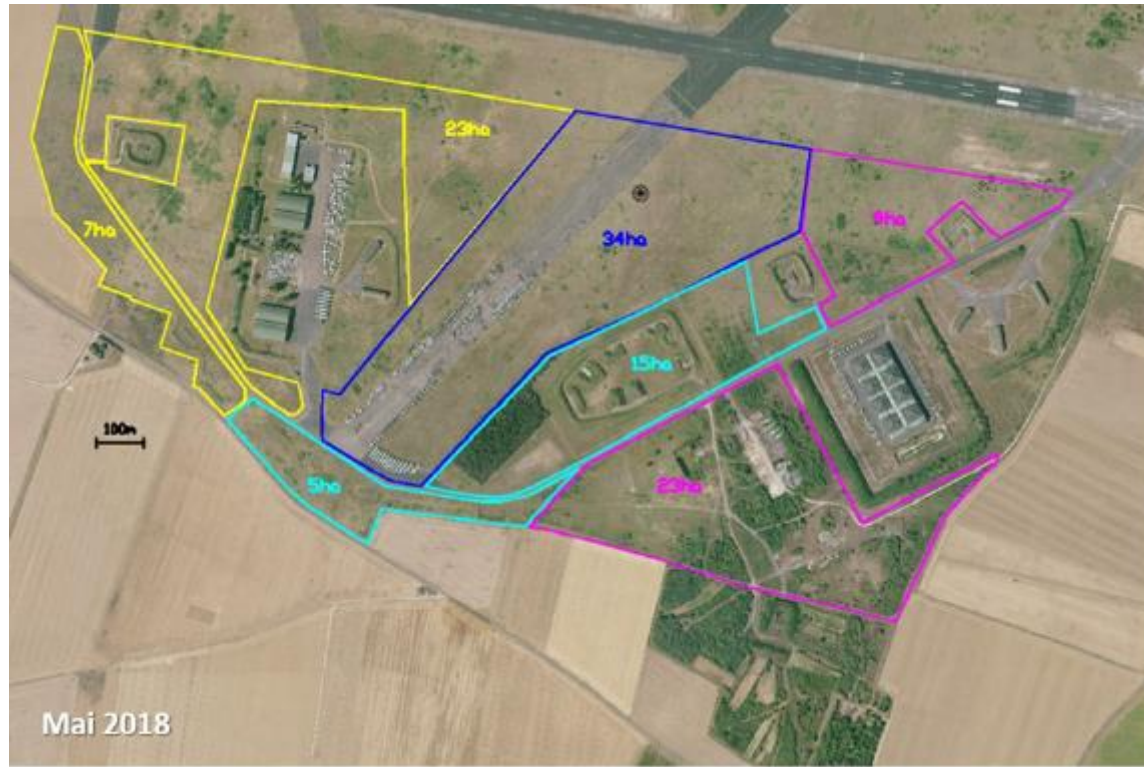


Figure – Carte du scénario d'implantation 1 (mai 2018)

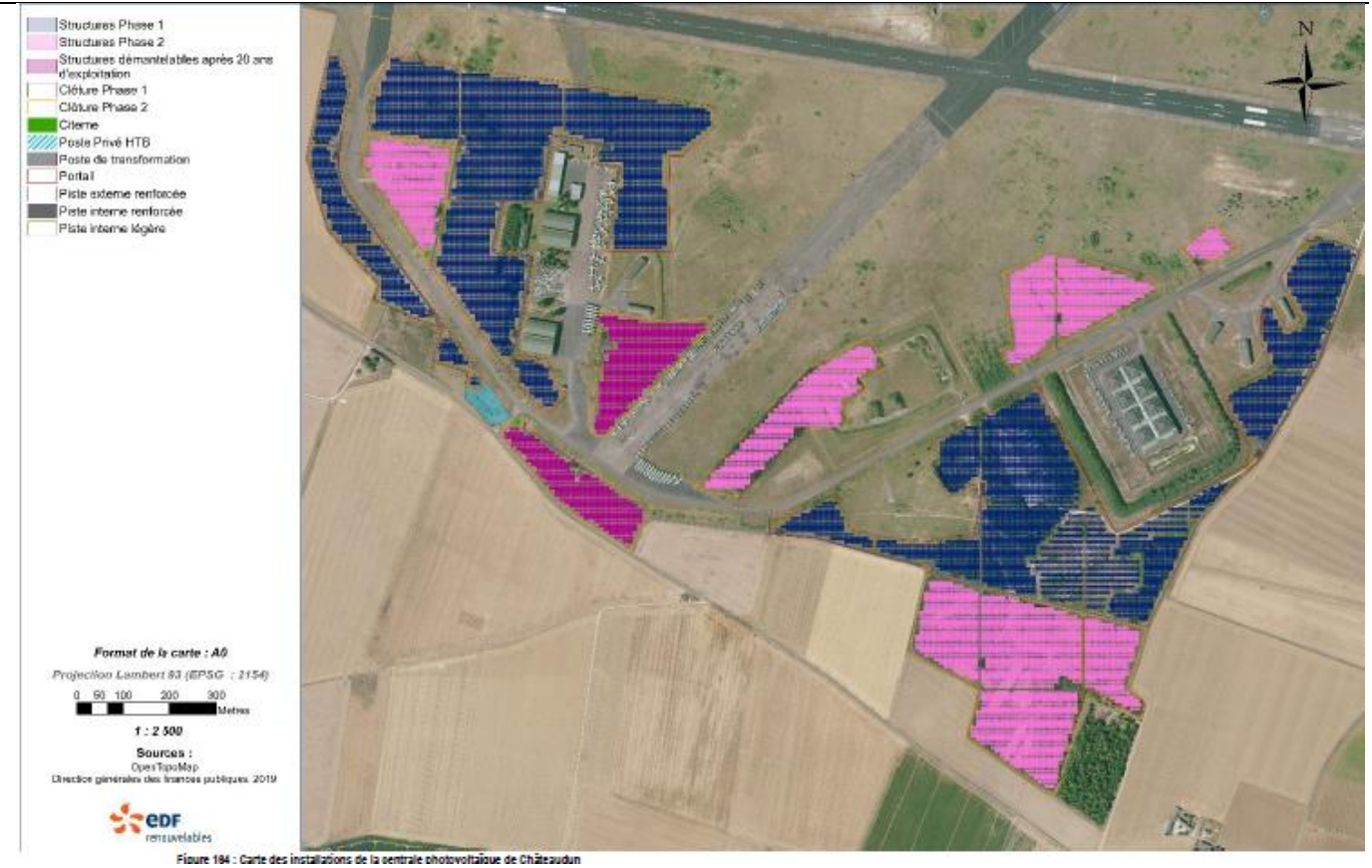


Figure – Carte du scénario 3 d'implantation, schéma d'implantation final retenu (octobre 2021).



Figure – Carte du scénario d'implantation 2 (2020)



### 3. Analyse de la prise en compte de l'environnement par le projet

#### Remarque de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale

L'autorité environnementale recommande de compléter le bilan énergétique et climatique et d'exposer de manière détaillée un bilan carbone du projet dans son ensemble, en incluant, notamment :

- le choix de la technologie des panneaux photovoltaïques ainsi que leur provenance, lorsqu'il sera effectué, et le processus de recyclage associé ;
- ainsi que le défrichement.

#### Réponse du pétitionnaire

##### 1. Choix de la technologie des panneaux photovoltaïques et de leur provenance

En tant que filiale d'une société dont la majeure partie du capital social appartient à l'Etat Français (EDF SA) et intervenant dans le secteur de la production d'électricité, EDF Renouvelables est une entité adjudicatrice. A ce titre, elle doit garantir le respect des principes d'égalité de traitement, de non-discrimination et de transparence lors de ses commandes de travaux, fournitures et services. Elle est actuellement soumise à la directive européenne 2014/25/UE.

En droit interne, le texte actuellement applicable pour régir les formalités de publicités et les procédures de mise en concurrence est le Code de la commande publique (articles L. 2120-1 et suivants). Les seuils de passation de marchés formalisés sont fixés dans l'annexe n° 2 dudit code (443 000 € HT pour les marchés de fournitures et de services ; 5 548 000 € HT pour les marchés publics de travaux).

Afin de garantir le principe de mise en concurrence des fabricants de modules photovoltaïques et autres équipements de la centrale photovoltaïque, le projet doit pouvoir être réalisé avec des modèles de modules de plusieurs fournisseurs, sachant qu'il n'existe aucun standard en termes de dimensions et de caractéristiques de fonctionnement. Afin de ne pas risquer de sous-évaluer les impacts, dangers et inconvénients de l'installation, l'exploitant a choisi de définir des modules dont les caractéristiques maximisent ces évaluations.

Ainsi, tant que les lauréats des appels à projets pour les différents équipements de la centrale photovoltaïque n'ont pas été attribués, il n'est pas possible de connaître précisément le type de module, onduleurs, transformateur choisi et donc sa provenance exacte.

Toutefois, concernant la technologie des panneaux photovoltaïques utilisée, deux technologies dominent actuellement le marché : les cellules à couche mince et le silicium cristallin. Dans le cadre du présent projet, la technologie choisie sera les cellules en silicium cristallin et les panneaux bifaces.

Enfin, afin de s'assurer de ne pas sous-estimer le bilan carbone et énergétique du projet, EDF Renouvelables a réalisé un bilan carbone complété ci-dessous et a considéré des panneaux provenant de Chine. Ainsi pour les modélisations suivantes, il a été considéré le panneau chinois Jinko tiger pro 72HC (540W).

##### 2. Le processus de recyclage associé

Comme précisé dans le paragraphe « 9.3.2. Recyclage des matériaux » de l'étude d'impact, le recyclage des panneaux est déjà organisé en France. En effet, le recyclage en fin de vie des panneaux photovoltaïques est obligatoire en France depuis août 2014. La refonte de la directive DEEE – 2002/96/CE avec la directive 2012/19/UE a abouti à la publication d'une nouvelle version où les panneaux photovoltaïques en fin de vie sont considérés

comme des déchets d'équipements électriques et électroniques et entrent dans le processus de valorisation des DEEE ménagers L'opérateur de gestion de déchets peut traiter des DEEE notamment dans le cadre d'un contrat confié par un éco organisme agréé. L'opérateur de gestion des déchets (collecte et traitement) a pour mission d'éliminer les DEEE en réduisant au minimum l'empreinte environnementale et en maximisant le réemploi.

En France, la collecte et le transport des panneaux photovoltaïques en fin de vie vers les usines spécialisées dans la déconstruction et la réutilisation est assurée par SOREN France (anciennement PV Cycle France), seul éco-organisme agréé. SOREN France est un éco-organisme à but non lucratif. Ce coût est à la charge des fabricants et des distributeurs via une éco-participation répercutée par les fabricants dans le prix des panneaux. L'entreprise Veolia a été choisi par PV Cycle pour traiter et valoriser les panneaux en fin de vie. Veolia a inauguré en 2018 la première unité de traitement dédiée dans les Bouches du Rhône. En France, avec SOREN, le taux de valorisation d'un module photovoltaïque cristallin est de 94,7%. Il est de 97 % pour les technologies couches minces (Sources : SOREN).

Le procédé de recyclage des modules à base de silicium cristallin est un simple traitement thermique qui permet de dissocier les différents éléments du module pour récupérer séparément les cellules photovoltaïques, le verre et les métaux (aluminium, cuivre et argent).

Le plastique comme le film en face arrière des modules, la colle, les joints, les gaines de câble ou la boîte de connexion sont brûlés par le traitement thermique. Une fois séparées des modules, les cellules subissent un traitement chimique qui permet d'extraire les composants métalliques. Ces plaquettes recyclées sont alors :

- Soit intégrées dans le processus de fabrication de nouvelles cellules et utilisées pour la fabrication de nouveaux modules ;
- Soit fondues et intégrées dans le processus de fabrication des lingots de silicium. Il est donc important, au vu de ces informations, de concentrer l'ensemble de la filière pour permettre l'amélioration du procédé de séparation des différents composants.

Cette organisation permet de réduire les déchets photovoltaïques, maximiser la réutilisation des ressources (silicium, verre, semi-conducteurs...) et réduire l'impact environnemental lié à la fabrication des panneaux.

La figure ci-après présente le résumé du processus de recyclage des modules :

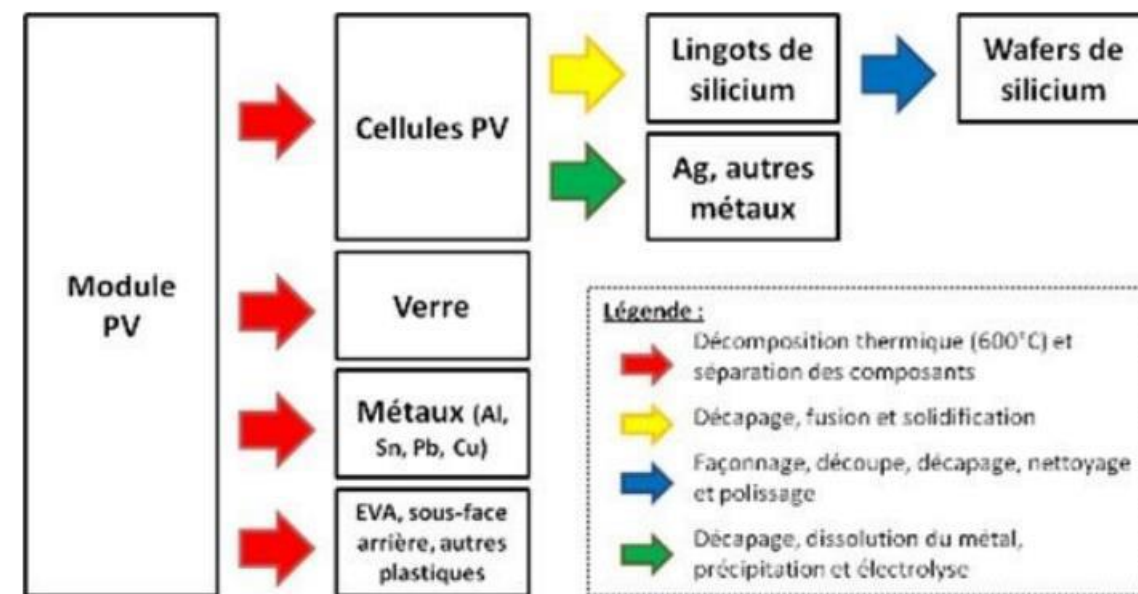


Figure - Processus de recyclage des modules

### 3. Impact de la modification de l'affectation du sol

Dans son avis, l'autorité environnementale précise que « L'implantation du projet nécessitant toutefois le défrichage de 3,14 ha de boisements et l'artificialisation de 6 840 m<sup>2</sup> de pistes ainsi que celle destinée à l'implantation des pieds et ancrages des panneaux, il aurait fallu intégrer la non captation du CO<sub>2</sub> par la biomasse remplacée par l'installation solaire et également de la masse de carbone provoquée par le défrichage. ». EDF renouvelables cherche donc dans ce paragraphe à quantifier l'impact de la modification de l'affectation du sol.

Les postes d'émission pris en compte sont :

- Le déstockage de carbone qui résulte du défrichage et de la création des pistes et du poste ;
- Le moindre stockage de carbone lié à la modification de l'affectation des sols.

Un technicien forestier de la DDT d'Eure-et-Loir s'est rendu sur site le 11 février 2022 et a confirmé les emprises soumises à défrichage dans le procès-verbal de reconnaissance des bois à défricher, à savoir :

- 2,6 ha de futaie de pin
- 1,0805 ha de fourrés arbustifs composés majoritairement de prunelliers et d'aubépine.

Soit 3,6805 ha concernés par le défrichage soit une surface légèrement supérieure à celle indiquée dans l'étude d'impact qui était estimée à 3,14 ha.

Pour des raisons de simplicité, nous considérerons que ces 3,6805 ha, arrondi à 3,7 ha, à défricher sont représentés par la catégorie « forêts » dans la base carbone de l'ADEME. Les fourrés arbustifs captent moins de carbone que les forêts, il s'agit donc d'une hypothèse maximisante.

De plus, le projet va entraîner la création de 25 680 m<sup>2</sup> de pistes renforcées (22 230 m<sup>2</sup> de pistes pour l'accès à la centrale photovoltaïque et 3 450 m<sup>2</sup> pour l'accès au poste HTB) en lieu et place majoritairement de prairies ainsi que d'un poste source HTB de 280 m<sup>2</sup>. Les pistes légères sont considérées comme enherbées et donc sans traitement et modification du sol. Les pistes renforcées d'une centrale photovoltaïque ne sont pas imperméables, le coefficient d'imperméabilité est de 0,9. Toutefois, afin de simplifier le calcul et de considérer un impact maximisant, les pistes seront considérées comme imperméables.

Le facteur d'émission de la Base Carbone correspondant au stockage dans le sol qu'il soit forestier ou de prairie est de 290 (+-120) tCO<sub>2</sub>e/ha. **Ainsi le déstockage de 3,7 ha de forêts et 2,6 ha de prairie émettra 1 827 (+-756) tCO<sub>2</sub>e.**

D'après l'étude de l'INRA : "Stocker du carbone dans les sols agricoles de France?" (Octobre 2002) et la documentation base carbone de l'ADEME, le facteur d'émission de la transformation de l'affectation du sol de la prairie vers un sol imperméabilisé est de 14,5 (+-6) tCO<sub>2</sub>/ha/an et le facteur d'émission de la transformation de l'affectation du sol de la forêt vers la prairie est de 0,37 (+-0,37) tCO<sub>2</sub>/ha/an.

Pour les 3,7 ha de forêts défrichés sur la durée de vie de la centrale de 30 ans et transformé en prairie, les émissions supplémentaires de CO<sub>2</sub> sont estimées à 41 (+-41) tCO<sub>2</sub>. En effet, dans l'étude de l'INRA « Stocker du carbone dans les sols agricoles en France », il est précisé que les prairies et forêts présentent des potentiels de stockage de carbone dans les sols très voisins. Pour les 2,6 ha de prairie transformés en sol imperméabilisé, les émissions sont estimées à 1131 (+-468) tCO<sub>2</sub>. **Ainsi, la modification de l'affectation du sol de 3,7 ha de forêts en prairie et 2,6 ha de prairie en sol imperméabilisé émettra 1172 (+-509) tCO<sub>2</sub>e sur 30 ans.**

En conclusion, la modification de l'affectation du sol par la création de pistes, d'un poste HTB ainsi que le défrichage de 2,6 ha de forêts entraînera l'émission de **2999 (+-1265) tCO<sub>2</sub>e** sur la durée de vie totale de la centrale photovoltaïque.

### 4. Bilan énergétique

Le paragraphe 8.6 Bilan énergétique du projet de l'étude d'impact environnementale détaille le bilan énergétique et les sources utilisées pour aboutir au résultat présenté. Il a été remis à jour avec les hypothèses de fabrication des modules en Chine.

#### Energie consommée pour produire la technologie :

La technologie utilisée dans le cadre du projet n'est pour l'heure pas connue. Il y a cependant une bonne probabilité qu'il s'agisse d'un système monocristallin, c'est pourquoi nous présentons cette technologie pour le calcul ci-dessous.

D'après une étude du développement de l'énergie solaire, réalisée par Ernst & Young en décembre 2010, il faut 3 382 kWh pour produire 1 kWc d'un système monocristallin, décomposé de la façon suivante :

| Quantité d'énergie pour 1 kWc | Monocristallin |
|-------------------------------|----------------|
| Silicium métallurgique        | 349            |
| Wafers                        | 2365           |
| Cellule                       | 240            |
| Module                        | 51             |
| Structures, câbles            | 212            |
| Onduleurs                     | 166            |
| Total kWh / kWc               | 3382           |

Tableau - Quantité d'énergie pour chaque phase de production d'un système photovoltaïque (d'après Ernst & Young 2010)

#### Energie consommée pour le transport, l'installation et les travaux sur le site d'implantation :

D'après une étude publiée le 2 décembre 2008 dans le Wiley InterScience, « Energy Payback Time of Grid Connected PV Systems : Comparison Between Tracking and Fixed Systems », l'énergie nécessaire pour le transport du matériel et des composants depuis les sites de production a été calculée, en prenant pour hypothèse les distances suivantes : 850 km depuis le fabricant des structures, 10 000 km depuis le fabricant des modules et 100 km depuis les fournisseurs des câbles et du béton. Cette hypothèse peut être reprise ici, considérant qu'EDF Renouvelables travaille régulièrement avec des sociétés françaises ou européennes pour les lots structures, électriques et terrassement mais importe les modules de Chine, même si au stade de l'étude d'impact, la provenance des matériaux n'est pas connue.

Cette énergie représente 7 831 MJ/kWc, soit 2 174 kWh/kWc.

#### Energie consommée durant l'exploitation du parc photovoltaïque :

L'énergie consommée durant l'exploitation du parc photovoltaïque est liée au fonctionnement des installations électriques, représentant des consommations très faibles, et surtout par le déplacement des techniciens pour la maintenance régulière du site. L'énergie primaire calculée sur notre centrale photovoltaïque à Narbonne, sur une base de maintenance située à 22 km et une durée d'exploitation de 20 ans, est d'environ 132 MJ/kWc.

Avec une durée de vie de maximum 30 ans pour notre projet et un centre de maintenance à 90 km, l'énergie primaire pour sa maintenance est de 810 MJ/kWc, soit 225 kWh/kWc.

**Energie consommée pour le démantèlement du parc photovoltaïque :**

D'après une étude intitulée « Energy Pay-Back and Life Cycle CO2 Emissions of the BOS in an Optimized 3.5 MW PV Installation », publiée en 2006, un calcul d'estimation de l'énergie primaire dépensée pour le démantèlement et l'enlèvement des panneaux photovoltaïques est de 0,34 MJ/kg.

Avec une base d'environ 13 kg par mètre carré de module, cette énergie est d'environ 4,42 MJ/m<sup>2</sup>. Avec un rendement de 150 Wc/m<sup>2</sup> pour des modules monocristallins, cela représente environ 29,5 MJ/kWc, soit 8,2 kWh/kWc.

| Élément calculé   | Bilan pour 1 kWh | Projet EAR de Châteaudun (106 MWc) |
|---|------------------|------------------------------------|
| Energie consommée pour produire la technologie  | 3382 kWh/kWc     | 358 492 MWh                        |
| Energie consommée pour le transport, l'installation et les travaux sur le site d'implantation | 2 174 kWh/kWc    | 230 444 MWh                        |
| Energie consommée durant l'exploitation du parc photovoltaïque                                | 225 kWh/kWc      | 23 859 MWh                         |
| Energie pour le démantèlement du parc photovoltaïque  | 8,2 kWh/kWc      | 869 MWh                            |
| Total   | 5 789,2 kWh/kWc  | 613 664 MWh                        |

Tableau – Consommation d'énergie estimée du projet de parc photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun

Le projet de parc photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun engendre une consommation d'énergie estimée à 613 664 MWh.

Le projet produit annuellement environ 117 500 MWh d'énergie photovoltaïque. Ainsi le temps de retour énergétique du projet défini comme le rapport entre l'énergie nécessaire pour la fabrication, le transport, l'installation et le recyclage de l'ensemble des équipements du projet et l'énergie produite annuellement, est de 5 ans et 3 mois.

**5. Bilan carbone**

L'étude complète détaillée du bilan carbone du projet photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun est disponible en Annexe I. Le projet possède un **facteur d'émission carbone de 29,62 gCO<sub>2</sub>/kWh**. Cette valeur est inférieure au facteur d'émission publié par l'ADEME pour l'énergie photovoltaïque qui est fixé à 48 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Il est à noter que l'impact majoritaire des émissions du projet est porté par la production des infrastructures (qui comprend les modules, les onduleurs, les transformateurs et les connexions électriques). Le défrichage est un poste négligeable dans le bilan carbone du projet. Au total, le projet émet 97 884 tCO<sub>2</sub> sur la durée de vie du projet.

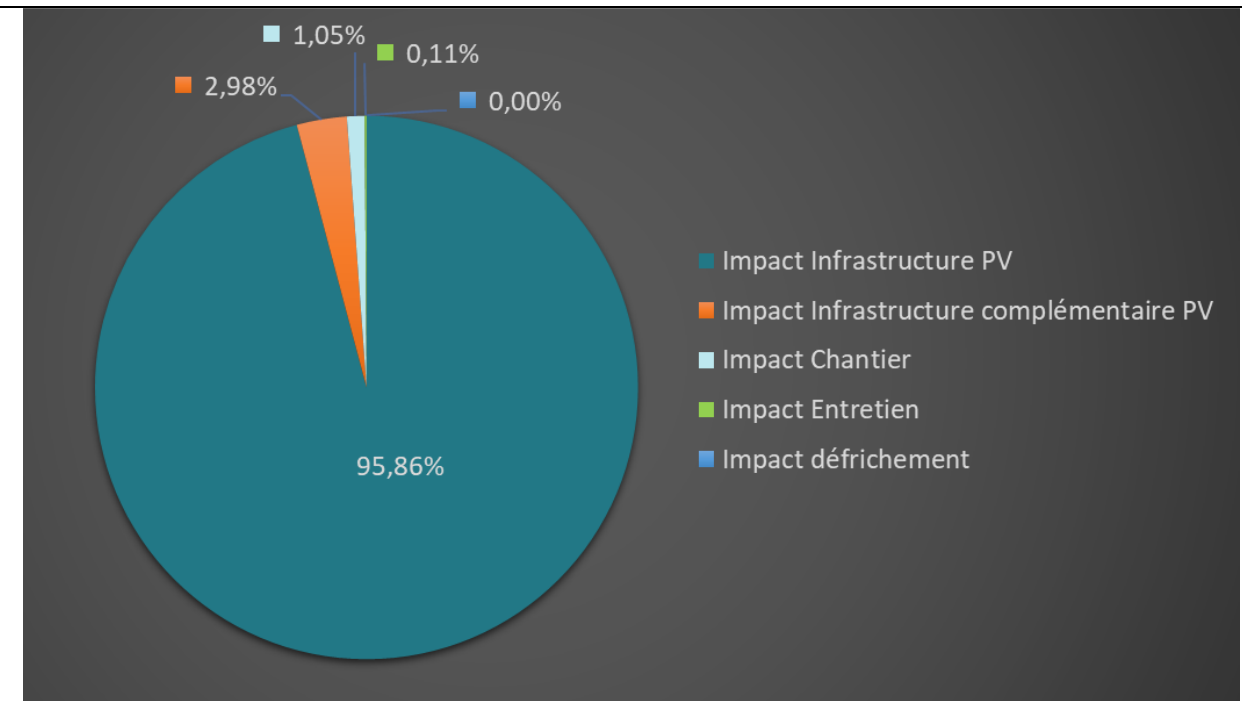


Figure – Evaluation de l'impact des différents postes sur le bilan carbone global du projet photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun.

Deux scénarios ont été définis pour mesurer les émissions évitées par le projet et le temps de retour carbone du projet. Le temps de retour carbone est défini comme le ratio entre les émissions carbonées émises au cours de la fabrication, le transport, l'installation et le recyclage de l'ensemble des équipements du projet et les émissions évitées par la production d'énergie décarbonée annuellement.

- Le scénario 1 correspond à une comparaison avec le mix énergétique français moyen fixé à 69 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2021.
- Le scénario 2 correspond à une comparaison avec le scénario défini dans l'étude d'impact du Grenelle de l'Environnement avec un facteur d'émission moyen du mix énergétique de 300 gCO<sub>2</sub>/kWh.

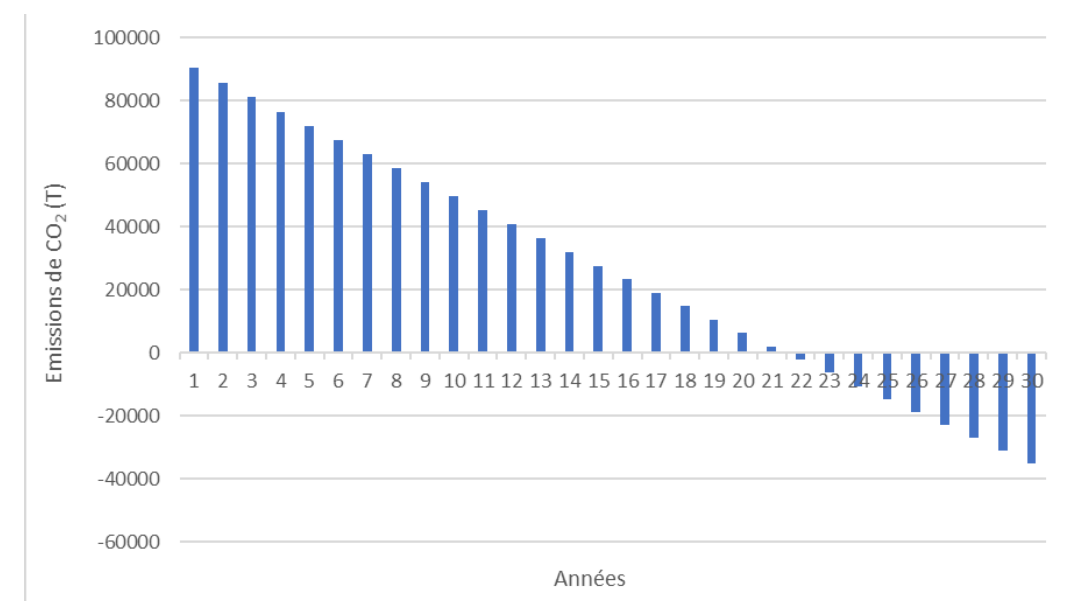


Figure – Scénario 1 : Temps de retour carbone (mix énergétique français)



Le temps de retour carbone dans le cas du mix énergétique français pour le projet photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun est fixé à 22 ans. Cette valeur élevée est due à l'existence d'un mix fortement décarboné en France. Dans ce scénario, le projet permet d'éviter 130 117 tCO<sub>2</sub> sur 30 ans.

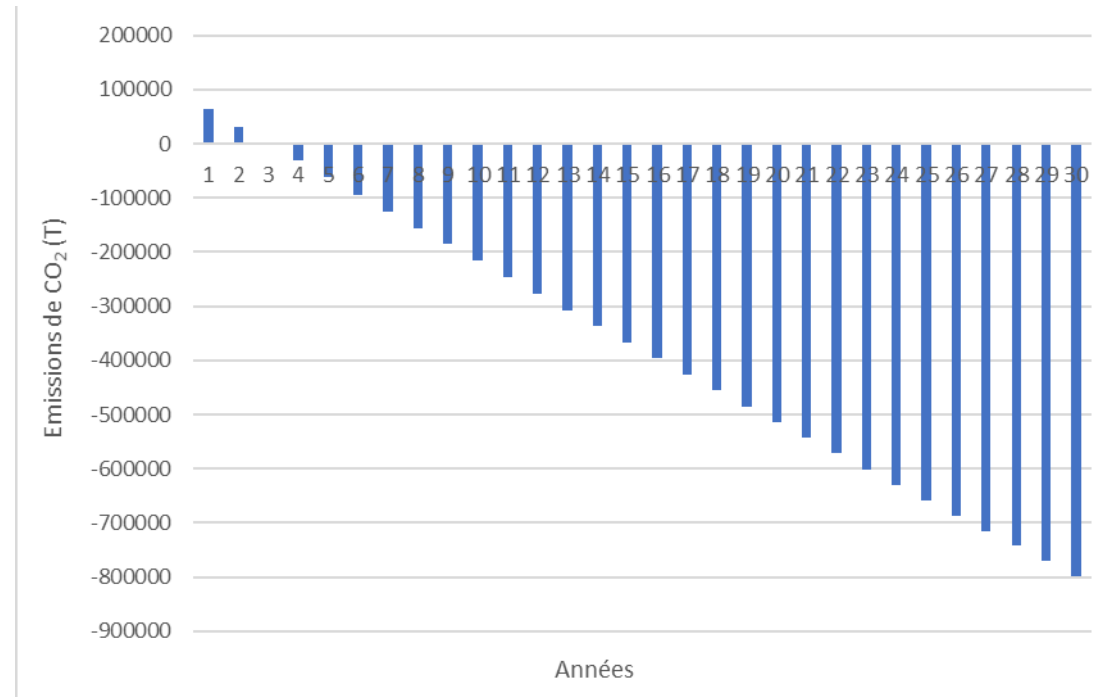


Figure – Scénario 2 : Temps de retour carbone (mix Grenelle de l'Environnement)

Dans le second scénario, le temps de retour carbone est de 3 ans. Dans ce scénario, le projet évite l'émission de 893 427 tCO<sub>2</sub> sur la durée de vie totale de la centrale.

### Remarque de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale

Le dossier affirme que le projet n'est pas concerné par une demande de dérogation relative aux espèces protégées (EI, p. 13). L'autorité environnementale s'interroge sur la nécessité d'une telle demande.

### Réponse du pétitionnaire

Le chapitre X. Demande de dérogation pour les espèces protégées (p. 274 de l'EIE) a pour objet de faire une synthèse des contraintes réglementaires liées aux espèces protégées et d'identifier si des espèces nécessitent une demande de dérogation.

La mise en place de la séquence ERC sur ce projet permet d'assurer un impact résiduel négligeable et non significatif pour les espèces protégées :

**Flore protégée** (en France et en région Centre-Val de Loire) : la seule espèce de flore protégée relevée est la Spiranthe d'automne (protégée en région Centre-Val de Loire). La station se trouve en dehors de la zone d'emprise travaux et sera ainsi totalement préservée ;

**Chiroptères protégés** : 12 espèces de chiroptères protégées ont été inventoriées sur la zone d'étude. Les enjeux sont faibles pour ces espèces, hormis pour la Barbastelle d'Europe où l'enjeu a été qualifié de moyen. Le site est principalement utilisé par les chiroptères pour chasser et transiter. Des potentialités de gîtes bâti y ont été relevées (pas impactés dans le cadre du projet, aucune démolition n'étant envisagée) tandis que les potentialités de gîte arboricole sont faibles, les arbres potentiellement intéressants étant conservés dans le cadre du projet. De plus, ce dernier va maintenir de vastes étendues herbeuses, ainsi l'impact résiduel est non significatif pour les chauves-souris et leurs habitats. L'état des populations locales ne sera pas remis en cause.

**Oiseaux protégés** : De nombreuses espèces d'oiseaux protégées ont été identifiées dans la zone d'étude. Pour les espèces nicheuses de la ZIP (Cochevis huppé, Pipit farlouse, Bruant jaune, Oedicnème criard...), des mesures de réduction seront mises en place (pas de travaux lourds ou de défrichement durant la période de nidification notamment) afin d'éviter un dérangement ou une destruction d'individus. L'impact lié à la perte d'habitats est globalement très faible pour ces espèces, et la mise en place de 14 ha de compensation sur le site (réouverture de fourrés) leur sera très favorable. Certaines espèces ne sont pas directement impactées par le projet et nichent en dehors de la ZIP (Pipit rousseline, Huppe fasciée, Hirondelle de fenêtre...) ou aux abords de la zone d'étude (Busards...) et sont susceptibles de la fréquenter. Les mesures d'évitement et de réduction et les mesures de compensation sur 14 ha leur seront bénéfiques. L'impact résiduel est ainsi évalué comme négligeable et non significatif pour les espèces d'oiseaux protégées et leurs habitats. L'état de conservation des populations locales ne sera pas remis en cause.

**Reptiles protégés** : le Lézard des murailles a beaucoup été inventorié sur la zone d'étude. Pour éviter un risque de destruction d'individus, une mesure de réduction sera mise en place (pas de travaux lourds type terrassement ou défrichement pendant la période de ponte ou d'hivernage). Concernant les habitats, la perte est très faible et le projet photovoltaïque renforcera la présence d'habitats favorables à cette espèce. L'impact résiduel est ainsi non significatif concernant les reptiles protégés, il ne remettra pas en cause l'état de conservation des populations locales.

**Aucune espèce d'amphibien protégée** n'a été recensée sur la zone d'étude.

**Aucune espèce de mammifère terrestre protégée** n'a été recensée sur la zone d'étude.

**Aucune espèces d'insecte protégée** n'a été recensée sur la zone d'étude. Toutefois, de nombreuses espèces d'insectes patrimoniales et présentant des enjeux de conservation ont été inventoriées sur le site : Des papillons (Mercure, Hermite, Ascalaphe ambré...), des criquets et sauterelles (Criquet des grouettes, Criquet tacheté, Decticelle bicolore...). Aussi, des mesures d'évitement (habitats évités) et de réduction (mise en place d'un plan de circulation en phase chantier, adaptation du calendrier de travaux...) seront réalisées. Des mesures de compensation (restauration d'habitats sur 14 ha) et d'accompagnement (création de milieux favorables aux déplacements) visent aussi ces espèces et seront mises en place dans le cadre du projet. L'impact résiduel sur ces espèces est ainsi non significatif.

En conclusion, le projet n'aura aucun impact significatif sur les espèces protégées et leurs habitats et il ne remettra pas en cause l'état de conservation des populations locales. L'état initial écologique, les mesures ERC et l'analyse et les conclusions de ce chapitre dédié aux espèces protégées ont été présentés, travaillés et validés par le service en charge de la connaissance et la préservation de la biodiversité de la DREAL ainsi que par le service gestion des risques, de l'eau et de la biodiversité de la DDT lors de deux réunions, en juillet 2021 et en octobre 2021 en présence du cabinet Ecosphère ayant mené les inventaires écologiques.



**ANNEXE 1 – Evaluation de l'impact environnemental**



DIRECTION DU DEVELOPPEMENT DURABLE

# Evaluation de l'impact environnemental

Développement France

Centrale photovoltaïque de L'EAR de Châteaudun

Juin 2022

## Table des matières

|      |  |    |
|------|--|----|
| I.   | INTRODUCTION .....   | 3  |
| II.  | EMPREINTE ENVIRONNEMENTALE DU PROJET .....   | 4  |
| 1.   | Précisions sur la méthode .....  | 4  |
| a.   | Origines et étapes de la méthode .....   | 4  |
| b.   | Périmètre de l'ACV .....   | 4  |
| c.   | Indicateurs retenus.....   | 5  |
| d.   | Catégorie de produits du projet .....  | 5  |
| 2.   | Evaluation environnementale du projet .....  | 5  |
| a.   | Caractéristiques du projet .....   | 5  |
| b.   | Etape 1, génération des facteurs d'impacts .....   | 6  |
| c.   | Etape 2, évaluation du productible .....   | 12 |
| d.   | Etape 3, impacts environnementaux rapportés à l'UF.....  | 13 |
| III. | EVALUATION DES EMISSIONS CARBONE EVITEES .....   | 14 |
| IV.  | EVALUTION DU TEMPS DE RETOUR CARBONE DU PROJET .....   | 16 |
| V.   | PISTES D'AMELIORATION .....  | 17 |
|      | ANNEXES.....   | 18 |
|      | Annexe 1 : Fiche technique justifiant le taux de dégradation du module et la durée de certification..... | 18 |
|      | Annexe 2 : Certificat PV Cycle.....  | 20 |
|      | Annexe 3 : Facteurs d'impacts par défaut.....  | 21 |



## I. INTRODUCTION

Face à l'urgence climatique et conformément à l'objectif de neutralité carbone en 2050 du Groupe EDF, la Direction du Développement Durable d'EDF Renouvelables travaille sur l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre de ses projets afin d'identifier des pistes de réduction pour atteindre cet objectif en cohérence avec la raison d'être du Groupe EDF.



A ce titre, et conformément aux attentes de l'Autorité Environnementale, une évaluation environnementale du projet photovoltaïque de l'EAR de Châteaudun a été réalisée suivant la méthode détaillée dans le « Référentiel d'évaluation des impacts environnementaux des systèmes photovoltaïques par la méthode d'analyse du cycle de vie » réalisé par Cycleco, ARMINES/MINES ParisTech et Transénergie à l'initiative de l'ADEME.

### Précisions sur les résultats et leurs limites

Cette évaluation est issue d'une estimation réalisée à partir des éléments disponibles en phase de développement, c'est-à-dire en amont sur le projet, avant la sélection équipements définitifs.

EDF Renouvelables est aussi soumis à des règles particulières de mise en concurrence que n'ont pas les autres opérateurs privés. Il n'est donc pas possible de mettre en avant des équipements présentant un bilan environnemental plus favorable et plus représentatif de nos projets (processus de qualification et de sélection des prestataires reposant notamment sur des clauses et des engagements environnementaux et sociétaux contrôlés conformément à la Politique Environnementale et Sociétale d'EDF Renouvelables).

Les valeurs retenues pour l'évaluation sont donc volontairement conservatrices et défavorables (valeurs par défaut du référentiel datant de 2012 privilégiées) ce qui pénalise objectivement les résultats de l'ACV du projet de l'EAR de Châteaudun

## II. EMPREINTE ENVIRONNEMENTALE DU PROJET

### 1. Précisions sur la méthode

#### a. Origines et étapes de la méthode



Conformément au « Référentiel d'évaluation des impacts environnementaux des systèmes photovoltaïques par la méthode d'analyse du cycle de vie », la réalisation de l'évaluation environnementale repose sur trois étapes et deux types de résultats :

- (1) les impacts environnementaux rapportés au productible évalué sur le site pressenti de l'installation
- (2) les impacts environnementaux dits de référence car rapportés au productible d'un site de référence représentatif d'une situation moyenne en France métropolitaine.

Chaque étape est reprise et détaillée avec les hypothèses disponibles sur le projet lors de phase de réalisation de la présente évaluation. Dans le respect de la méthodologie, les valeurs conservatrices de la méthode ont été substituées par les valeurs propres aux équipements retenus sur le projet dans la mesure du possible afin de mieux correspondre à la réalité environnementale des composants du système PV du projet. Ces substitutions sont détaillées dans le rapport.

#### b. Périmètre de l'ACV

Les différentes étapes du cycle de vie du système PV sont incluses dans les frontières du système, à savoir :

- ✓ fabrication des composants du système PV,
- ✓ installation du système PV,
- ✓ utilisation et maintenance,
- ✓ désinstallation,
- ✓ traitement en fin de vie (recyclage, incinération et/ou enfouissement des matériaux composant le système PV).

L'infrastructure pour la fabrication des composants du système PV est incluse dans la frontière du système dans l'étape de fabrication. Les transports inclus dans ces étapes du cycle de vie sont également pris en compte.

A contrario, la méthode retenue ne prend pas en compte certaines parties du cycle de vie, à savoir :

- ✓ les déplacements des employés (sauf pour la maintenance des installations),
- ✓ les activités d'administration, de vente, de distribution et de recherche et développement (R&D),
- ✓ les flux de matière et d'énergie engendrés par la ventilation, l'éclairage, les dispositifs de surveillance,

- ✓ les mesures de compensation carbone engagées par l'entreprise.

### c. Indicateurs retenus

Les indicateurs retenus dans le référentiel PV et les méthodes de caractérisation correspondantes correspondent principalement au temps de retour carbone et aux émissions évitées sur la durée de vie du projet.

### d. Catégorie de produits du projet

Le projet entre dans le cadre de la catégorie de produits **3.b** couvertes par le référentiel.

| Catégories de produits | Puissance $P_{max}$                                   | Domaine de tension       | Description de l'installation du système PV            |
|------------------------|---|--------------------------|--|
| Catégorie 1            | Supérieur à 0 kVA et inférieur à 36 kVA               | BT monophasé ou triphasé | Système intégré ou lié au bâtiment ou posé sur toiture |
| Catégorie 2.a          | Strictement supérieur à 36 kVA et inférieur à 250 kVA | BT triphasé              | Système intégré ou lié au bâtiment ou posé sur toiture |
| Catégorie 2.b          |   |                          | Système installé au sol                                |
| Catégorie 3.a          | Strictement supérieur à 250 kVA                       | HTA                      | Système intégré ou lié au bâtiment ou posé sur toiture |
| Catégorie 3.b          |   |                          | Système installé au sol                                |

## 2. Evaluation environnementale du projet

### a. Caractéristiques du projet

Le projet photovoltaïque au sol de l'EAR de Châteaudun présente les caractéristiques suivantes :

| Caractéristiques                       | Données                 |
|--|-------------------------|
| Durée de vie de l'installation (année) | 30                      |
| Type de site                           | Ancienne base militaire |
| Puissance nominale de la centrale (MW) | 88                      |
| Puissance crête de la centrale (MWc)   | 106                     |
| Productible annuel (en kWh)            | 117 500                 |

Les caractéristiques des modules sont les suivantes :

| Caractéristiques des modules                                | Données                  |
|---|--------------------------|
| Type de module  | Mono Cristallin bifacial |
| Modèle  | Jinko tiger Neo 540 W    |
| Type de technologie   | Silicium mono-cristallin |
| Puissance crête (Wc)  | 540                      |
| Taux de dégradation du module certifié ?                    | OUI                      |
| Taux de dégradation certifié du module par an (%)           | 0,55%                    |
| Durée certifiée du taux de dégradation du module (années)   | 30 ans                   |
| Evaluation Carbone Simplifiée (kg éq CO <sub>2</sub> / kWc) | 544,37                   |

La fiche technique justifiant le taux de dégradation du module et la durée de certification est disponible en annexe 1. Le calcul de l'évaluation carbone simplifiée réalisée par le fabricant avec l'attestation de l'ADEME est disponible en annexe 2.

Les caractéristiques physiques de la centrale sont les suivantes :

| Caractéristiques physiques                  | Données |
|---|---------|
| Surface au sol occupée par la centrale (ha) | 84      |
| Longueur de clôture (m)                     | 16 814  |
| Longueur de route (km)                      | 4,446   |
| Surface de modules (m <sup>2</sup> )        | 507 000 |
| Type de shed                                | fixe    |

Les caractéristiques liées aux autres équipements sont les suivantes :

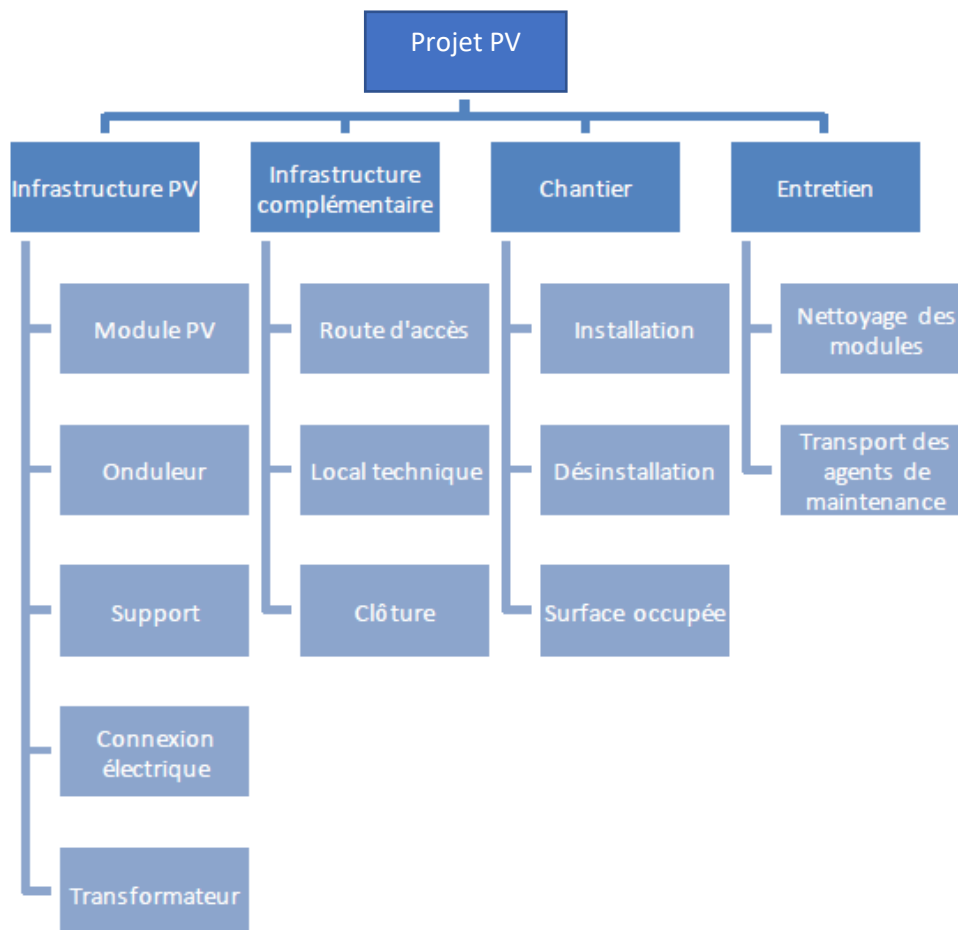
| Autres caractéristiques               | Données |
|---------------------------------------|---------|
| Puissance totale onduleur (kVA)       | 83 850  |
| Puissance totale transformateur (kVA) | 83 850  |

#### b. Etape 1, génération des facteurs d'impacts

Cette première étape consiste à la **génération des facteurs d'impacts du projet**. Ces facteurs d'impact sont détaillés pour toutes les catégories d'impact obligatoires et sont calculés selon la procédure détaillées dans

le référentiel. Ils permettent d'estimer les impacts environnementaux du système PV quel que soit son implantation.

La granulométrie pour la prise en compte des impacts du projet est la suivante :



Conformément à la méthode, les informations précises sur les quantités de référence du projet ont été substituées sur le projet aux quantités de référence conservatrices lorsque cela était possible. Elles sont détaillées dans chaque sous-partie. Les facteurs d'impacts par défauts sont disponibles en annexe.

✓ **Evaluation des impacts liés aux infrastructures**

La règle de calcul concernant la détermination des facteurs d'impacts et la suivante :

$$\text{Impact}_{\text{Infrastructure}} =$$

$$\text{Impact}_{\text{Module PV}} + \text{Impact}_{\text{Onduleur}} + \text{Impact}_{\text{Transformateur}} + \text{Impact}_{\text{support}} + \text{Impact}_{\text{connexion électrique}}$$

Les données retenues sont le projet sont les suivantes :

| Impact                             | Projet   |
|------------------------------------|--|
| <b>Impact</b> Module PV            | Données ECS certifiée : 544,37 CO <sub>2</sub> eq/kWc  |
| <b>Impact</b> Onduleur             | Facteur d'Impact de référence conservé, (Fl <sub>a</sub> 54 kg éq CO <sub>2</sub> /kVA & Fl <sub>b</sub> 141 kg éq CO <sub>2</sub> /kVA) |
| <b>Impact</b> Transformateur       | Facteur d'Impact de référence conservé (10,9 kg éq CO <sub>2</sub> /kVA)   |
| <b>Impact</b> support              | Facteur d'Impact de référence conservé (40,2 kg éq CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> de module)  |
| <b>Impact</b> connexion électrique | Facteur d'Impact de référence conservé (70100000 kg éq CO <sub>2</sub> /kWc)   |

Concernant l'impact du module PV, la donnée liée à l'évaluation du CO<sub>2</sub> est issue de l'**Evaluation Carbone Simplifiée (ECS) du module majorée de 15%**. Développée dans les cahiers des charges des Appels d'Offres de la CRE, l'Evaluation Carbone Simplifiée (ECS) des modules photovoltaïques peut être réalisée par le producteur des modules qui réalise alors une attestation. Pour qu'elle soit valide, le détail pour des matériaux nécessaires à la fabrication des modules ou des films photovoltaïques doit être documenté lors de sa réalisation. La formule de calcul pour évaluer l'ECS est la suivante :

$$G = \sum_{i \text{ composants du module}} G_i$$

*G* : exprimé en kg eq CO<sub>2</sub>/kWc, *G* représente la quantité de gaz à effet de serre émise lors de la fabrication d'un kilowatt crête de module photovoltaïque, c'est la valeur retenue pour l'ECS.

*G* s'obtient par l'addition des *G<sub>i</sub>*, qui représentent les valeurs d'émissions de gaz à effet de serre de chaque composant *i* du module photovoltaïque rapportées à un kilowatt crête de Puissance. *G<sub>i</sub>* s'exprime dans la même unité que *G*. Chaque *G<sub>i</sub>* s'obtient par la formule suivante.

$$G_i [\text{kg eq CO}_2/\text{kWc}] = \sum_j (GWP_{ij} * X_{ij}) * Q_i$$

*Q<sub>i</sub>* : représente la quantité du composant *i* (déterminée à l'étape 1) nécessaire à la fabrication d'un kWc de module ou film photovoltaïque, incluant les pertes et casses.

*X<sub>ij</sub>* : sans unité, *X<sub>ij</sub>* représente la fraction de répartition des sites *j* de fabrication du composant *i*. Ce coefficient est moyenné sur une année d'approvisionnement.

*GWP<sub>ij</sub>* unitaire : exprimé en kilogramme équivalent CO<sub>2</sub> par unité de quantification du composant, *GWP<sub>ij</sub>* représente l'émission spécifique de CO<sub>2</sub> eq associée à la fabrication du composant *i* par unité de quantification du composant (par exemple le m<sup>2</sup> pour le module) dans le site de fabrication *j* (*GWP* = Global Warming Potential).

Dans le cas des modules Jinko Tiger Neo N-type 72HC pour une puissance de 540 Wc, cette évaluation a été certifiée (cf. attestation en Annexe 2) et permet de définir que **l'ECS du module est de 544,37 kg eq CO<sub>2</sub>/kWc**. Des écarts existent entre les distances d'approvisionnement des composants dans les ACVs réalisées utilisées dans l'ECS et les approvisionnements réels.

L'approvisionnement en câbles des boîtes de jonction ne reflète pas la réalité, de même pour l'approvisionnement ainsi que la fabrication du cadre aluminium et de celle du câble de la boîte de jonction qui sont exclus de la méthodologie ECS CRE4 qui sont intégrés dans la majoration de la valeur ECS.

Avec un niveau de recyclage de 94,7 % (Soren, ex-PV Cycle), les impacts sur la fin de vie sont limités en comparaison de la fabrication du module.

Pour les onduleurs, il a été retenu un onduleur string avec protection intégrée type SUN2000 215KTL-H0 de marque Huawei ou équivalent d'une puissance de 215kVa et d'un poids de 86 kg. La fiche technique de cet onduleur est disponible. Pour le moment Huawei n'a publié aucune déclaration environnementale sur son produit. Une fiche Donnée environnementale par défaut, émise par le Ministère de l'Environnement de l'énergie et de la mer et le Ministère du logement et de l'habitat durable, est utilisée. Comme la durée de vie de référence d'un onduleur est de 15 ans et conformément au référentiel, nous avons considéré un renouvellement soit deux fois plus d'onduleurs soit 394.

**Impact<sub>Infrastructure</sub> = 90 957,57 tonnes CO<sub>2</sub> éq.**

### ✓ Evaluation des impacts liés aux infrastructures complémentaires

La règle de calcul concernant la détermination des facteurs d'impacts et la suivante :

$$\text{Impact}_{\text{Infrastructures complémentaires}} = \text{Impact}_{\text{Route d'accès}} + \text{Impact}_{\text{Local technique}} + \text{Impact}_{\text{Clôture}}$$

Les données retenues sont le projet sont les suivantes :

| Impact                                  | Projet  |
|---|---|
| <b>Impact<sub>Route d'accès</sub></b>   | Facteur d'Impact de référence conservé (304 000 kg éq CO <sub>2</sub> /km)        |
| <b>Impact<sub>Local technique</sub></b> | Facteur d'Impact de référence conservé (7,28 kg éq CO <sub>2</sub> /kWc)          |
| <b>Impact<sub>Clôture</sub></b>         | Facteur d'Impact de référence conservé (41,8 kg éq CO <sub>2</sub> /m de clôture) |

**Impact<sub>Infrastructures complémentaires</sub> = 2 826,09 tonnes CO<sub>2</sub> éq.**

### ✓ Evaluation des impacts liés aux chantiers

La règle de calcul concernant la détermination des facteurs d'impacts et la suivante :

$$\text{Impact}_{\text{Chantier}} = \text{Impact}_{\text{Installation}} + \text{Impact}_{\text{Désinstallation}} + \text{Impact}_{\text{Surface occupée}}$$

Les données retenues sont le projet sont les suivantes :

| Impact | Projet |
|--------|--------|
|--------|--------|

|                               |   |
|-------------------------------|---|
| <b>Impact</b> Installation    | Facteur d'Impact de référence conservé (4,71 kg éq CO <sub>2</sub> /kWc)              |
| <b>Impact</b> Désinstallation | Facteur d'Impact de référence conservé (4,71 kg éq CO <sub>2</sub> /kWc)              |
| <b>Impact</b> Surface occupée | Facteur d'Impact de référence conservé (0,00 kg éq CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> ). |

**Impact** Chantier = 998,52 tonnes CO<sub>2</sub> éq.

### ✓ Evaluation des impacts liés à l'entretien

La règle de calcul concernant la détermination des facteurs d'impacts et la suivante :

**Impact** Entretien =

**Impact** Nettoyage des modules + **Impact** Transport des agents de maintenance

Les données retenues sont le projet sont les suivantes :

| Impact  | Projet  |
|---|---|
| <b>Impact</b> Nettoyage des modules               | Facteur d'Impact de référence conservé (0,19 kg éq CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> de module) |
| <b>Impact</b> Transport des agents de maintenance | Facteur d'Impact de référence conservé (0,283 kg éq CO <sub>2</sub> /km)                      |

EDF Renouvelables dispose de nombreux sites de maintenance répartis sur le territoire. Cette proximité permet de participer à la vie des territoires. Une antenne présente à Crucey, à 90 km a été retenue mais d'autres antennes pourront être envisagées ultérieurement.

**Impact** Entretien = 102,4 tonnes CO<sub>2</sub> éq.

### ✓ Défrichage

Les postes d'émission pris en compte sont :

- Le déstockage de carbone qui résulte du défrichage et de la création des pistes et du poste ;
- Le moindre stockage lié à la modification de l'affectation des sols.

Un technicien forestier du Ministère de l'Agriculture s'est rendu sur site le 11 février 2022 et a confirmé les emprises soumises à défrichage dans le procès-verbal de reconnaissance des bois à défricher, à savoir :

- 2,6 ha de futaie de pin
- 1,0805 ha de fourrés arbustifs composés majoritairement de prunelliers et d'aubépine.

Pour des raisons de simplicité, nous considérerons que les 3,6805 ha à défricher sont représentés par la catégorie « forêts » dans la base carbone de l'ADEME. Les fourrés arbustifs captent moins de carbone que les forêts, il s'agit donc d'une hypothèse maximisante.



De plus, le projet va entraîner la création de 25 680 m<sup>2</sup> de pistes renforcées en lieu et place majoritairement de prairies ainsi que d'un poste source HTB de 280 m<sup>2</sup>. Les pistes renforcées d'une centrale photovoltaïque ne sont pas imperméables, le coefficient d'imperméabilité est de 0,9. Toutefois, afin de simplifier le calcul et de considérer un impact maximisant, les pistes seront considérées comme imperméables.

Le facteur d'émission de la Base Carbone correspondant au stockage dans le sol qu'il soit forestier ou de prairie est de 290 (+-120) tCO<sub>2</sub>e/ha. **Ainsi le déstockage de 3,7 ha de forêts et 2,6 ha de prairie émettra 1 827 (+-756) tCO<sub>2</sub>e.**

D'après l'étude de l'INRA : "Stocker du carbone dans les sols agricoles de France?" (Octobre 2002) et la documentation base carbone de l'ADEME, le facteur d'émission de la transformation de l'affectation du sol de la prairie vers un sol imperméabilisé est de 14,5 (+-6) tCO<sub>2</sub>/ha/an et le facteur d'émission de la transformation de l'affectation du sol de la forêt vers la prairie est de 0,37 (+-0,37) tCO<sub>2</sub>/ha/an.

Pour les 3,7 ha de forêts défrichés sur la durée de vie de la centrale de 30 ans et transformé en prairie, les émissions supplémentaires de CO<sub>2</sub> sont estimées à 41 (+-41) tCO<sub>2</sub>. En effet, dans l'étude de l'INRA « Stocker du carbone dans les sols agricoles en France », il est précisé que les prairies et forêts présentent des potentiels de stockage de carbone dans les sols très voisins. Pour les 2,6 ha de prairie transformés en sol imperméabilisé, les émissions sont estimées à 1131 (+-468) tCO<sub>2</sub>. **Ainsi, la modification de l'affectation du sol de 3,7 ha de forêts en prairie et 2,6 ha de prairie en sol imperméabilisé émettra 1172 (+-509) tCO<sub>2</sub>e sur 30 ans.**

En conclusion, la modification de l'affectation du sol par la création de pistes, d'un poste HTB ainsi que le défrichement de 3,7 ha de forêts entraînera l'émission de **2999 (+-1265) tCO<sub>2</sub>e** sur la durée de vie totale de la centrale photovoltaïque.

**Impact Défrichement = 2 999 tonnes CO<sub>2</sub> éq.**

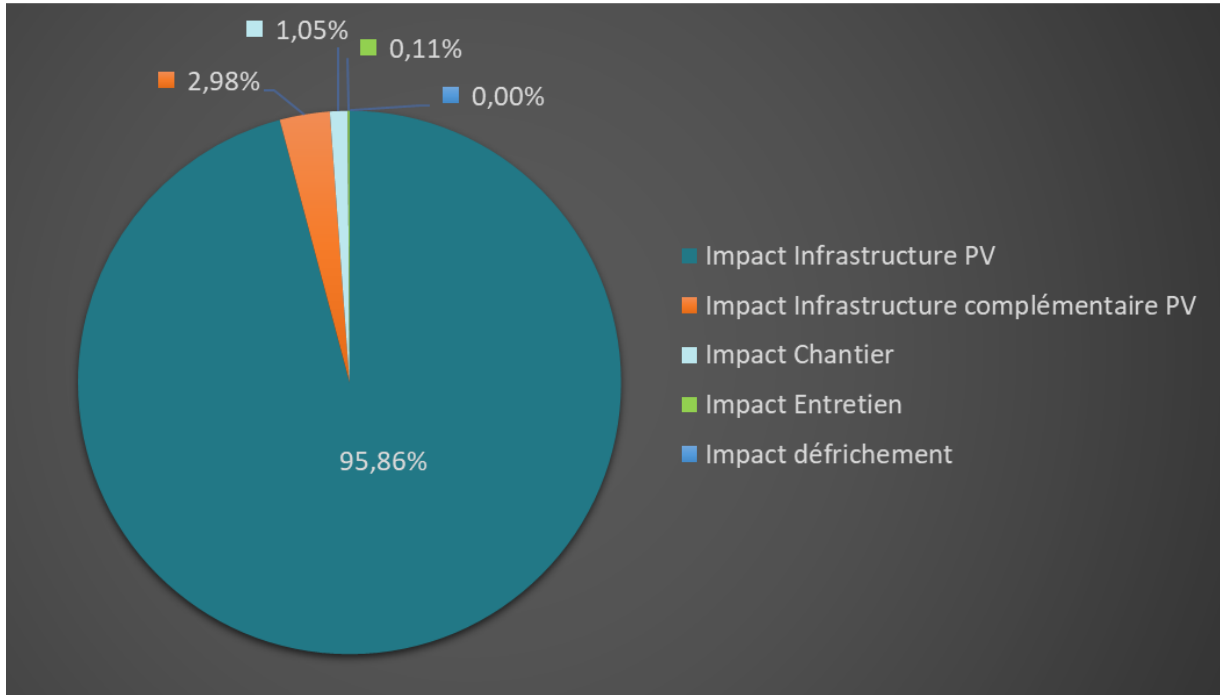
#### ✓ Evaluation des impacts liés au projet

La règle de calcul correspond à la somme des évaluations des impacts sur les 4 précédentes catégories :

**Impact<sub>Projet</sub> =**

**Impact<sub>Infrastructure</sub> + Impact<sub>Infrastructures complémentaires</sub> + Impact<sub>Chantier</sub> + Impact<sub>Entretien</sub>**

**Impact<sub>Projet</sub> = 97 883,62 tonnes CO<sub>2</sub> éq.**



Les impacts liés aux équipements principaux (infrastructures PV) représentent 95,86 % des impacts sur le projet.

### c. Etape 2, évaluation du productible

Cette deuxième étape consiste en l'**évaluation du productible**. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend de la puissance crête installée [Wc] qui diminue avec le temps, en raison des changements de performance pendant la durée de vie. Le calcul de la production d'énergie a été fait avec l'équation suivante :

$$ET = \sum_{i=1}^{DVR} E_{i-1}$$

Où :

ET= Production d'énergie sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale [kWh]

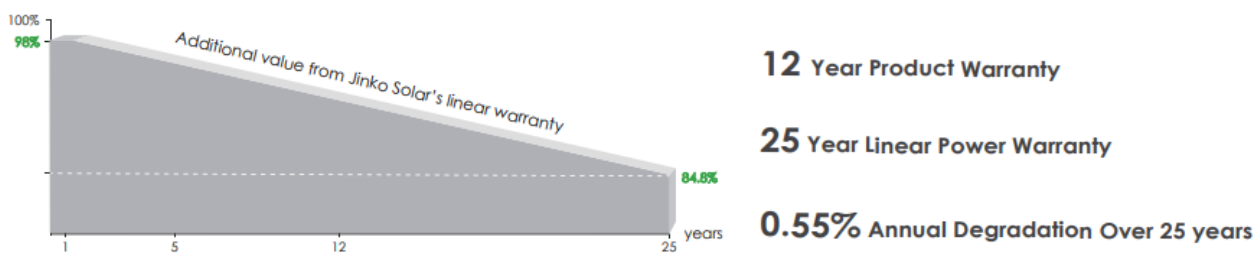
DVR = Durée de vie de référence : 30 ans

E<sub>i</sub>= Production d'énergie pour l'année i [kWh/an]

### Productibles sur le cycle de vie du projet PV sur le site pressenti :

Les modules du projet ont une garantie de performance de 25 ans, une performance de 99% la première année et 84,8 % au terme de la garantie de performance. Il a donc été considéré une dégradation annuelle de 0,55% pendant la durée de garantie.

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



La production électrique annuelle de la centrale au cours de la 1<sup>ère</sup> année d'exploitation sera de 117,5 GWh. Le calcul sur le cycle de vie intègre la dégradation du module.

Productible sur le cycle de vie = 3 304,4 GWh

### d. Etape 3, impacts environnementaux rapportés à l'UF

Cette troisième et dernière étape est l'analyse qui permet l'évaluation des **impacts environnementaux du projet rapportés à l'UF, le kg éq CO<sub>2</sub>** dans notre cas. L'analyse utilise les deux précédents résultats (étape 1 & 2) pour évaluer les impacts environnementaux du système PV rapportés à l'unité fonctionnelle du Référentiel PV.

L'évaluation des impacts environnementaux du système PV conformément à l'unité fonctionnelle du référentiel et aux impacts environnementaux de référence du système PV repose sur l'équation suivante :

$$\text{Imp}_{\text{UF}} = \frac{\text{Imp}_{\text{Système PV}}}{E_{\text{Total}}}$$

Avec :

$\text{Imp}_{\text{UF}}$  : Impact du système PV par unité fonctionnelle, dans ce cas des kg éq CO<sub>2</sub> / kWh

$\text{Imp}_{\text{Système PV} = \text{projet PV}}$  : Impact du système PV ou projet PV en kg éq CO<sub>2</sub>

$E_{\text{Total}}$  : Valeur du productible en kWh

L'évaluation des impacts environnementaux dans le cas du CO<sub>2</sub> sur le projet est la suivante :

|   | Projet     |
|---|------------|
| <b>Imp<sub>projet PV</sub> (kg éq CO<sub>2</sub>)</b> | 97 883 620 |
| <b>E<sub>Total</sub> (kWh)</b>                        | 3 304 367  |
| <b>Imp<sub>UF</sub> (g CO<sub>2</sub> éq / kWh)</b>   | 29,62      |

### III. EVALUATION DES EMISSIONS CARBONE EVITEES

Les émissions évitées reposent sur une comparaison entre les émissions liées au mix énergétique d'un réseau et les émissions liées aux nouvelles productions venant s'ajouter au réseau. Les valeurs de ce mix énergétique sont très différentes d'un pays à un autre en fonction des modes de production de l'électricité (énergies renouvelables, nucléaire, gaz, fioul, charbon, etc.). Les énergies renouvelables ont aussi la particularité de se substituer à une production d'origine fossile historiquement (fioul, charbon, gaz).

D'après l'analyse réalisée par RTE dans la « [NOTE : PRÉCISIONS SUR LES BILANS CO2 ÉTABLIS DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL ET LES ÉTUDES ASSOCIÉES](#) » publiée en juin 2020, « [l'augmentation de la production éolienne et solaire en France se traduit par une réduction de l'utilisation des moyens de production thermiques \(à gaz, au charbon et au fioul\)](#) ».

Dans les faits, ce développement des énergies renouvelables a permis la fermeture des dernières centrales au fioul en 2018 en France. A cette date, les 4 dernières centrales à charbon de France fournissaient encore 1,18 % de la consommation nationale d'électricité, mais aux prix d'environ 10 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit près de 30 % des émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique. Leurs fermetures définitives sont programmées pour 2022 grâce au développement des énergies renouvelables et notamment les projets photovoltaïques et éolien qui viennent s'y substituer.

Pour le calcul des émissions évitées, deux scénarios ont donc été retenus :

- **Scénario 1** : valeur de CO<sub>2</sub> du réseau de **69 g éqCO<sub>2</sub>/kWh** d'après la méthode des émissions évitées de CO<sub>2</sub> développée par la R&D d'EDF correspondant au valeur du mix énergétique français (hors export à l'international permettant d'éviter des émissions supplémentaires dans les pays frontaliers aux mix énergétique plus carbonés comme l'Allemagne, la Grande-Bretagne, etc.).
- **Scénario 2** : valeur de CO<sub>2</sub> du réseau de **300 g éqCO<sub>2</sub>/kWh** conformément à l'[étude d'impact du Grenelle de l'environnement](#) qui a évalué que les rejets de CO<sub>2</sub> évités par une installation photovoltaïque permettent une économie de CO<sub>2</sub> de 19 MtCO<sub>2</sub>/an.

Pour mémoire, le facteur d'émission pour le charbon est de 1040 g CO<sub>2</sub>/kWh, celui du fioul de 840 g CO<sub>2</sub>/kWh et celui du gaz de 490 g CO<sub>2</sub>/kWh, des ordres de grandeur sans commune mesure avec les énergies renouvelables (29,62 g CO<sub>2</sub> éq / kWh dans le cas du projet avec des valeurs conservatrices).

Dans les deux cas, le calcul des émissions évitées par le projet est défini selon la formule suivante :

$$EM_{ev} = Pr_a * F_{ev}$$

Où :

- EM<sub>ev</sub>, exprimée en tonne de CO<sub>2</sub> équivalent, elle représente la quantité de gaz à effet de serre évitée annuellement en fonction de l'empreinte environnementale des modules photovoltaïques et du nombre de modules prévus par le projet ;

- Pr<sub>a</sub>, exprimée en GWh, elle représente la production annuelle de la centrale, soit 117 GWh pour la centrale solaire de l'EAR de Châteaudun ;

-  $F_{ev}$ , exprimée en g CO<sub>2</sub> / kWh, elle représente la quantité de gaz à effet de serre évitée par une installation photovoltaïque par rapport au mix énergétique.

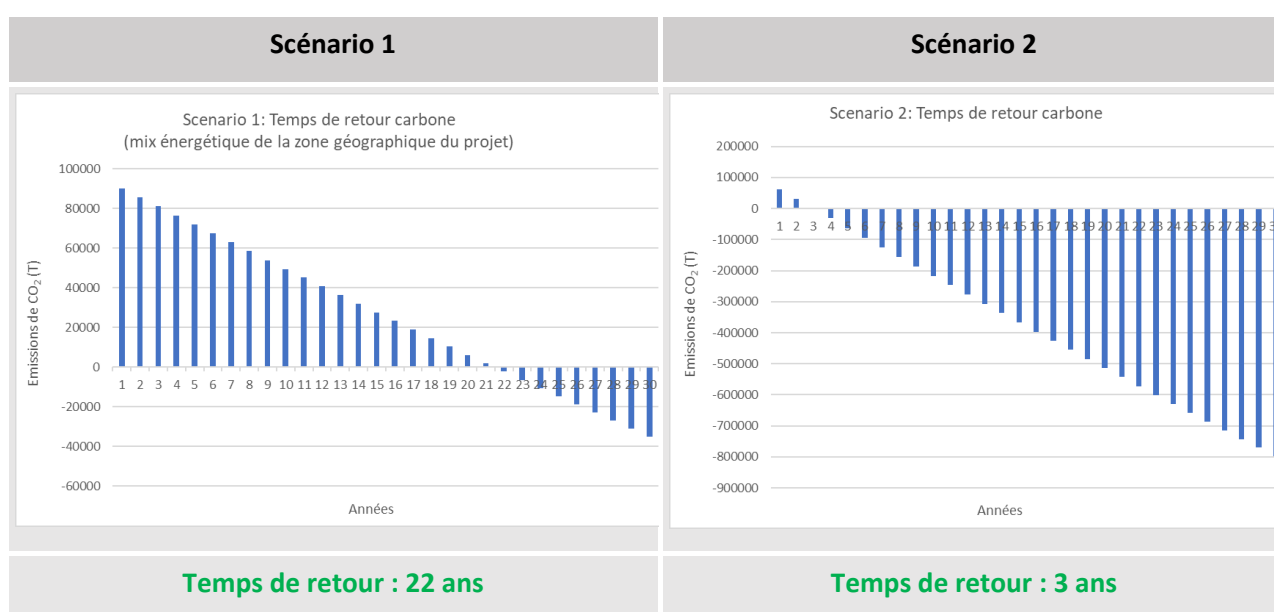
|  |  | Scénario 1 | Scénario 2 |
|--|--|------------|------------|
| <b>Projet</b>  | Production de l'année 1 (GWh)                          | 117        |            |
|  | Dégradation annuelle du module (%)                     | 0,55       |            |
|  | Durée d'exploitation (années)                          | 30         |            |
| <b>Facteurs d'émission (g eq CO<sub>2</sub> / kWh)</b> |  | 69         | 300        |
| <b>Résultat</b>  | Emissions évitées, année 1 (tonnes CO <sub>2</sub> )   | 4 626      | 31 769     |
|  | Emissions évitées sur 30 ans (tonnes CO <sub>2</sub> ) | 130 117    | 893 427    |

*Evaluation des émissions évitées de CO<sub>2</sub>*

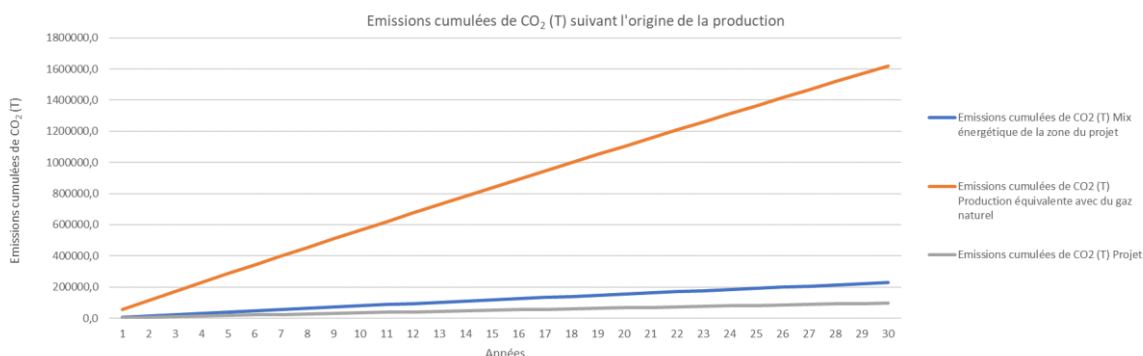
## IV. EVALUTION DU TEMPS DE RETOUR CARBONE DU PROJET

Le « temps de retour carbone » correspond au ratio entre la somme des émissions de CO<sub>2</sub> rejetées au cours du cycle de vie (fabrication, transport, installation, démantèlement – recyclage) et les émissions de CO<sub>2</sub> évitées annuellement. Le résultat permet d'évaluer en combien d'année les émissions de CO<sub>2</sub> émises sur le cycle de vie du projet sont compensées par les émissions évitées (c'est à dire les émissions de CO<sub>2</sub> qui auraient été émises par un autre moyen de production pour produire la même quantité d'électricité).

D'après la présente analyse, les émissions de CO<sub>2</sub> sur le cycle de vie du projet sont de **97 883 tonnes de CO<sub>2</sub>** (rappel : à partir de valeurs conservatrices), un résultat couvre sur l'ensemble du cycle de vie du projet conformément à la méthode ACV.



Au regard des évolutions du mix-énergétique français, le mode de production d'énergie fossile auxquelles va se substituer le projet va être principalement le gaz qui a facteur d'émission de 490 g CO<sub>2</sub>/kWh, le charbon devant être prochainement définitivement arrêté en France.



**Dans le cas d'une production au gaz équivalente, les émissions de CO<sub>2</sub> auraient été d'environ 16,5 fois plus importantes** (1 727 250 tonnes de CO<sub>2</sub> émises en cumulé par du gaz, contre 97 883 tonnes de CO<sub>2</sub> émises par le projet pour produire 3 304 GWh sur sa durée de vie).

## V. PISTES D'AMÉLIORATION

Conformément à son engagement environnemental, EDF Renouvelables travaille pour faire progresser le bilan environnemental de ses projets. Une analyse de cycle de vie d'un parc a été menée avec un partenaire pour identifier plus précisément les postes à l'origine des émissions les plus importantes. Dans le cadre du projet de l'EAR de Châteaudun, il sera étudié en phase de développement la possibilité de :

- ✓ Valoriser des matériaux recyclés, notamment au niveau des structures métalliques ou de toute autre équipement en métal, ce qui aura l'impact potentiel fort pour améliorer l'empreinte environnementale du projet ;
- ✓ Travailler avec les fournisseurs et les entreprises pour proposer les solutions présentant l'optimum environnemental et financier ;
- ✓ Limiter les matériaux mis en œuvre et les mouvements de terrain.

Les engagements d'EDF Renouvelables sont présents aussi au travers de sa Politique Environnementale et Sociétale dont l'application est contrôlée au travers d'un Système de Management Environnemental.

# ANNEXES

Annexe 1 : Fiche technique justifiant le taux de dégradation du module et la durée de certification

www.jinkosolar.com



## Tiger Pro 72HC 530-550 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)  
ISO9001:2015: Quality Management System  
ISO14001:2015: Environment Management System  
ISO45001:2018  
Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

### Key Features



**Multi Busbar Technology**  
Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



**Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
High salt mist and ammonia resistance.



**Reduced Hot Spot Loss**  
Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



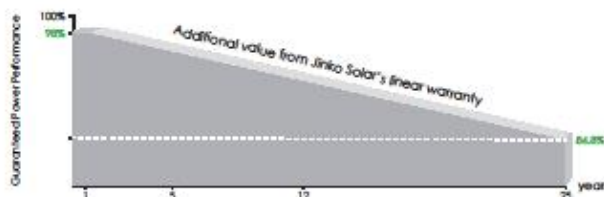
**Enhanced Mechanical Load**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



**Longer Life-time Power Yield**  
0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



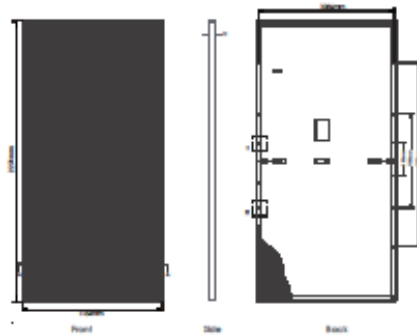
12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings

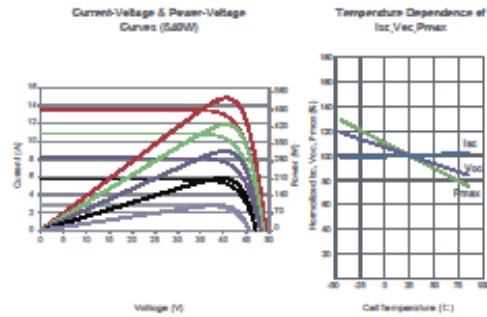


## Packaging Configuration

[ Two pallets = One stack ]

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

|               |  |
|---------------|--|
| Cell Type     | P type Mono-crystalline  |
| No. of cells  | 144 (6x24)   |
| Dimensions    | 2274*1134*35mm (89.53*44.65*1.38 inch)                                     |
| Weight        | 28.9 kg (63.7 lb)  |
| Front Glass   | 3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame         | Anodized Aluminum Alloy  |
| Junction Box  | IP68 Rated   |
| Output Cables | TUV 1*4.0mm <sup>2</sup><br>(+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length    |

## SPECIFICATIONS

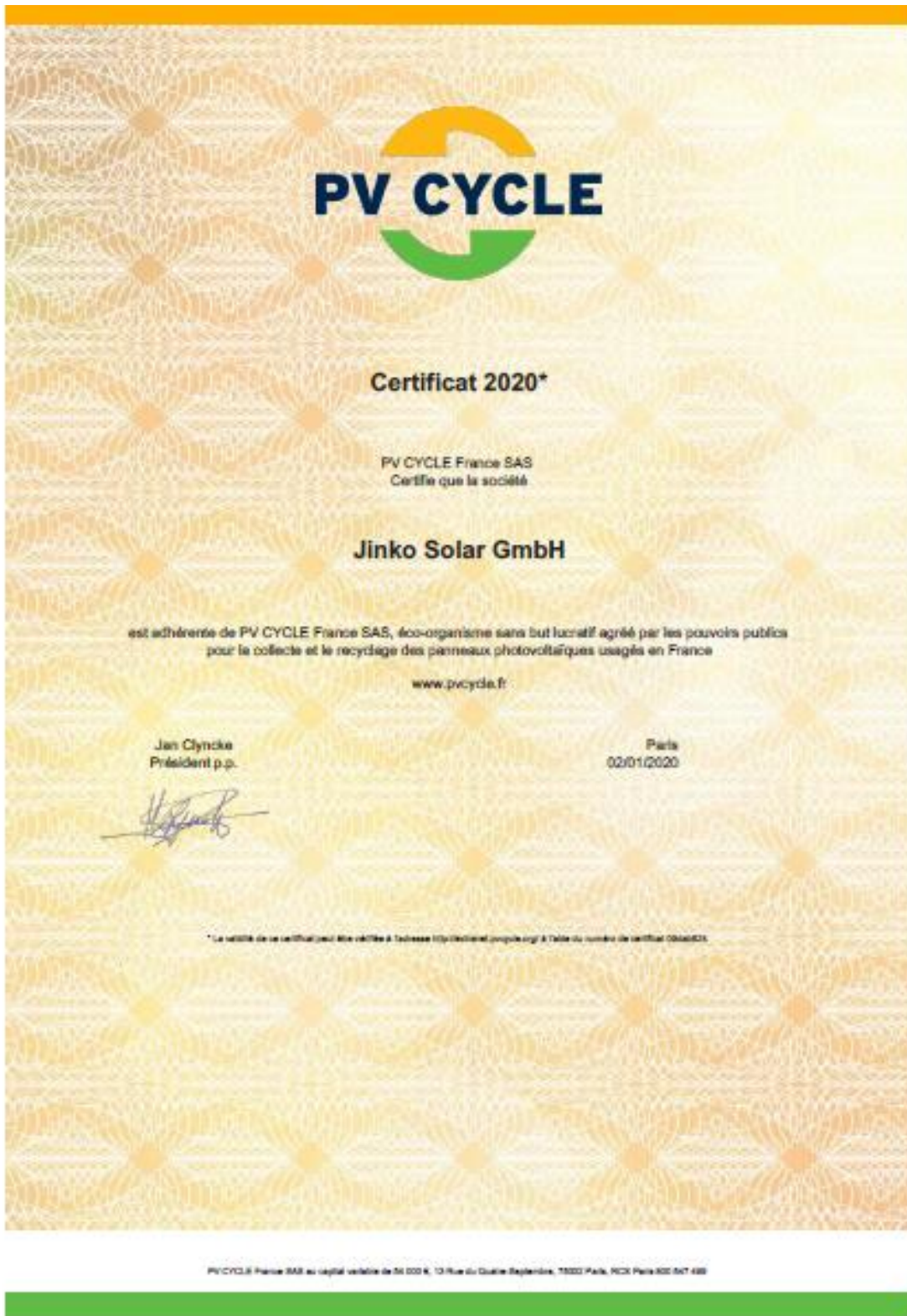
| Module Type                               | JKM530M-72HL4      |        | JKM535M-72HL4   |        | JKM540M-72HL4   |        | JKM545M-72HL4   |        | JKM550M-72HL4   |        |
|---|--------------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|
|   | JKM530M-72HL4-V    |        | JKM535M-72HL4-V |        | JKM540M-72HL4-V |        | JKM545M-72HL4-V |        | JKM550M-72HL4-V |        |
|   | STC                | NOCT   | STC             | NOCT   | STC             | NOCT   | STC             | NOCT   | STC             | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 530Wp              | 394Wp  | 535Wp           | 398Wp  | 540Wp           | 402Wp  | 545Wp           | 405Wp  | 550Wp           | 409Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 40.56V             | 37.84V | 40.63V          | 37.91V | 40.70V          | 38.08V | 40.80V          | 38.25V | 40.90V          | 38.42V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 13.07A             | 10.42A | 13.17A          | 10.50A | 13.27A          | 10.55A | 13.36A          | 10.60A | 13.45A          | 10.65A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 49.26V             | 46.50V | 49.34V          | 46.57V | 49.42V          | 46.65V | 49.52V          | 46.74V | 49.62V          | 46.84V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.71A             | 11.07A | 13.79A          | 11.14A | 13.85A          | 11.19A | 13.94A          | 11.26A | 14.03A          | 11.33A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 20.55%             |        | 20.75%          |        | 20.94%          |        | 21.13%          |        | 21.33%          |        |
| Operating Temperature(°C)                 | -40°C~+85°C        |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Maximum system voltage                    | 1000/1500VDC (IEC) |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Maximum series fuse rating                | 25A                |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Power tolerance                           | 0~+3%              |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Pmax          | -0.35%/°C          |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.28%/°C          |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.048%/°C          |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C             |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications Included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN

Annexe 2 : Certificat PV Cycle



### Annexe 3 : Facteurs d'impacts par défaut

| Processus            | Unité                      |          | Changement climatique  |
|----------------------|----------------------------|----------|------------------------|
|                      |                            |          | kg CO <sub>2</sub> éq. |
| Module PV            | 1 kWc                      | Mono-Si  | 3,32E+03               |
|                      |                            | Multi-Si | 3,41E+03               |
|                      |                            | a-Si     | 3,71E+03               |
|                      |                            | CdTe     | 2,60E+03               |
|                      |                            | CIS      | 3,62E+03               |
|                      |                            | Indéfini | 3,71E+03               |
| Onduleur             | 1 kVA                      | FI,a     | 5,40E+01               |
|                      |                            | FI,b     | 1,41E+02               |
| Transformateur       | 1 kVA                      |          | 1,09E+01               |
| Support              | 1 m <sup>2</sup> de module |          | 4,02E+01               |
| Connexion électrique | 1 kWc                      |          | 7,01E+01               |

| Processus                           | Unité  |   | Changement climatique  |
|-------------------------------------|--|---|------------------------|
|                                     |  |   | kg CO <sub>2</sub> éq. |
| Route d'accès                       | 1 km   |   | 3,04E+05               |
| Local technique                     | 1 kWc  |   | 7,28E+00               |
| Clôture                             | 1 m de clôture   |   | 4,18E+01               |
|                                     |  |   |                        |
| Installation                        | 1 kWc  |   | 4,71E+00               |
| Désinstallation                     | 1 kWc  |   | 4,71E+00               |
| Surface occupée                     | 1 m <sup>2</sup> de surface au sol occupée par la centrale | Centrale PV installé sur un ancien site industriel ou un ancien site pollué | 0,00E+00               |
|                                     |  | Centrale PV installé sur un site indéfini                                   | 0,00E+00               |
| Nettoyage des modules               | 1 m <sup>2</sup> de module                                 |   | 1,90E-01               |
| Transport des agents de maintenance | 1 km   |   | 2,83E-01               |

