



# COMITE DE CONCERTATION AVEC LES PRODUCTEURS

27 juin 2022



# ORDRE DU JOUR

0. Validation CR CCP de mars

1. Statistiques raccordement

2. ETF

3. Compteur numérique

4. limitations (déconnexions)

5. Points divers

One Click OMAE

S06-S10

AO



# 1 – Raccordements producteurs sup 36 kVA

## 1. Dynamique des entrées en FA des nouvelles demandes de raccordement SUP 36 kVA PROD (maj au 23 Juin 2022)

✓ Depuis le 1<sup>er</sup> Janvier 2022, l'ARD a validé 367 projets (vs 490 en 2021)

Une baisse des demandes est constatée depuis le début de l'année, notamment sur les mois de janvier et février : cela peut s'expliquer selon les départements par l'attente du tarif S22 et les différents événements climatiques et autres rencontrés.

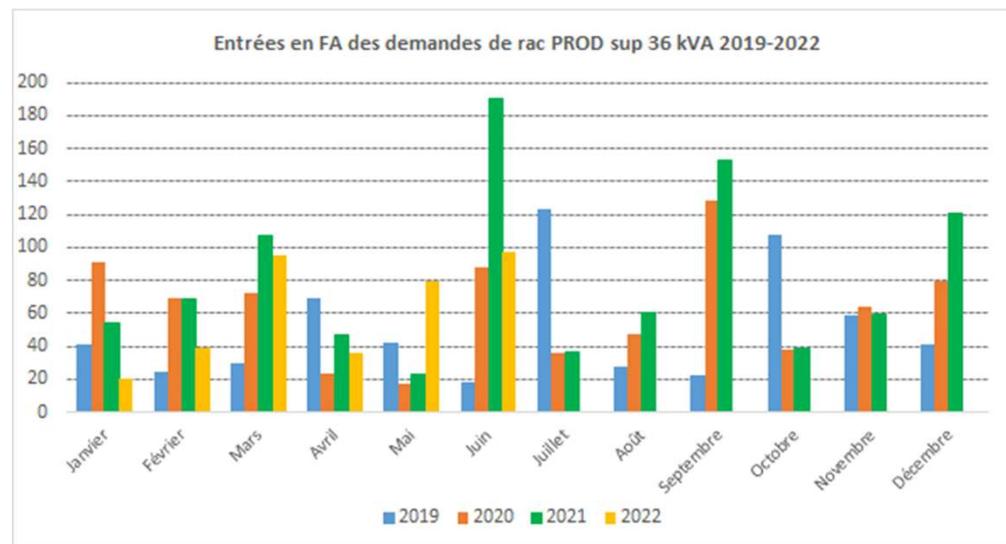
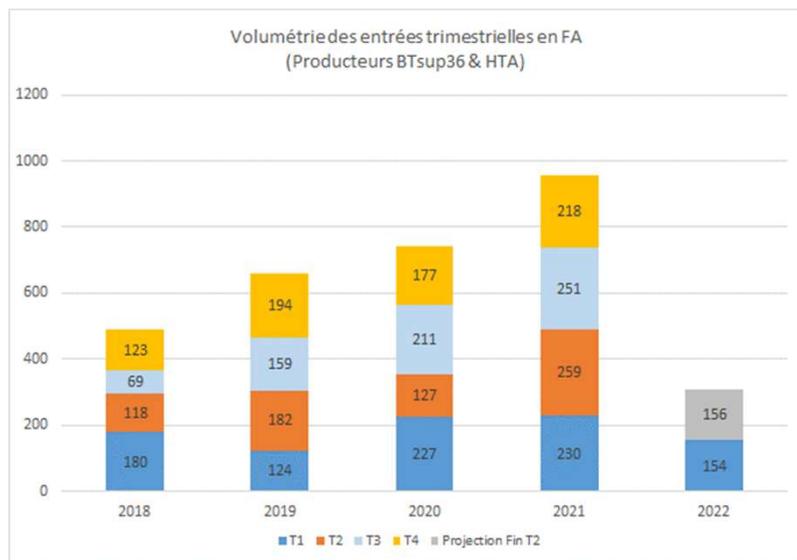
Au trimestre 2, nous avons enregistré 214 demandes en file d'attente (vs 259 en 2021). En réalité, sur les 214 demandes :

- 136 sont des nouvelles demandes
- 78 sont des demandes qui étaient déjà en file d'attente et que les producteurs ont abandonnées pour les redéposer au T2 (nouveau taux de réfaction, hausse du tarif d'achat)

### Point sur la tenue des délais en 2022 :

**88%** des PTF ont été envoyées dans les délais

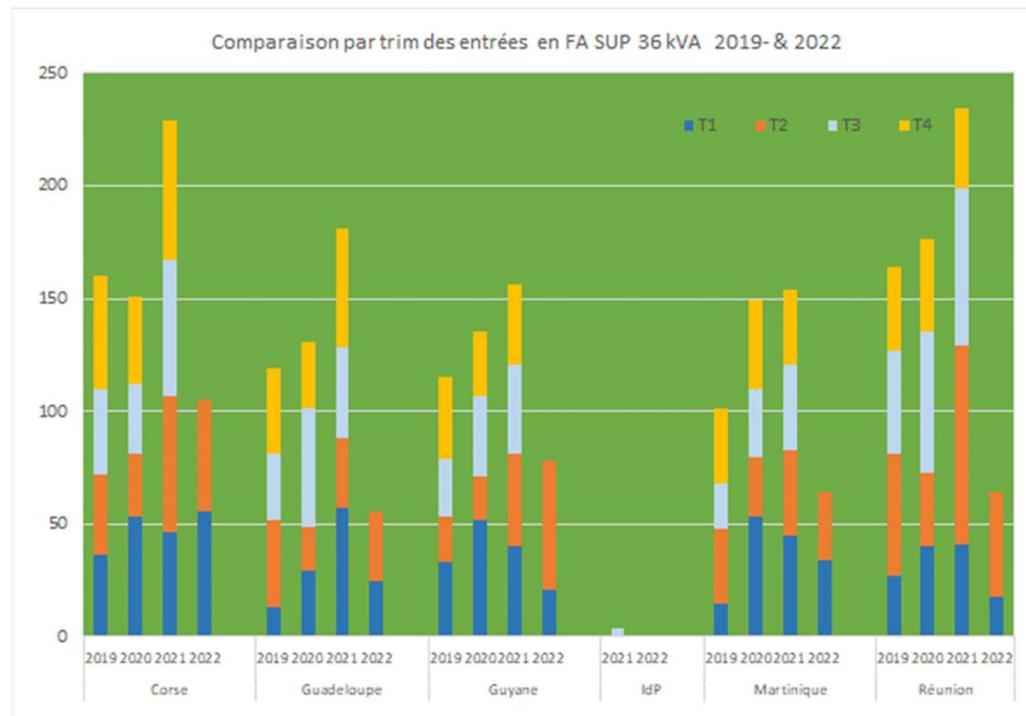
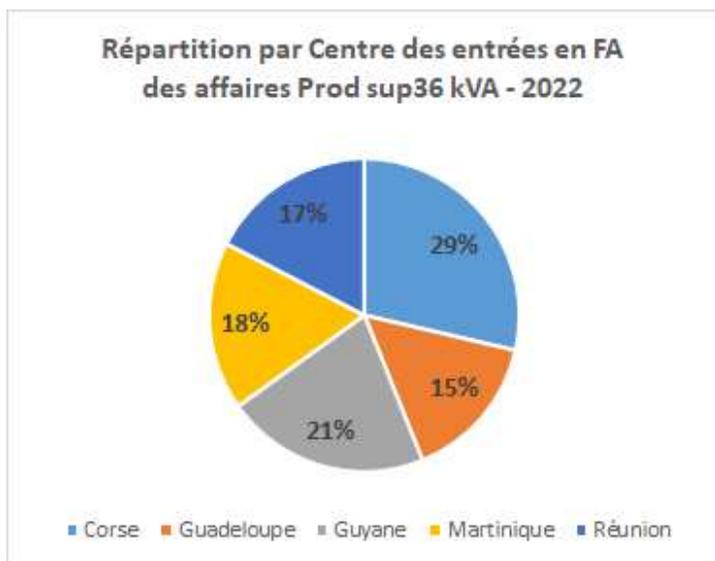
**90%** des CRD ont été envoyées dans les délais



## 2. Dynamique par centre des entrées en FA des demandes de raccordement SUP 36 kVA PROD (maj au 23 Juin 2022)

A fin juin :

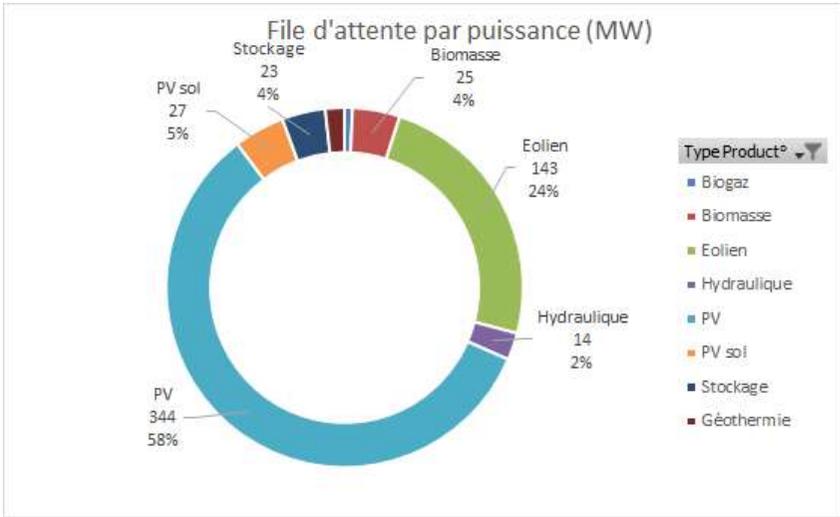
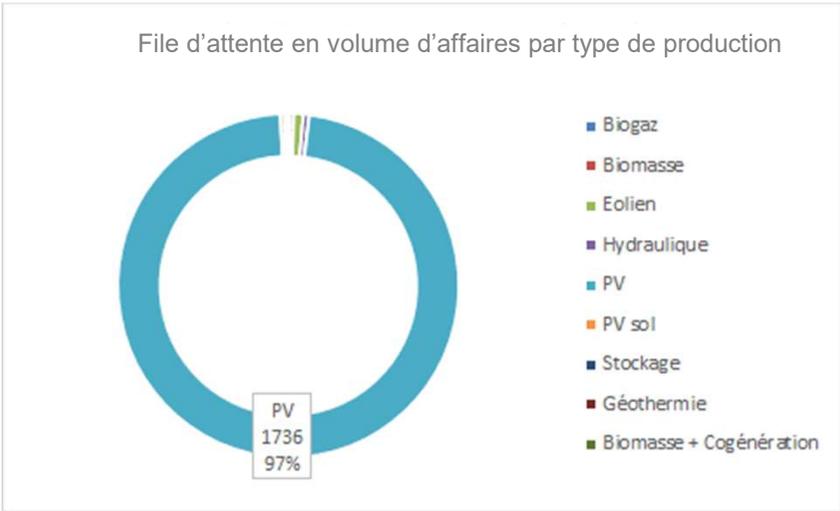
- ✓ Corse a capté 29% des demandes. A la différence des autres Centres, la Corse a reçu un nombre de demandes similaire en 2022 par rapport aux années précédentes.
- ✓ Guadeloupe : 15%
- ✓ Martinique : 18%
- ✓ Réunion : 17%
- ✓ La Guyane a capté 21% des demandes. C'est le centre Guyane qui a reçu le plus de demandes au T2 2022.



### 3. Volume des affaires en file d'attente SUP 36 kVA PROD (maj au 23 Juin 2022)

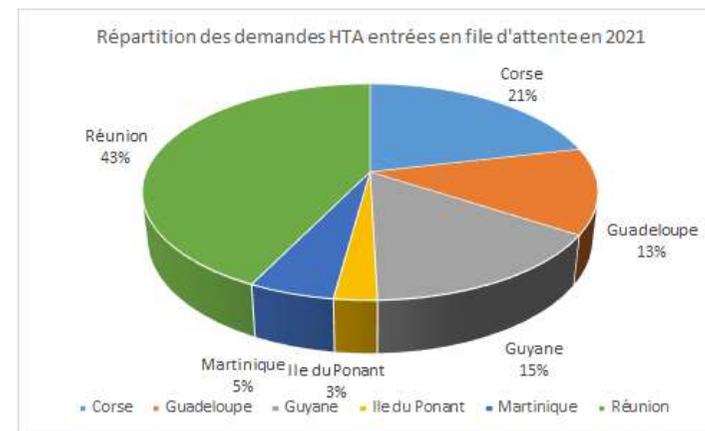
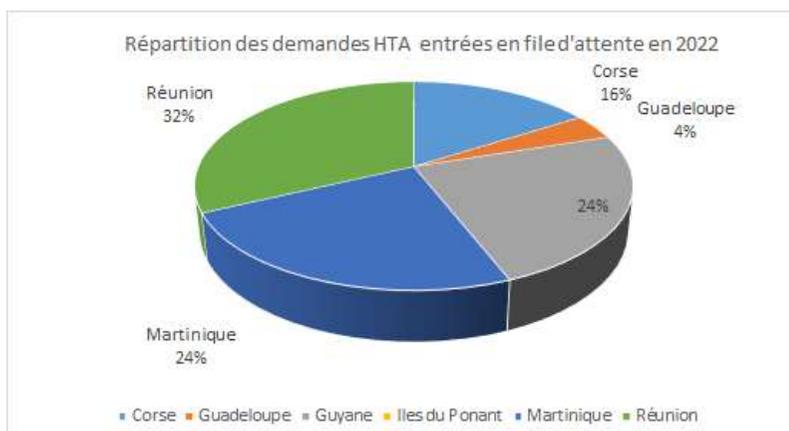
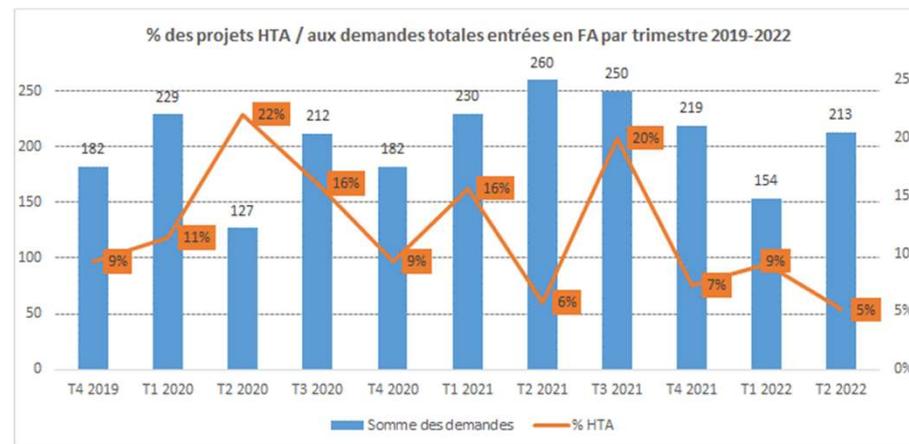
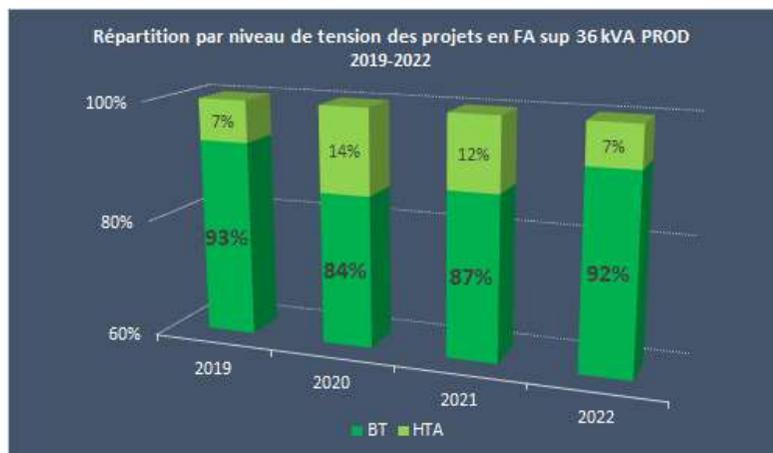
A fin Juin :

✓ Sur l'ensemble des demandes qui sont en FA (*hors HTB*), le **PV** représente **97%** des projets pour une puissance totale réservée en file d'attente de **370 MW**.



#### 4. Zoom des demandes HTA entrées en FA (maj au 23 Juin 2022)

- ✓ A fin Juin, nous avons enregistré 25 nouveaux projets HTA (vs 51 affaires HTA en 2021).
- ✓ 150 projets HTA sont présents en file d'attente pour une puissance réservée de 442 MW.





## 2 – Bilan/Etat technique et financier S(R)RREnR

# INTRODUCTION

- Conformément à l'article D 321-21-1 du code de l'énergie, « *les gestionnaires de réseau public établissent conjointement et transmettent au préfet de région, annuellement, un état technique et financier de la mise en œuvre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Cet état est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau public de transport* ».
  
- Les informations suivantes figurent dans les documents publiés :
  - Actualisation de la quote-part
  - Évolution de la production d'énergie renouvelable
  - Avancement des travaux de l'état initial
  - Avancement des travaux prévus au schéma
  - Utilisation des capacités réservées
  - Etat des dépenses et des quotes-parts perçues
  - Transferts réalisés
  - Solde du schéma pour les bilans techniques et financiers
  
- Les informations figurant dans les ETF de 2022 qui font l'objet de cette présentation sont basées sur les données disponibles au 01/01/2022

# INTRODUCTION

- Réalisation d'un bilan technique et financier pour les territoires ayant atteint le seuil de 2/3 de capacités réservées :
  - Corse  100%
  - Guyane  70%
  - Réunion  70%
- Réalisation d'un état technique et financier pour les autres territoires :
  - Guadeloupe  33%
  - Martinique  50%
- Ces documents sont disponibles sur les sites internet d'EDF SEI :
  - <https://opendata-corse.edf.fr/pages/reseau-rapports/>
  - <https://opendata-guyane.edf.fr/pages/reseau-rapports/>
  - <https://opendata-reunion.edf.fr/pages/reseau-rapports/>
  - <https://opendata-guadeloupe.edf.fr/pages/reseau-rapports/>
  - <https://opendata-martinique.edf.fr/pages/reseau-rapports/>

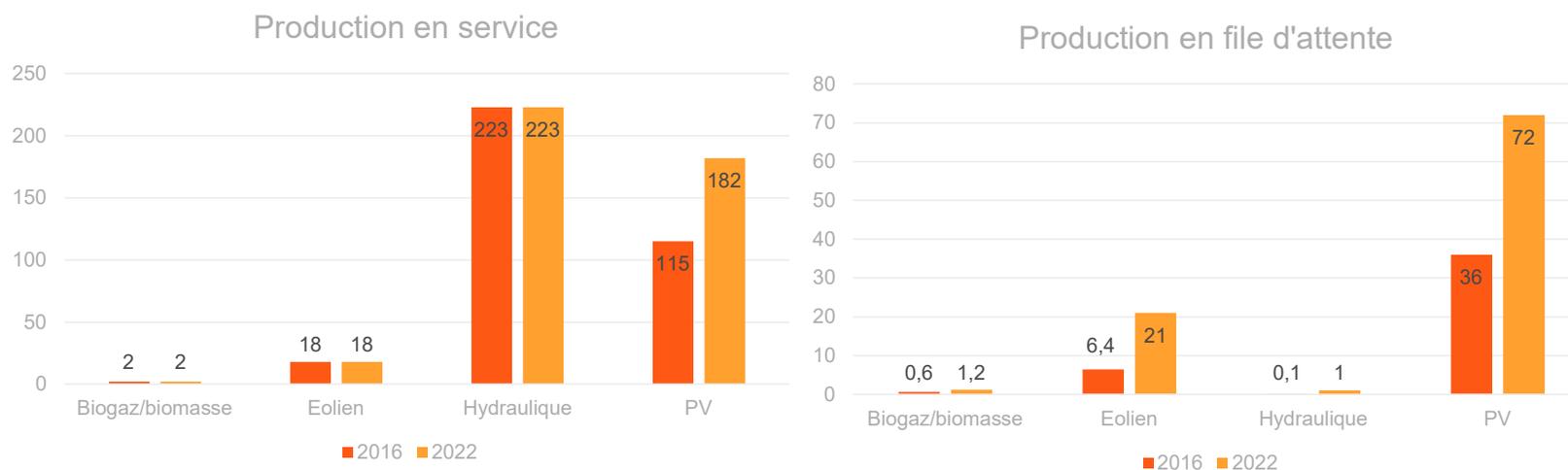
# BTF CORSE AU 01/01/2022

- 07 juin 2016 - entrée en vigueur du S2REnR Corse
  - 27 MW de capacités réservées pour les EnR
  - Aucun travaux de création ni de renforcement
  - Quote-part nulle
  
- Septembre 2016 – atteinte du seuil des 2/3 de capacités utilisées
  - Sollicitation du Préfet sur le corps d’hypothèses de référence à utiliser pour la révision du schéma
  - Proposition d’attendre la sortie du décret d’avril 2020 et la nouvelle PPE pour engager la révision du schéma
  
- Points importants
  - Les demandes de raccordement sont traitées conformément à la réglementation en vigueur (article D.342-22-2)
  - Peu de point de blocage pour le moment

# BTF CORSE

## EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma (2016)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2022
En file d'attente	55	95
En service	356	413
Total	411	508



# BTF GUYANE AU 01/01/2022

- 10 mars 2020 - entrée en vigueur du S2REnR Guyane
  - 105 MW de capacités réservées pour les EnR
  - 10,85 M€ d'investissements :
    - Création d'un poste d'évacuation des nouveaux moyens de production EnR dans la zone de Petit Saut
    - Ajout d'un nouveau transformateur HTB/HTA au poste source d'Organabo
  - Quote-part actualisée selon l'indice TP12a 109,1 k€/MW
- Novembre 2021 – atteinte du seuil des 2/3 de capacités utilisées
  - Le schéma est en cours de révision
- Points importants
  - Les seuils de déclenchement des travaux prévus ont été atteints
  - L'évolution des travaux initialement prévus dans la zone de Petit Saut entraine un solde positif du schéma
  - Certaines zones sont saturées : tout transfert de capacité vers le poste d'Organabo est notamment impossible

# BTF GUYANE AU 01/01/2022

## EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2022
En file d'attente	78	118
En service	156	173
Total	238	291

- Rythme de développement des projets stable en 2021
  - Entrée en FA de 16 MW de projets PV
  - Entrée en FA de 22 MW de projets PV+S

# BTF GUYANE AU 01/01/2022

## AVANCEMENT DES TRAVAUX

### ▪ Travaux pris en compte dans l'état initial

- Poste électrique de Macouria :
  - Travaux de génie civil en cours depuis octobre 2021.
  - Mise en service prévue fin mars 2023.

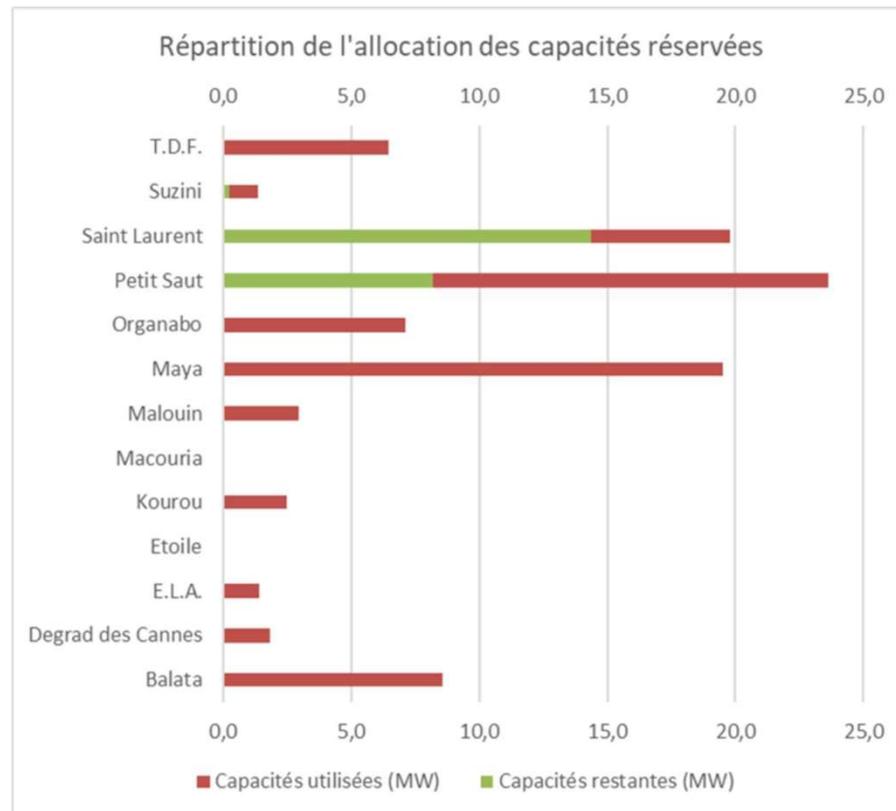
### ▪ Travaux prévus dans le S2REnR

- Création d'un poste source dans la zone de Petit Saut
  - Seuil de déclenchement des travaux atteint
  - Optimisation des travaux prévus : restructuration profonde du poste d'alimentation des auxiliaires de la centrale hydroélectrique de Petit Saut.
  - Possibilité de raccordement des producteurs dès mi-2023
  - Coût prévisionnel : 5,6 M€ (contre 9,71 M€ initialement prévu)
  - Sommes dépensées au 01/01/2022 – 470 k€ (achat du 1<sup>er</sup> transformateur et études d'ingénierie).
- Ajout d'un transformateur de 20 MVA au poste d'Organabo
  - Seuil de déclenchement des travaux atteint
  - Date prévisionnelle de mise en service : fin 2022
  - Coût prévisionnel mis à jour : 3,3 M€ (contre 1,32 M€ initialement prévu)
  - Sommes dépensées au 01/01/2022 – 818 k€ (achat du transformateur et du contrôle commande et 1<sup>e</sup> tranche de paiement du marché travaux + dépenses d'ingénierie).

# BTF GUYANE AU 01/01/2022

## EVOLUTION DU SCHÉMA

- Plus de 15 MW de capacités ont été transférées entre postes
- Plusieurs postes sont saturés du point de vue des capacités disponibles mais des transferts sont encore envisageables vers la zone de Cayenne notamment.
- Les transferts vers le poste d'Organabo ne sont plus autorisés



# BTF GUYANE AU 01/01/2022

## ESTIMATION DU SOLDE DU SCHÉMA

- $\Delta = QP \text{ propositions acceptées} - I \text{ engagé} + QP \text{ diffus} = 4611 \text{ k€}$ 
  - Quotes-parts correspondant aux propositions acceptées : 5732 k€
  - Quotes-parts non perçues liées aux raccordements diffus (<250 kVA) : 1846 k€ (17,7 MW)
  - Estimation du montant des investissements engagés : 2967 k€
- L'optimisation des travaux dans la zone de Petit Saut conduit à un solde du schéma positif.
- Ce solde sera déduit du montant des investissements prévus au prochain schéma lors de l'estimation de la prochaine quote-part
  - $QP = (\text{Montant des investissements} - \Delta) / \text{Capacité globale d'accueil}$

# BTF RÉUNION AU 01/01/2022

- 19 mars 2019 - entrée en vigueur du S2REnR Réunion
  - 163 MW de capacités réservées pour les EnR
  - 3,4 M€ d'investissement (création d'un TD sur la ligne Abondance-St Pierre)
  - Quote-part actualisée selon l'indice TP12a 22,9 k€/MW
  
- Novembre 2021 – atteinte du seuil des 2/3 de capacités utilisées
  - Le schéma est en cours de révision
  
- Points importants
  - Le seuil de déclenchement du TD n'a pas été atteint
  - De nombreux transferts de capacités ont été réalisés

# BTF RÉUNION AU 01/01/2022

## EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma (2019)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2022
En file d'attente	45	134
En service	427	449
<b>Total</b>	<b>472</b>	<b>583</b>

- Rythme de développement des projets soutenu en 2021
  - Mise en service de 5,8 MW de projets PV
  - Entrée en FA de 1 MW de projets hydraulique
  - Entrée en FA de 36 MW de projets PV
  - Entrée en FA de 27 MW de projets PV+S

# BTF RÉUNION AU 01/01/2022

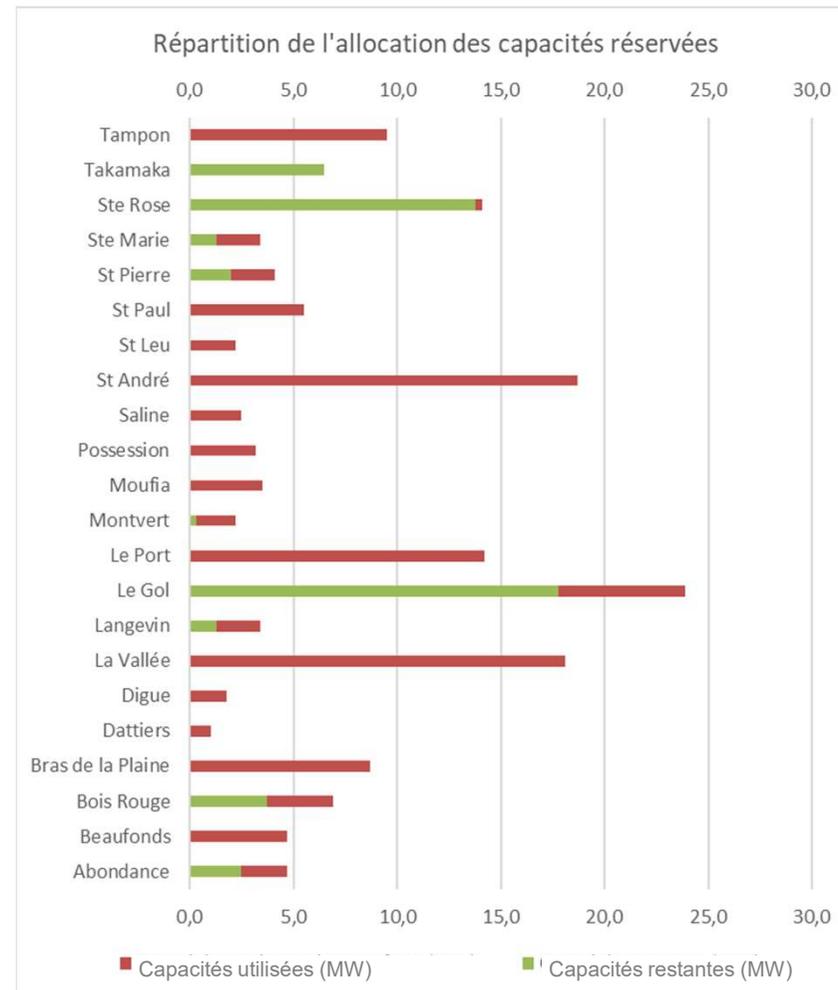
## AVANCEMENT DES TRAVAUX

- **Travaux pris en compte dans l'état initial**
  - Poste électrique de Mont Vert et son alimentation par deux liaisons depuis St Pierre – mis en service en novembre 2020. Plusieurs projets en file d'attente sur ce poste.
  
- **Travaux prévus dans le S2REnR**
  - Création d'un TD au poste d'Abondance – le seuil de déclenchement des travaux n'a pas encore été atteint avec les projets actuellement en file d'attente sur les postes de Ste Rose, Beaufonds et Abondance.
  - Coût prévisionnel : 3,4 M€ - Actualisé à 3,66 M€
  - Sommes dépensées au 01/01/2022 – 22 k€ (fourniture d'un livrable d'étude).

# BTF RÉUNION AU 01/01/2022

## EVOLUTION DU SCHÉMA

- Plus de 40 MW de capacités ont été transférées entre postes
- Plusieurs postes sont saturés du point de vue des capacités disponibles (zone de St Denis notamment) mais tous ne sont pas saturés électriquement donc des transferts sont encore envisageables.



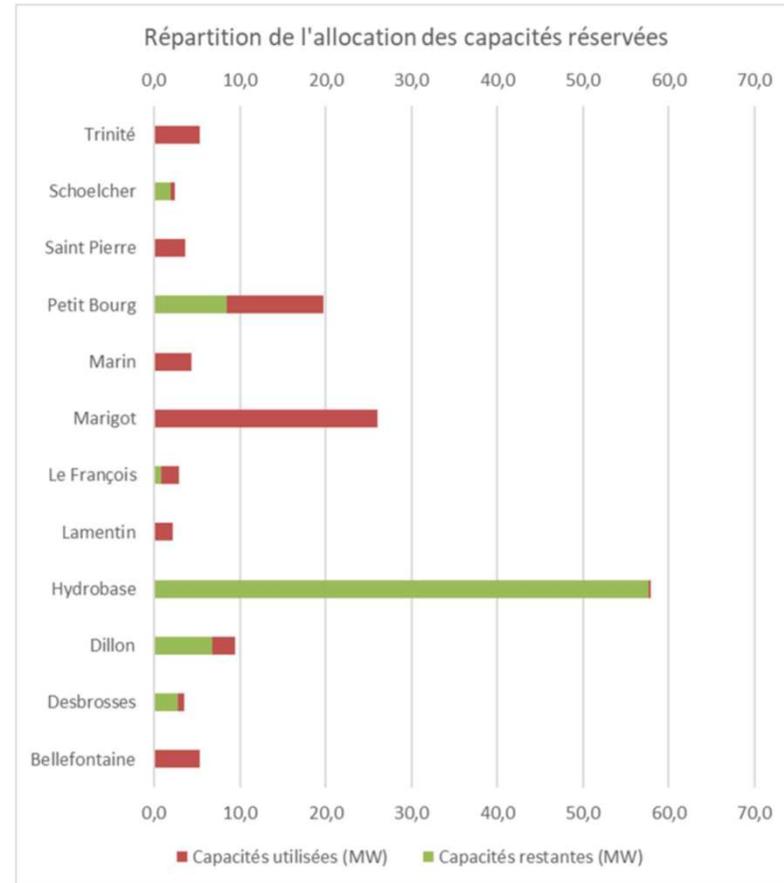
# BTF RÉUNION AU 01/01/2022

## ESTIMATION DU SOLDE DU SCHÉMA

- $\Delta = QP \text{ propositions acceptées} - I \text{ engagé} + QP \text{ diffus} = 2486 \text{ k€}$ 
  - Quotes-parts correspondant aux propositions acceptées : 1829 k€
  - Quotes-parts non perçues liées aux raccordements diffus (<250 kVA) : 679 k€ (32 MW)
  - Estimation du montant des investissements engagés : 22 k€
- Le seuil de déclenchement des travaux n'a pas été atteint. Les dépenses liées aux travaux sont donc très limitées et le solde du schéma est positif.
- Ce solde sera déduit du montant des investissements prévus au prochain schéma lors de l'estimation de la prochaine quote-part
  - $QP = (\text{Montant des investissements} - \Delta) / \text{Capacité globale d'accueil}$

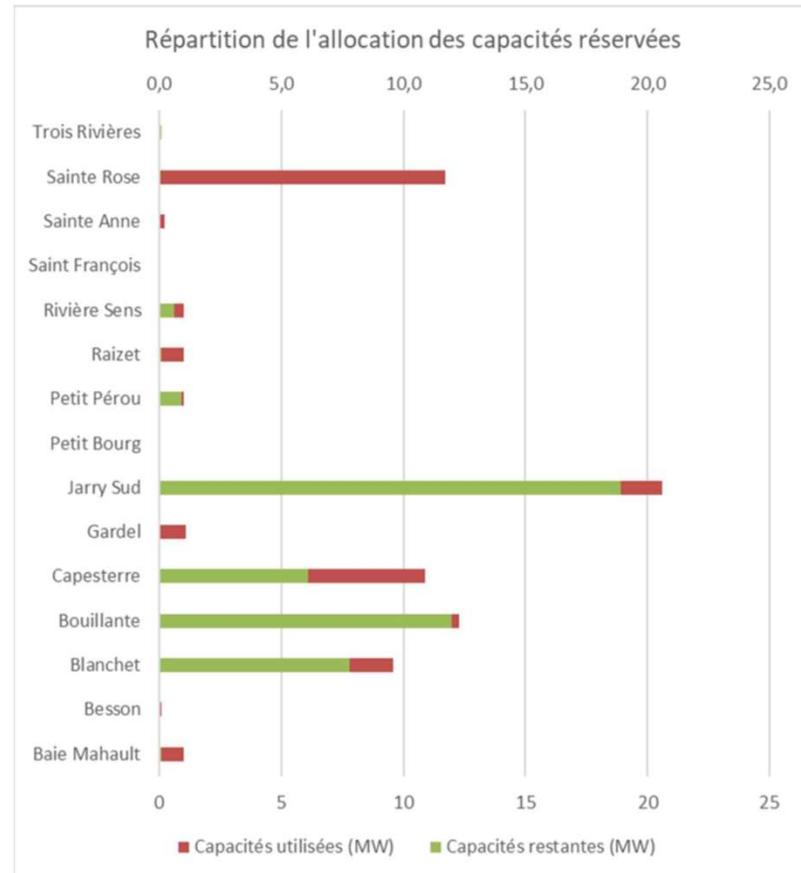
## ETF MARTINIQUE – 01/01/2022

- Le S3REnR de La Martinique prévoit une capacité d'accueil de 142 MW.
- Les investissements nécessaires à l'accueil de ces projets EnR s'élèvent à 22,8 M€.
  - Le seuil de déclenchement est atteint pour la création de la ligne Trinité-Lamentin et l'augmentation de transformation au poste de Marigot.
  - Sommes dépensées et engagées : 3780 k€
- La quote-part correspondante est plafonnée. Le montant actualisé selon l'indice TP12a s'élève à 111 k€/MW.
  - Quote-parts perçues ou à percevoir : 4961 k€
  - Quote-parts non perçues liées au diffus : 1960 k€
- 48% des capacités réservées ont été affectées
- 15 MW ont été transférés au total
- Les postes de Bellefontaine, Lamentin, Marigot, Saint Pierre et Trinité sont saturés.



## ETF GUADELOUPE – 01/01/2022

- Le S3REnR de La Guadeloupe prévoit une capacité d'accueil de 74 MW.
- Les investissements nécessaires à l'accueil de ces projets EnR s'élèvent à 4 M€.
  - Le seuil de déclenchement n'est pas encore atteint pour l'augmentation de transformation du poste de Blanchet.
  - Sommes dépensées et engagées : 660 k€
- La quote-part actualisée selon l'indice TP12a s'élève à 56,1 k€/MW.
  - Quote-parts perçues ou à percevoir : 910 k€
  - Quote-parts non perçues liées au diffus : 400 k€
- 33 % des capacités réservées ont été affectées.
- 12 MW ont été transférés au total
- Plusieurs postes ne disposent plus de capacités réservées. Les transferts de la zone de Grande-Terre vers la zone de Basse-Terre et inversement ne sont pas garantis.



# SYNTHÈSE

- Les projets faisant l'objet de demande de raccordement dans le cadre des schémas ne sont pas toujours conformes aux projets identifiés lors de la préparation des schémas.
  - De nombreux transferts ont été réalisés depuis l'entrée en vigueur des schémas.
  - Des demandes de raccordement compliquées à traiter pour rester conforme à la réglementation S3REnR
- Trois schémas sont actuellement en cours de révision.
  - Le recensement des projets a été fait à la Réunion
  - Le recensement des projets est en cours en Corse
  - Le recensement des projets est à venir en Guyane
- Les prochaines étapes :

Actions **EDF SEI** en concertation avec les acteurs locaux (\*).

Pré-concertation avec les producteurs : identification/spatialisation des futurs projets EnR

Consultation acteurs locaux sur le développement des différentes filières de production EnR

Actions **EDF SEI**

Etudes de réseaux sur la base des gisements identifiés (agrégés au niveau PS) (~3 mois)



### 3 – Déploiement compteur numérique

# Déploiement des clients producteurs : une dynamique de pose forte



**7 956**

Parc de sites producteurs CRE, soit ~**0,7%** du parc global de compteurs actuel.



**3 414**

Compteurs numériques producteurs installés, soit un taux de remplacement de **43%**.

- ✓ Tous les cas techniques sont maîtrisés et peuvent être déployés en compteurs numériques
- ✓ Pour l'existant, le remplacement est réalisée par les équipes EDF au fil de l'eau
- ✓ Pour les nouveaux sites producteurs, la pose d'un Compteur Numérique est immédiate



Les télé-opérations producteurs sont possibles et offrent les services suivants :

- ✓ Changement du mode TIC historique/standard
- ✓ Mise en service et programmation compteur
- ✓ Relève
- ✓ Modification programmation
- ✓ Remontée de la courbe de charge
- ✓ Mise hors service



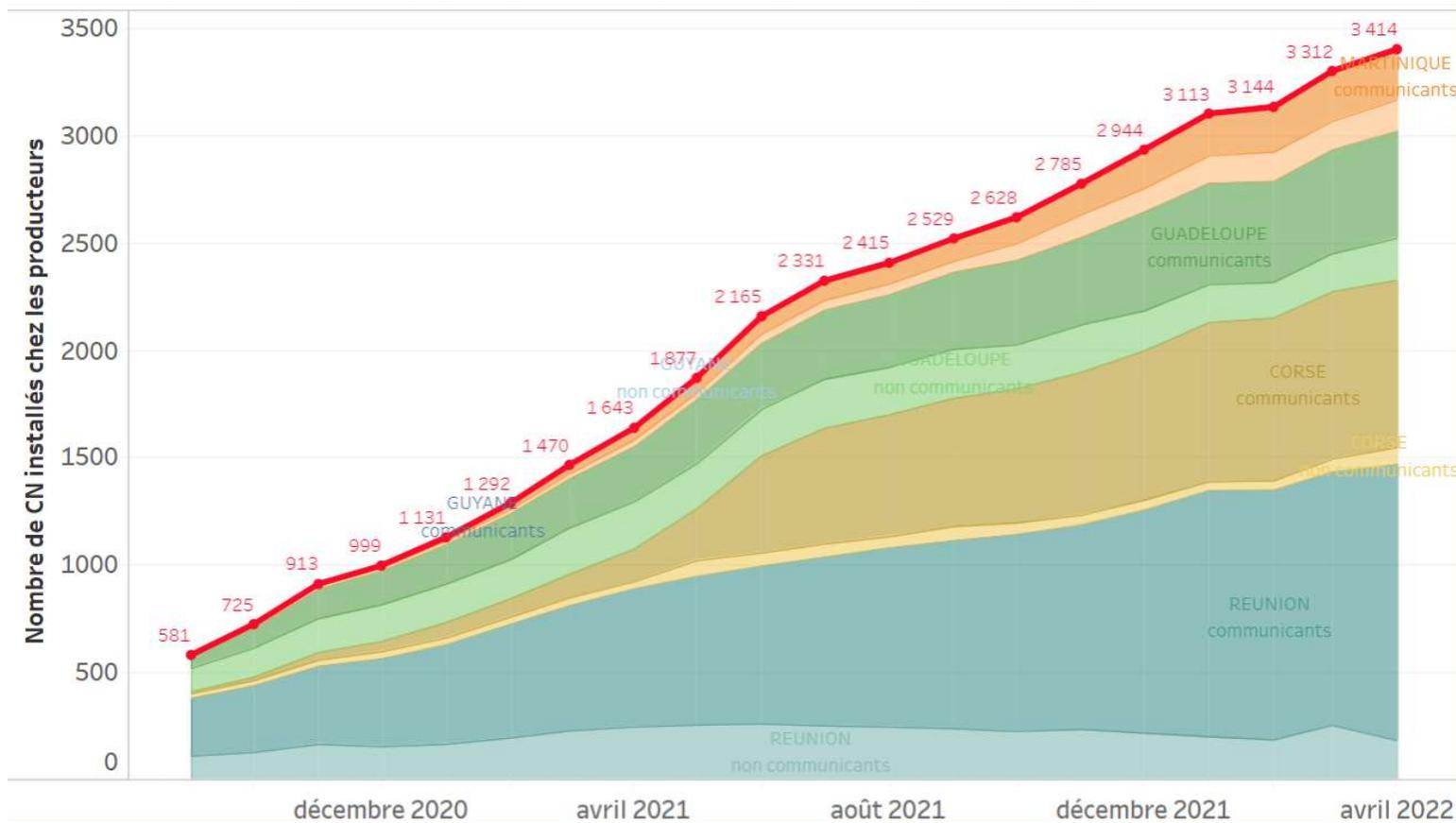
Il est possible de modifier le mode TIC en fonction des besoins du producteur, soit lors de la programmation, soit ultérieurement. S'adresser à l'acheteur en précisant les coordonnées du PDL et le mode souhaité

Données arrêtées au 22/06/2022

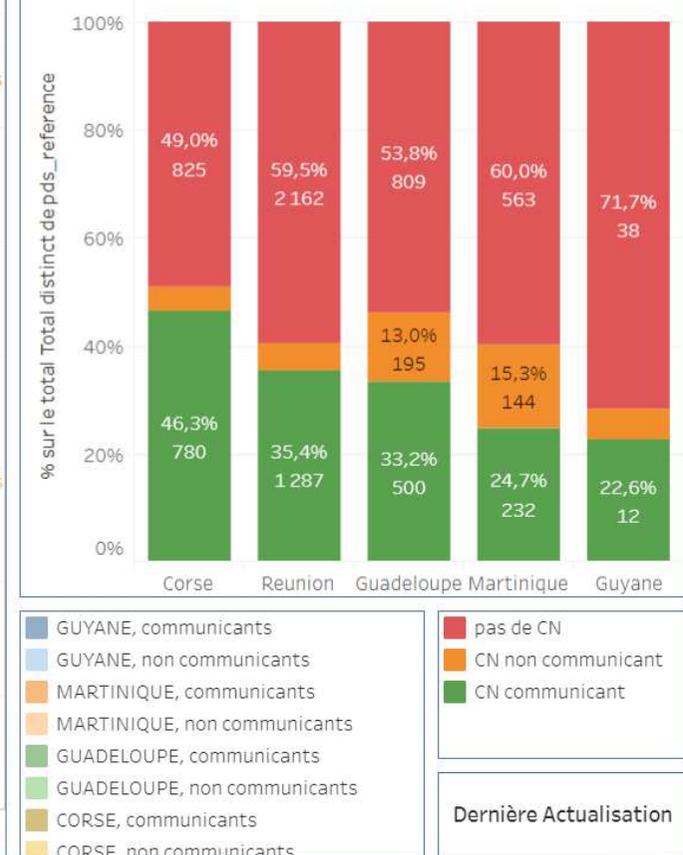
# Détails

	Parc sites producteurs (CRE)
Corse	1 695
Guadeloupe	1 560
Guyane	51
Martinique	981
Réunion	3 669
<b>TOTAL</b>	<b>7 956</b>

Historique du nombre de CN installés chez les producteurs par mois et par centre



Situation actuelle





## 4 – Limitations (déconnexions)

# CADRE RÉGLEMENTAIRE

- La loi

> **Article L141-9**

Version en vigueur depuis le 19 août 2015

[Création LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 - art. 176 \(V\)](#)

Aux mêmes fins et selon les mêmes modalités que celles prévues à l'article L. 141-8, les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental élaborent un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans leur zone de desserte.

Pour éviter la défaillance du système électrique, ils peuvent demander la déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire lorsqu'ils constatent que la somme des puissances actives injectées par de telles installations dépasse un seuil de la puissance active totale transitant sur le réseau. Pour les collectivités mentionnées au I de l'article L. 141-5, ce seuil est inscrit dans le volet mentionné au 5° du II du même article.

## Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le ...

version à la date :

d'aujourd'hui ou du 25/06/2020

[← Retour au Sommaire du JO](#)

[← Texte précédent](#)

[Texte suivant >](#)

> **Article 63**

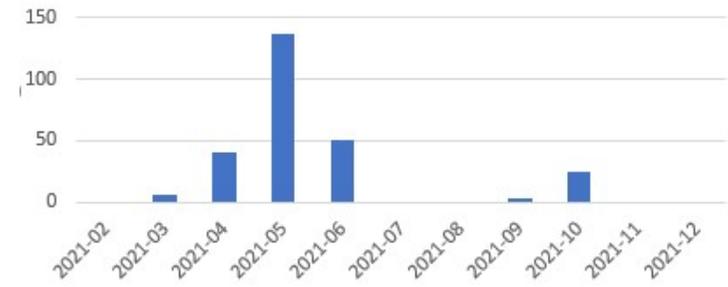
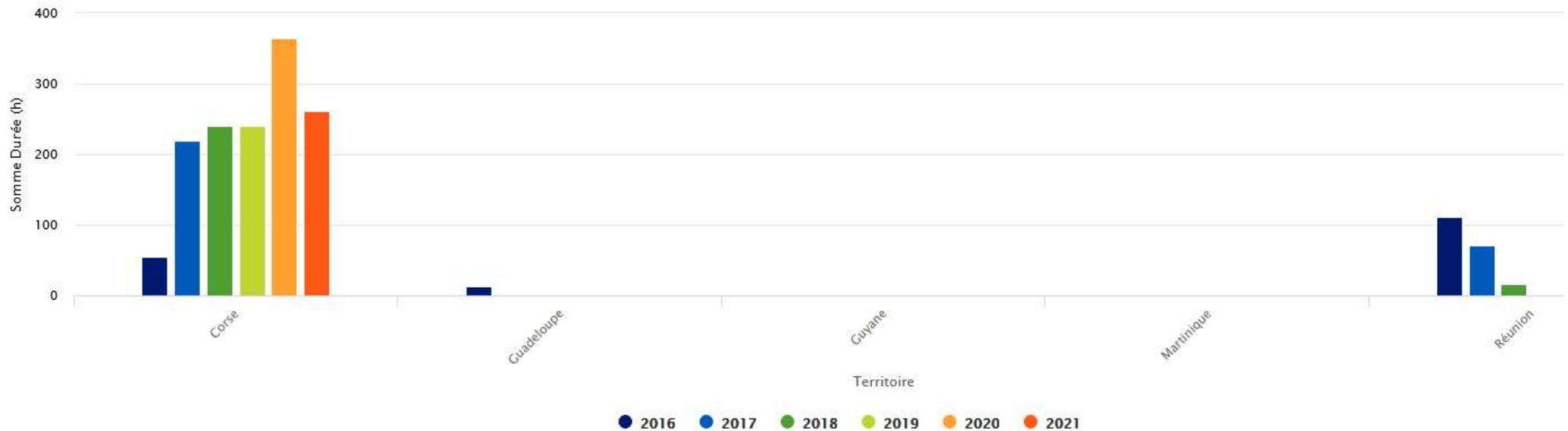
Toute installation de production dont la puissance  $P_{installée}$  est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire peut voir sa production de puissance active limitée par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations dépasse le seuil mentionné au [deuxième alinéa de l'article L. 141-9 du code de l'énergie](#). Les circonstances dans lesquelles ces déconnexions peuvent être demandées sont précisées dans la convention de raccordement et les modalités selon lesquelles elles sont effectuées le sont dans la convention d'exploitation.

Pour l'application de l'alinéa précédent, deux ou plusieurs projets sont réputés ne constituer qu'une seule installation s'ils sont situés sur la même toiture ou sur la même parcelle.

- La DTR (SEI-REF-03) précise l'ordre de limitation : dernier en file d'attente, premier limité (>36 kVA)

# RÉALISATION

- EDF SEI estime que les 5 grands réseaux seront concernés dans les prochaines années. Seule la Corse est réellement concernée aujourd'hui (plus de 10 MW écrêtés).



- [Lien](#) vers l'open data



# CALCUL POUR LES OFFRES DE RACCORDEMENT (1/2)

## Les délais moyens de raccordement BT << délais moyens de raccordement HTA

Les offres de raccordement présentent un volume d'heures de limitations annuelles estimées. Ce calcul prend en compte pour une affaire donnée ayant une entrée en file d'attente  $t_0$  référencée N°ARD  $xx$  :

- Les consommations globales de l'année de référence au pas horaire
- La production par filière estimée au pas horaire par les sites entrés avant en file d'attente.

Seules les productions mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire font l'objet d'une estimation.

### Pour le photovoltaïque :

L'estimation est faite sur le principe suivant :

- Un gabarit construit sur la base des puissances moyennes horaires réalisées sur l'année de référence divisées par les puissances nettes livrées au RPD cumulées

⇒ Point chaque point horaire de l'année on a  $xx$  kW / kW nets livrés RPD,

Sur le principe de la règle de trois, on effectue le calcul suivant :

[Volume cumulé des installations de production entrées avant en file d'attente qu'elles soient en service ou pas en kW nets livrés RPD] x [gabarit]

# CALCUL POUR LES OFFRES DE RACCORDEMENT (2/2)

## Pour l'éolien:

On commence à avoir des données suffisantes en nombre sur plusieurs territoires pour pouvoir basculer vers un fonctionnement identique au photovoltaïque. Il faut encore plus de sites en service pour estomper les gestes d'exploitation des centrales.

En attendant, pour l'éolien l'outil travaille sur la base d'une approche statistique.

Les contrôles réalisés sur des sites en service montrent que le résultat est plutôt fiable.

## Le calcul final :

- Pour chaque point horaire de l'année de référence
- Si la somme PV+Eolien calculés > 35% de la consommation alors on compte l'heure devant être limitée.

Ce calcul, dont le résultat est porté dans les PTF et CR, prend en compte toutes les affaires dont la demande de raccordement a été jugée complète et recevable par EDF qu'elles soient en service et en file d'attente.

# Les informations mises à disposition sur l'OpenData:

72 enregistrements

Aucun filtre actif

Filtres

Rechercher...

Territoire

- Corse 72

Mois

- 2016 12
- 2017 12
- 2018 12
- 2019 12
- 2020 12
- 2021 12

Territoire	Mois	Durée (h)	Taux d'ENR interfacé par ...	
45	Corse	Septembre 2019	3,0	98,7 %
46	Corse	Octobre 2019	11,0	98,8 %
47	Corse	Novembre 2019	0,0	98,9 %
48	Corse	Décembre 2019	0,0	99 %
49	Corse	Janvier 2020	0,0	100 %
50	Corse	Février 2020	0,0	100 %
51	Corse	Mars 2020	0,0	99,96 %
52	Corse	Avril 2020	83,0	96,94 %
53	Corse	Mai 2020	141,0	96,5 %
54	Corse	Juin 2020	107,0	94,27 %
55	Corse	Juillet 2020	6,0	99,85 %
56	Corse	Août 2020	0,0	100 %
57	Corse	Septembre 2020	7,3	99,58 %
58	Corse	Octobre 2020	13,9	99,39 %
59	Corse	Novembre 2020	0,0	100 %
60	Corse	Décembre 2020	0,0	100 %
61	Corse	Janvier 2021	0,0	100 %
62	Corse	Février 2021	0,0	100 %
63	Corse	Mars 2021	6,0	99,79 %
64	Corse	Avril 2021	48,0	97,82 %
65	Corse	Mai 2021	138,0	92,37 %
66	Corse	Juin 2021	61,0	98,29 %
67	Corse	Juillet 2021	0,0	100 %
68	Corse	Août 2021	0,0	100 %
69	Corse	Septembre 2021	3,0	99,75 %
70	Corse	Octobre 2021	25,0	98,63 %
71	Corse	Novembre 2021	0,0	100 %
72	Corse	Décembre 2021	0,0	100 %

sont calculées sur la base du réalisé !

Déconnexion maximale des installations photovoltaïques

Informations Tableau Analyse Export API

Territoire	Mois	Durée (h)	Taux d'ENR interfacé par ...	
45	Guadeloupe	Septembre 2019	0,0	100 %
46	Guadeloupe	Octobre 2019	0,0	100 %
47	Guadeloupe	Novembre 2019	0,0	100 %
48	Guadeloupe	Décembre 2019	0,0	100 %
49	Guadeloupe	Janvier 2020	0,0	100 %
50	Guadeloupe	Février 2020	0,0	100 %
51	Guadeloupe	Mars 2020	0,0	100 %
52	Guadeloupe	Avril 2020	0,0	100 %
53	Guadeloupe	Mai 2020	0,0	100 %
54	Guadeloupe	Juin 2020	0,0	100 %
55	Guadeloupe	Juillet 2020	0,0	100 %
56	Guadeloupe	Août 2020	0,0	100 %
57	Guadeloupe	Septembre 2020	0,0	100 %
58	Guadeloupe	Octobre 2020	0,0	100 %
59	Guadeloupe	Novembre 2020	0,0	100 %
60	Guadeloupe	Décembre 2020	0,0	100 %
61	Guadeloupe	Janvier 2021	0,0	100 %
62	Guadeloupe	Février 2021	0,0	100 %
63	Guadeloupe	Mars 2021	0,0	100 %
64	Guadeloupe	Avril 2021	0,0	100 %
65	Guadeloupe	Mai 2021	0,0	100 %
66	Guadeloupe	Juin 2021	0,0	100 %
67	Guadeloupe	Juillet 2021	0,0	100 %
68	Guadeloupe	Août 2021	0,0	100 %
69	Guadeloupe	Septembre 2021	0,0	100 %
70	Guadeloupe	Octobre 2021	0,0	100 %
71	Guadeloupe	Novembre 2021	0,0	100 %
72	Guadeloupe	Décembre 2021	0,0	100 %

Partager Intégrer Widget

**Les affaires encore en file d'attente ne sont pas prises en compte...  
et elles sont nombreuses !**



# Extrait du CCP du 23 octobre 2019

## Synthèse

Avec une répartition homogène de la production ENR fatale et interfacée par électronique de puissance, il serait envisageable d'exploiter dans le respect de la politique de risque le système électrique de la Martinique avec une part instantanée pour ce type de production comprise entre 50 et 65 % suivant le niveau de consommation.

Pour cela il est indispensable de poursuivre ou engager :

**Le contrôle de la conformité des installations vis-à-vis des exigences récemment renforcées par la réglementation et qui nécessite :**

- **la sélection par les producteurs de matériels garantissant le niveau d'exigence requis,**
- **la mise en œuvre du suivi de performance par SEI : déploiement matériel, architecture de collecte cybersécurisée, développement des applications pour l'analyse automatisée,**
- **le développement d'un moyen d'essais pour évaluer sur site la robustesse des installations.**

**Les réflexions sur la voie la plus économique pour disposer de plus d'inertie dans le système : reconversion de moyens de production déclassés vs compensateurs synchrones neufs.**

**La réflexion sur le transfert de la totalité de la réserve primaire sur du stockage : durée de vie des batteries, chemin parcouru par la fréquence.**



## 5 – Déploiement compteur numérique

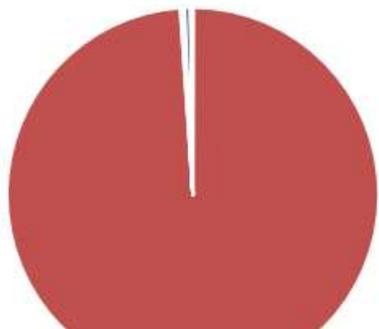
# POINTS DIVERS

- Révision des tarifs S06-S10 – nouvelle délibération de la CRE
- Calcul et vérification des factures des PV + S et Eolien + S : OneClick OMAE
- Trame AO 2019
- AO Solaire
- Arrêté tarifaire
- Guichet stockage
- Lancement projet IPS

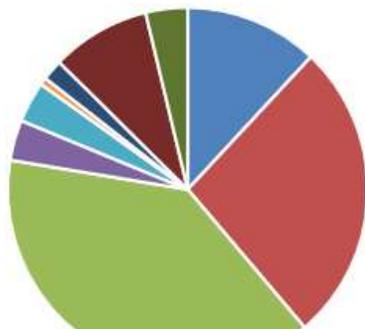
## EDF SEI Acheteur d'énergie

**En 2021 : 7250 Producteurs - 2,25 GW – 7,3 TWh - 2,0 Md€**

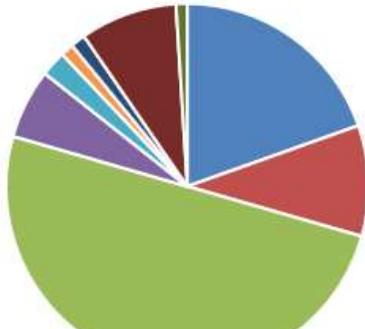
Nombre d'installations



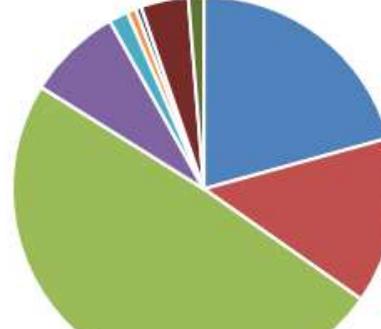
Puissance installée



Energie achetée



Prix payé



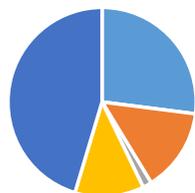
■ Bagasse Charbon ■ PV ■ Thermique ■ Biomasse ■ Eolien ■ Géothermie ■ Hydraulique ■ Liaisons ■ Autres (Biogaz, bioethanol, batteries)



**75%**

C'est la part de la production d'électricité réalisée par des producteurs tiers

Nombre de contrats 2021



■ Corse ■ Guadeloupe  
■ Guyane ■ Martinique  
■ Réunion

20k factures payées

compensées par la CSPE

Coût d'achat moyen 277 €/MWh pour une recette de vente de 70 €/MWh

25 personnes assurent la gestion des contrats et la déclaration des charges





Merci