



# L'AO autoconsommation 16/12/2016 à EDF SEI Impact sur la DTR

Interlocuteur Stéphane JANSSEN  
Délégation Réseaux et Patrimoine  
EDF SEI

Février 2017



# SOMMAIRE

1. PRÉAMBULE – L'AUTOCONSOMMATION TOTALE
2. CONTEXTE : AO CRE DU 16/12/2016
3. LES IMPACTS DE L'AO SUR LA DTR ACTUELLE
4. POINT PARTICULIER DE L'AO

# PRÉAMBULE - L'AUTOCONSOMMATION TOTALE

Lors du CCP SEI du 27 septembre dernier, les grandes lignes suivantes ont été retenues pour les autoconsommateurs en totalité:

- Pas d'injection sur le Réseau Public de Distribution
- Puissance de production  $\leq$  Puissance souscrite
- Pas de compteurs électromécanique
- Pas de mesure des énergies injectées (car nulles)
- Application de la SEI REF 03 (règles d'éligibilité à la déconnexion = un producteur avec contrat d'achat)
- Prise en compte du 'produit brut' dans le calcul du % d'ENR fatales et aléatoires
- Mise en place d'un DEIE conforme à la SEI REF 06 (= un producteur avec contrat d'achat en surplus ou totalité)
- Pas de contrat d'achat d'énergie
- Contractualisation simplifiée et rapide autant que faire se peut (CAC et Avenant à la Convention d'Exploitation dans le cas général)
- Gratuit (la encore, dans le cas général)

# CONTEXTE – AO CRE DU 16/12/2016

Le 16 décembre 2016, la CRE a publié le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la **réalisation et l'exploitation de centrale de production** d'électricité à partir d'**ENR** en **autoconsommation dans les ZNI**.



16  
déc  
2016



**Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées**

**Date limite de dépôt des offres : vendredi 16 juin 2017 14:00:00**

Le présent appel d'offres porte sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité situées dans les zones non interconnectées (ZNI) qui utilisent les énergies renouvelables au sens de l'article L. 211-2 du code de l'énergie, dont une partie de la production est autoconsommée, et dont la puissance est comprise entre 100 et 500 kW.

#### **Date limite de dépôt des offres**

La date limite de dépôt des offres est le **16 juin 2017 à 14h**.

*La date limite pour poser des questions est le 5 mai 2017 à 14h.*

#### **Conditions de participation et spécifications**

# LES IMPACTS DE L'AO SUR LA DTR ACTUELLE

La DTR doit évoluer sur les points suivants (en rouge) :

- Pas d'injection sur le RPD
- Puissance de production  $\leq$  Puissance souscrite
- Pas de compteurs électromécanique
- Pas de mesure des flux injectés (car nuls)
- Prise en compte du 'produit brut' dans le calcul du % d'ENR fatales et aléatoires

Le dispositif de comptage, installé en limite de propriété, doit permettre la mesure des puissances :

- Consommées (sans déduction de l'énergie produite en autoconsommation)
- Produites (déduction faite des consommations des auxiliaires)
- Et injectées / Soutirées sur le Réseau Public de Distribution.

Le Dispositif de comptage (types de compteurs, rapports et caractéristiques des réducteurs de mesure, telecom associée ...) sera décrit dans la Convention de Raccordement.

# LES IMPACTS DE L'AO SUR LA DTR ACTUELLE

La DTR doit évoluer sur les points suivants (en rouge) :

- Pas de contrat d'achat d'énergie
- Contractualisation simplifiée autant que faire se peut (CAC et Avenant à la Convention d'Exploitation dans le cas général)
- Gratuit (la encore, dans le cas général)

Une déroulement assez proche de ce qui est pratiqué pour les installations de production en vente de surplus ou de totalité :

- Avec des études de raccordement : tension & transit en réseau et au poste source, protection, tenue aux courants de court-circuit, perturbation, harmonique...
- Avec une offre de raccordement (présentant la solution de raccordement de référence)
- Avec un triptyque contractuel pour le raccordement (CR, CE et CARD)
- Et avec un contrat d'achat d'énergie dont la formule de calcul est précisée dans le CDA de l'AO prenant en compte la part autoconsommée, la part injectée et la part produite :

$$\text{Tarif d'achat} = (P+10) * E_{\text{Autoconsommation}} + (P + pptv) * E_{\text{injection}} - C * E_{\text{produite}} * (P_{\text{max injectée}} / P_{\text{inst}})$$

La demande de raccordement sera à faire auprès de EDF SEI - ARD (à Rennes) en utilisant les fiches de collecte.

# LES IMPACTS DE L'AO SUR LA DTR ACTUELLE

La DTR doit évoluer sur les points suivants (en rouge : aucun ici) :

- Application de la SEI REF 03 (règles d'éligibilité à la déconnexion = un producteur avec contrat d'achat)
- Mise en place d'un DEIE conforme à la SEI REF 06 (= un producteur avec contrat d'achat)

La Convention de Raccordement indiquera le volume d'heures de déconnexion liée à l'application de la SEI REF 03. C'est cette valeur qui sera prise comme référence pour le calcul de la compensation.

L'ordre de déconnexion sera transmis par le DEIE via l'ordre : « Demande de découplage » :

- Etats et transitions : Ordre de découplage (Début / Fin)

Etat / Transition	Signification
Transition Inactive -> active :	ordre de découplage
Sortie active	ordre de découplage maintenu
Transition active -> inactive	fin d'ordre de découplage (= autorisation de recouplage)
Sortie inactive	absence d'ordre de découplage

# LES IMPACTS DE L'AO SUR LA DTR ACTUELLE

La DTR doit évoluer sur les points suivants (en rouge : aucun ici) :

- Application de la SEI REF 03 (règles d'éligibilité à la déconnexion = un producteur avec contrat d'achat)
- Mise en place d'un DEIE conforme à la SEI REF 06 (= un producteur avec contrat d'achat)

La Convention de Raccordement indiquera le volume d'heure de déconnexion liée à l'application de la SEI REF 03. C'est cette valeur qui sera prise comme référence pour le calcul de la compensation.

L'ordre de déconnexion sera transmis par le DEIE via l'ordre : « Demande de découplage » :

- Etats et transitions : Ordre de découplage (Début / Fin)
- Nature de l'information :
  - Télécommande double (TCD) + Télésignalisation double (TSD) associée.  
*(Télécommande ou Télésignalisation Double : deux contacts mis à disposition, 1 normalement ouvert et 1 normalement Fermé.)*



# POINT PARTICULIER DE L'AO

- **Les modalités financières des déconnexions en vertu de l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 sont spécifiques :**

*Pour les installations concernées par les déconnexions prévues à l'article L. 141-9 du code de l'énergie, il est défini une compensation, notée  $Co$  et exprimé en euros, en fonction du nombre d'heures effectif de déconnexion, de la façon suivante :*

$$Co = K. P_{inst}. T. (N_{eff} - N_{eng})$$

*formule dans laquelle :*

- *$K$  est un coefficient sans unité.  $K$  vaut 0.8 pour les installations situées en Corse, et 0.73 pour les autres installations ;*
- *$P_{inst}$  est la puissance installée de l'installation, exprimée en MWc pour une installation photovoltaïque, en MW autrement ;*
- *$T$  est le tarif d'achat applicable indexé défini plus haut, exprimé en €/MWh ;*
- *$N_{eff}$  est le nombre d'heures durant lesquelles l'installation a été déconnectée par le gestionnaire de réseau public de distribution en vertu de l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 susvisé. Le début de la déconnexion est identifié par le début de la demande de découplage donnée par le gestionnaire du réseau et la fin de la déconnexion par la fin de la demande de découplage. Les valeurs de  $N_{eff}$  sont arrondies à la deuxième décimale la plus proche ;*
- *$N_{eng}$  est le nombre d'heures de déconnexion annuel engageant.*

***Cette compensation est symétrique : lorsqu'elle est positive elle correspond à une recette supplémentaire pour le Producteur qui s'ajoute à la rémunération de l'énergie, et lorsqu'elle est négative elle correspond à une déduction de la rémunération de l'énergie vendue.***

# POINT PARTICULIER DE L'AO : *NEng*

*Le nombre d'heures de déconnexion annuel engageant, inscrit dans la convention de raccordement, est calculé pour chaque Installation au sein de chaque Zone Non Interconnectée selon une méthodologie validée par la CRE. Il est basé sur :*

- *P<sub>tot</sub> : la puissance active transitant sur le réseau au pas horaire au cours de l'année calendaire précédente. Cette puissance correspond à la somme des puissances injectées par toutes les installations de production raccordées en BT, HTA ou HTB.*
- *P<sub>interm</sub> : la puissance active injectée estimée sur le réseau au pas horaire par les installations photovoltaïques et éoliennes déconnectables au sens de l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 susvisé en service et en file d'attente ou au moment de l'élaboration de la convention de raccordement. La puissance P<sub>interm</sub> est estimée à partir :*
  - *des volumes d'installations photovoltaïques et éoliennes dont les demandes de raccordement ont été reçues et jugées recevables à la date d'élaboration de la convention de raccordement.*
  - *de gabarits de puissance active injectée sur le réseau pour les installations photovoltaïques. Ces gabarits sont construits à partir des données de comptage des sites de production de puissance supérieure à 36 kVA corrigées des heures de déconnexion ayant eu lieu durant l'année.*
  - *de gabarits de puissance active injectée sur le réseau pour les installations éoliennes. Ces gabarits sont construits sur une méthode statistique.*

*=> Le nombre d'heures de déconnexion annuel engageant inscrit dans la convention de raccordement correspond au nombre d'heures sur la durée d'une année durant lesquelles la puissance active P<sub>interm</sub> est supérieure à 30% de la puissance active P<sub>tot</sub>.*

# POINT PARTICULIER DE L'AO

- **Les modalités financières des déconnexions en vertu de l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 sont spécifiques :**

## Exemple 1 :

La convention de raccordement prévoit 130h de déconnexion par an. Ce volume prend en compte toutes les installations de production dont les demandes de raccordement sont arrivées avant.

- Dans les faits, EDF est obligé de découpler l'installation 300h dans l'année. Dans ce cas, le montant de compensation calculé viendra en rémunération complémentaire.
- Cette situation peut être rencontrée lorsque, au fil du temps, le volume de production de puissance <3kVA augmente (non déconnectables).

## Exemple 2 (inverse):

La convention de raccordement prévoit 800h de déconnexion par an. Ce volume prend en compte toutes les installations de production entrées avant en file d'attente. Toutes les affaires ne sont pas encore en service, de ce fait, l'installation sera effectivement déconnectée « que » 350h. Dans ce cas, le montant calculé viendra en déduction de la rémunération de l'énergie vendue.

**rémunération de l'énergie vendue.**

# POINT PARTICULIER DE L'AO

- Les modalités financières des déconnexions en vertu de l'article 22 de l'arrêté du

## Situation actuelle :

	Volume d'heures annoncées dans les dernières CR envoyée	Heures de déconnexion effective sur 2015	Heures de déconnexion effective sur 2016 (chiffres provisoires)
Corse	1020 68 MW PV en FA ; 115 MW PV en service	43	54
Guadeloupe	60 14 MW PV en FA ; 67 MW PV en service	36	14
Guyane	30 10 MW PV en FA ; 41 MW PV en service	0	0
Martinique	70 10 MW PV en FA ; 63 MW PV en service	0	0
Réunion	220 8 MW PV en FA ; 180 MW PV en service	188	111

On va détailler

# POINT PARTICULIER DE L'AO

- Les modalités financières des déconnexions en vertu de l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 sont spécifiques :

## FOCUS SUR LA CORSE:

	Volume d'heures annoncées dans les dernières CR envoyée	Heures de déconnexion effective sur 2015
Situation actuelle	1020 h/an 68 MW de PV en FA ; 115 MW PV en service	43
Passage de 30 à 35%	630 h/an	<i>Il y a une très forte sensibilité sur les hypothèses (volume de production en file d'attente ou en service). Les calculs ici ne tiennent pas compte de la variabilité de la conso d'une année sur l'autre.</i>
30% et 0 en File d'attente	300 h/an 115 MW PV en service	
30% et 0 en FA avec prod ES 12/2015	170 h/an 91 MW PV en service	
35% et 0 en FA avec prod ES 12/2015	30 h/an 91 MW PV en service	



**Merci de votre attention,  
je suis à votre écoute.**