



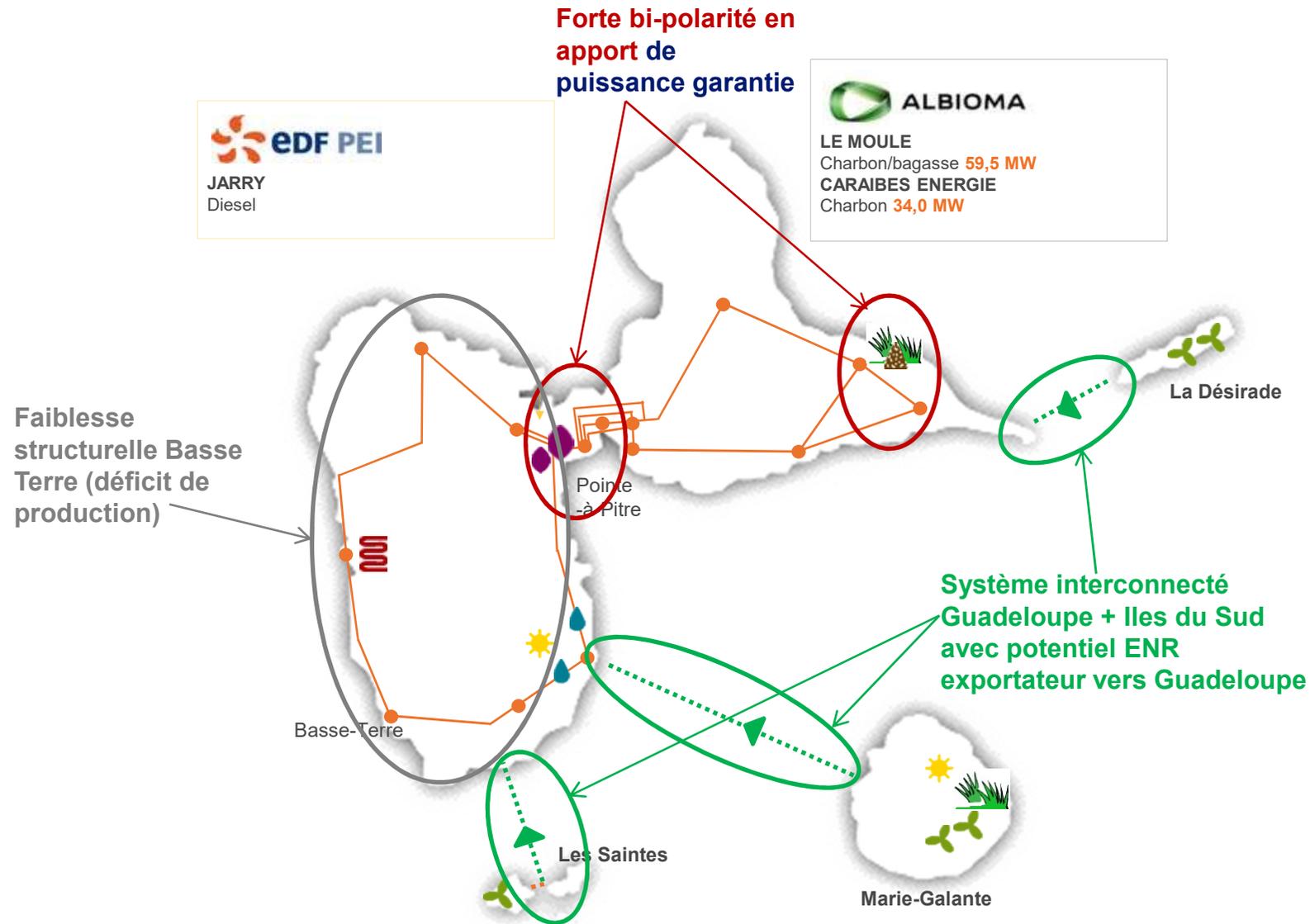
LANCEMENT DE LA REVISION PPE GUADELOUPE – 12 AVRIL 2018

1. LES CARACTÉRISTIQUES DU SYSTÈME
2. LES LEVIERS POUR FACILITER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
3. LE S3RENDR : POINT D'ETAPE

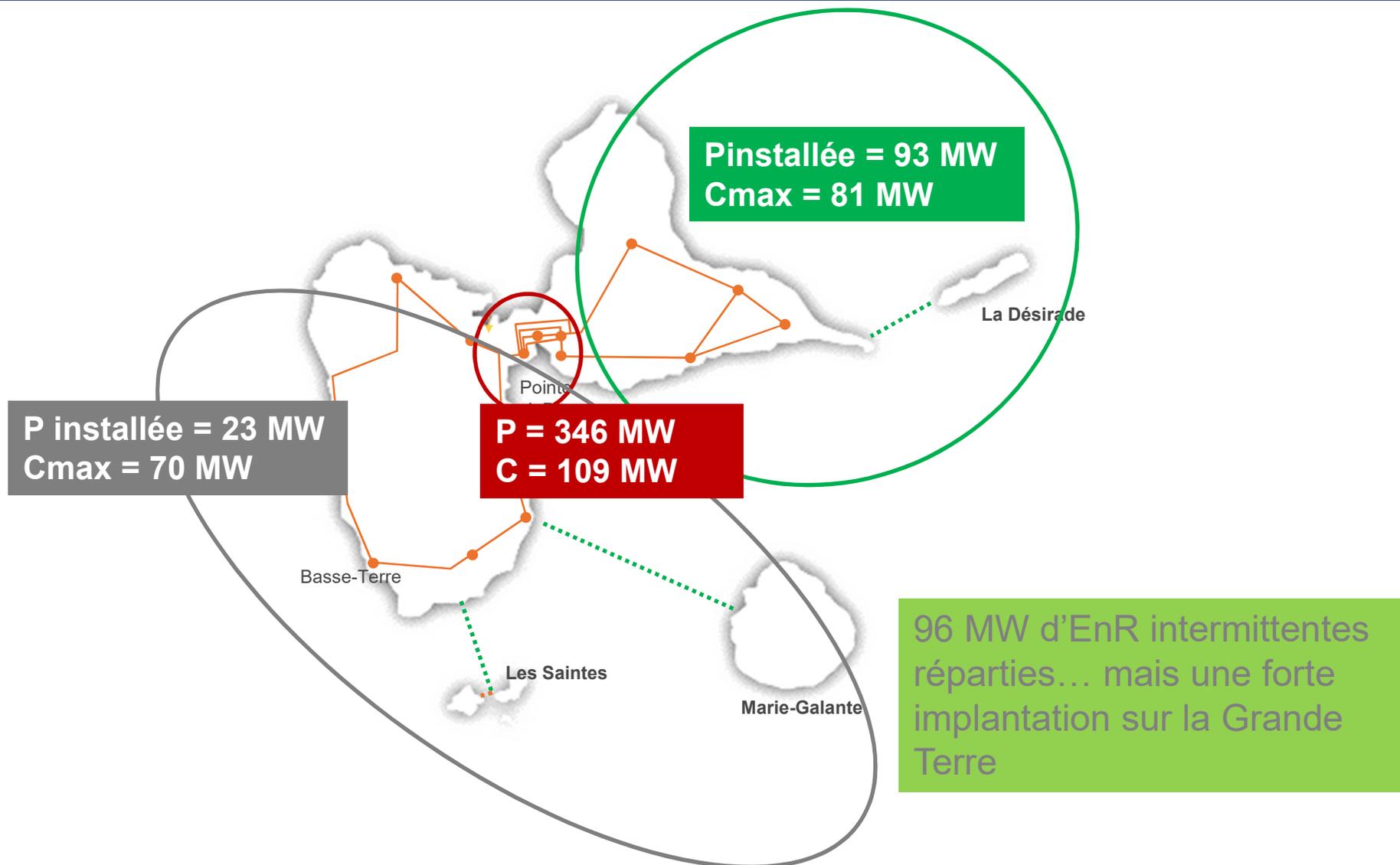


**CARACTÉRISTIQUES
DU SYSTÈME
ELECTRIQUE
GUADELOUPEEN**

Particularités du système guadeloupéen



Trois zones distinctes



Consommation centrée sur la zone Pointoise
Fort déséquilibre P/C en Basse Terre
Ralentissement global de la demande

Caractéristiques actuelles du système guadeloupéen

⇒ 1: Une forte exposition au risque « inertie » en cas de perte de site de production thermique

- En cas de perte de site complet de production (PEI ou Albioma) **probabilité de black-out compte tenu du poids respectif des 2 sites et des contraintes d'inertie du système électrique**
=> des parades à mettre en œuvre pour limiter le risque

⇒ 2: Un réseau de transport maillé, mais une fragilité structurelle en Basse Terre

- Basse Terre: déséquilibre important entre production (déficitaire) et consommation, induisant un fort transit sur les ouvrages HTB, notamment en situation de N-1 lignes HTB
 - Accroissement de la consommation en Basse Terre qui accroît le déséquilibre
- ⇒ **Nécessité de renforcer le réseau HTB en Basse Terre**
- ⇒ **Grand intérêt à développer la production électrique en Basse Terre et à Marie-Galante** (raccordée à la Basse Terre) dans la limite des capacités des ouvrages de réseau

⇒ 3: Un système électrique interconnecté (Guadeloupe continentale et Iles du Sud)

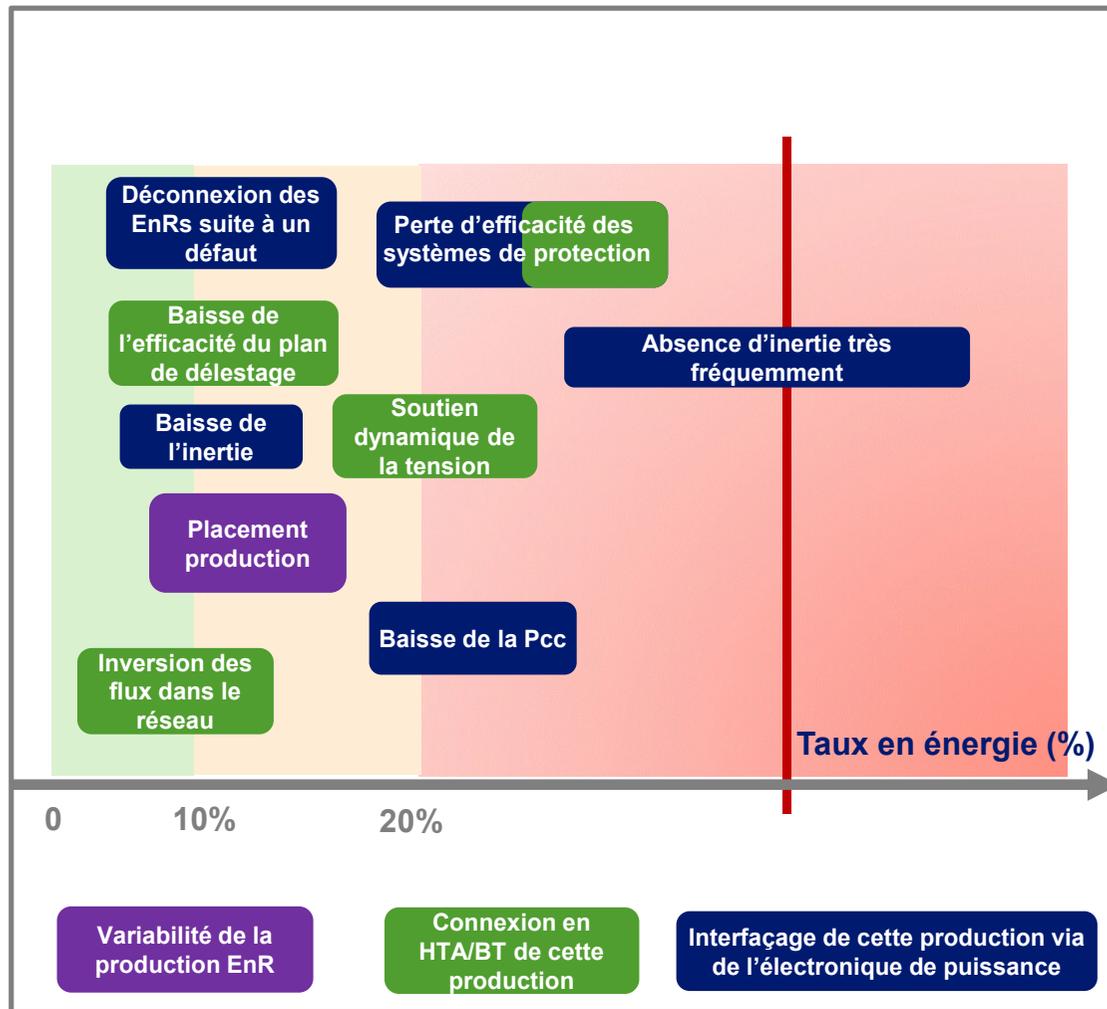
- Liaisons sous marines reliant les trois Iles du Sud à la Guadeloupe continentale.
- Lien synchrone qui joue un double rôle:
 - Sécurise l'approvisionnement électrique des Iles du Sud
 - **Permet d'exploiter le potentiel exportateur d'électricité ENR des Iles du Sud vers la Guadeloupe continentale**



**LES LEVIERS POUR
FACILITER LA
TRANSITION
ENERGETIQUE**

QUELS LEVIERS POUR GARANTIR LA SÛRETÉ DU SYSTÈME LORSQUE LA PART DE L'INTERMITTENCE AUGMENTE ?

Effets de l'éolien et le PV sur le système



Leviers et actions

- Tenue des EnR aux creux de tension et fréquence
- Optimisation des plans de délestage
- Délestage à dérivée de fréquence
- Mise en œuvre du RESCU-F
- Mise en place d'un réglage secondaire automatique
- Programme d'appel adapté (contrainte d'inertie, contraintes dynamiques, yc ENR...)
- Stockage

LE FACTEUR LIMITANT PRINCIPAL : LA FAIBLE INERTIE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

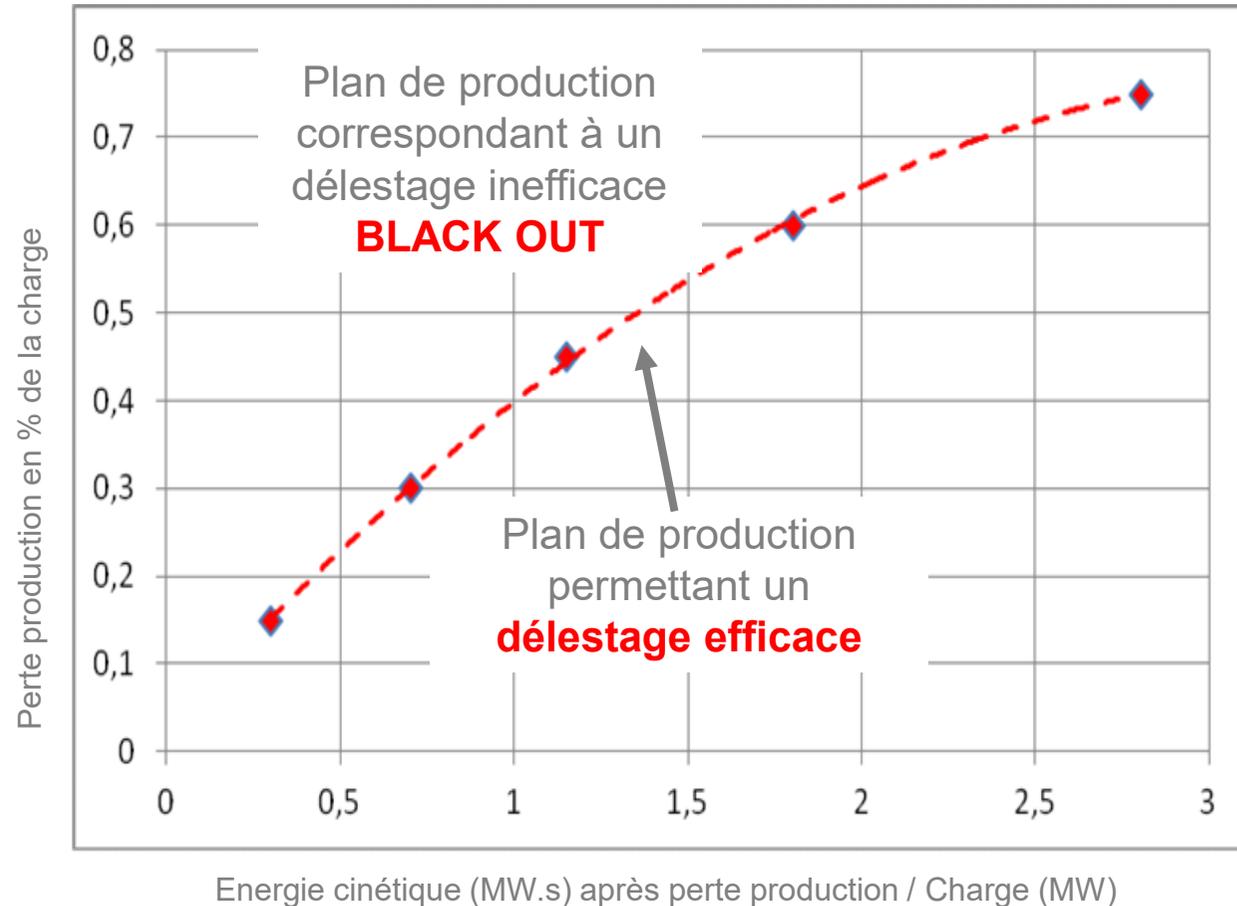
- Lorsque le taux de pénétration des sources de production non raccordées via machines tournantes devient trop important, le risque de délestage s'accroît fortement
 - Plus l'inertie d'un système est faible, plus les variations de fréquences sont importantes et brusques en fonction des événements (perte de groupe de production, perte de charge, etc ...). En cas d'incident majeur (perte de site de production) le risque de black out s'accroît
 - L'inertie du système électrique est apporté par les machines tournantes (alternateurs)
- A charge égale, plus on augmente la part d'énergie produite par les sources interfacées par électronique de puissance (PV + éolien), plus on réduit le nombre d'alternateurs raccordés au réseau (et donc l'inertie) et plus le risque s'accroît
- C'est le sens principal de la limitation assignée au taux de pénétration des ENR dites intermittentes (que ne corrige pas le stockage de lissage)

LA LIMITE D'ACCEPTATION EST VARIABLE EN FONCTION DES CONDITIONS DU SYSTÈME

Dans la réalité, la limite d'acceptation des énergies intermittentes n'est pas fixe et dépend à chaque instant de l'état du système électrique :

- Quelle est l'inertie du système ?
- C'est-à-dire, quelle est la composition du parc de production appelé avec alternateurs ?
- Quelle est la charge du réseau ?

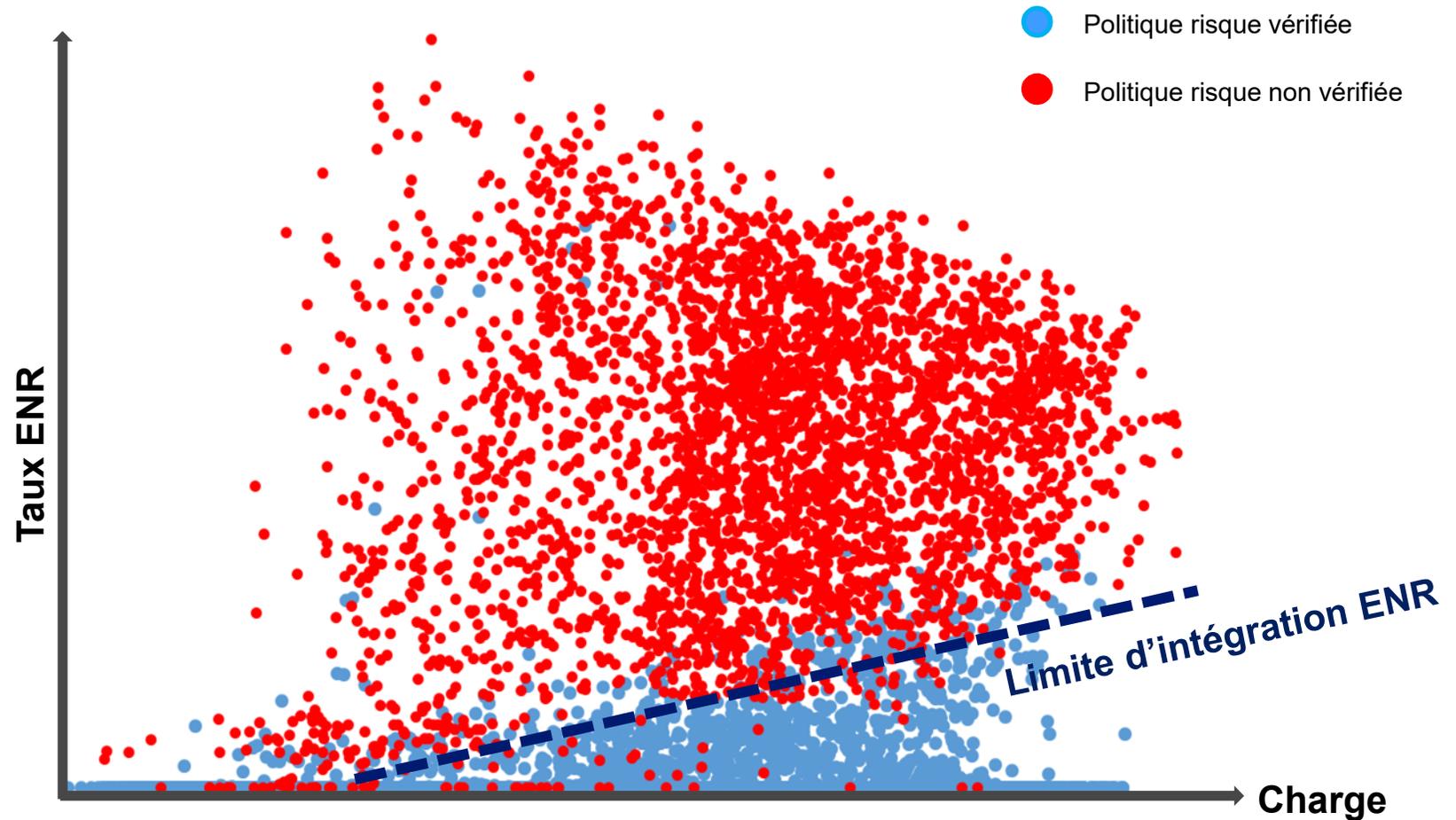
LA LIMITE D'ACCEPTATION VARIE EN FONCTION DE L'INERTIE DU SYSTEME



- En cas de perte de production, la limite d'efficacité du délestage fréquence métrique (levier principal contre le black-out) varie en fonction de l'inertie du système

Plus l'inertie du système est importante, plus la capacité d'accueil des ENR s'accroît

LA LIMITE D'ACCEPTATION VARIE EN FONCTION DE LA CHARGE DU RÉSEAU



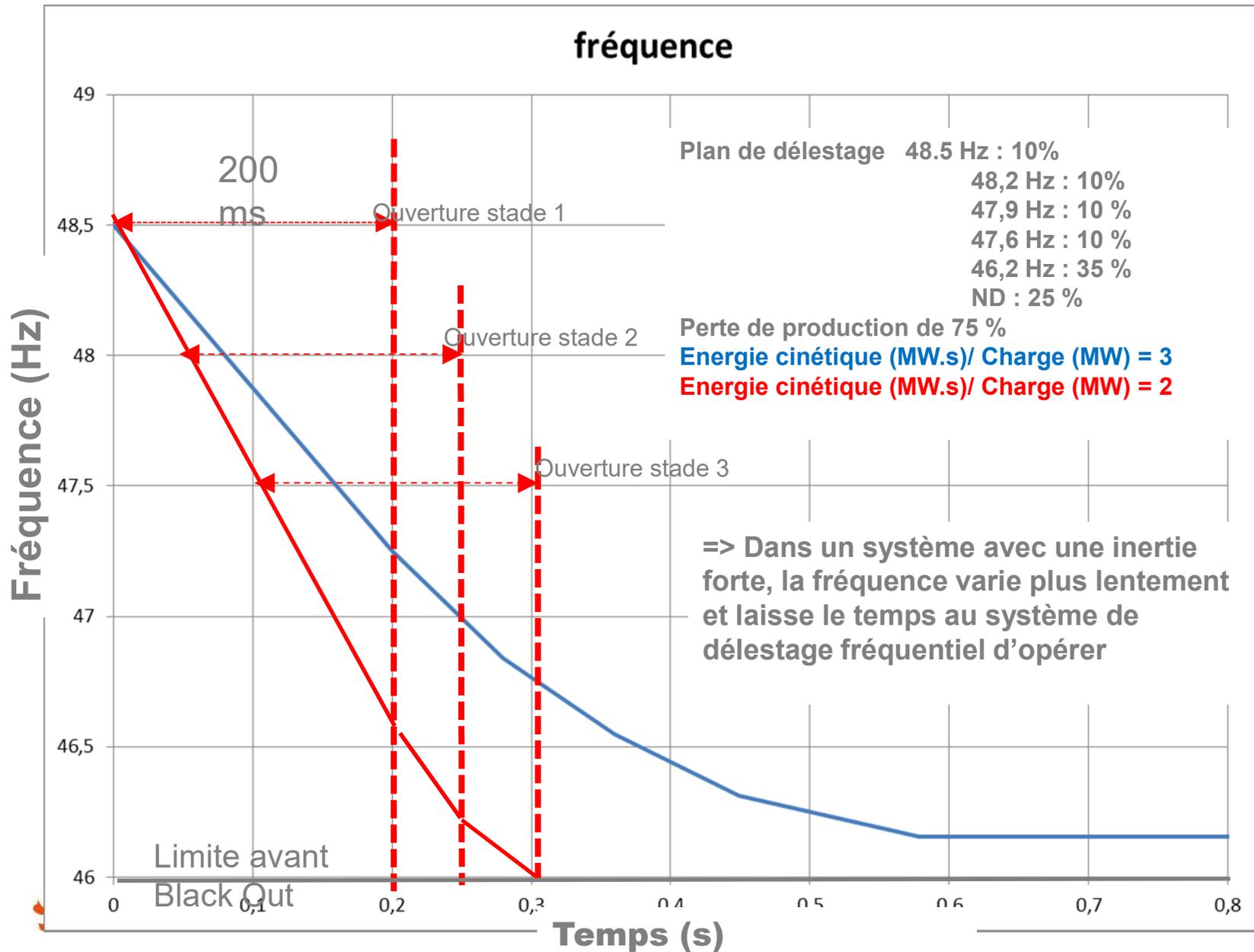
Représentation des 8760 points horaires avec simulation du risque de blackout

- Plus la charge du réseau est importante, plus la capacité d'accueil des ENR interfacées par électronique de puissance s'accroît

COMMENT LEVER LES CONTRAINTES ?

- Améliorer la robustesse des sources de production EnR : capacités des installations à tenir le creux de tension et le creux de fréquence (pour ne pas aggraver les perturbations affectant le système)
- Accroître la résilience du système face au risque inertie:
 - Désensibiliser le système (df/dt)
 - Garantir un niveau d'inertie minimal (moyens de forte inertie que l'on démarre ponctuellement pour accroître l'inertie du système lorsque la contrainte n'est pas résorbable par le délestage à dérivée de fréquence)
- Evoluer vers un cadre facilitateur pour les porteurs de projet:
 - Évoluer vers l'écrêtage au lieu de la déconnexion
 - Ne plus raisonner en terme de limite fixe de taux d'insertion instantané, mais plutôt en terme de quantité d'énergie potentiellement effaçable à la demande du GSE (mesuré à maille annuelle)
 - Mettre en place des mécanismes d'achat d'électricité qui insensibilisent les producteurs aux déconnexions ou écrêtages imposés

L'EFFICACITÉ DU DÉLESTAGE CROÎT AVEC L'INERTIE DU SYSTÈME



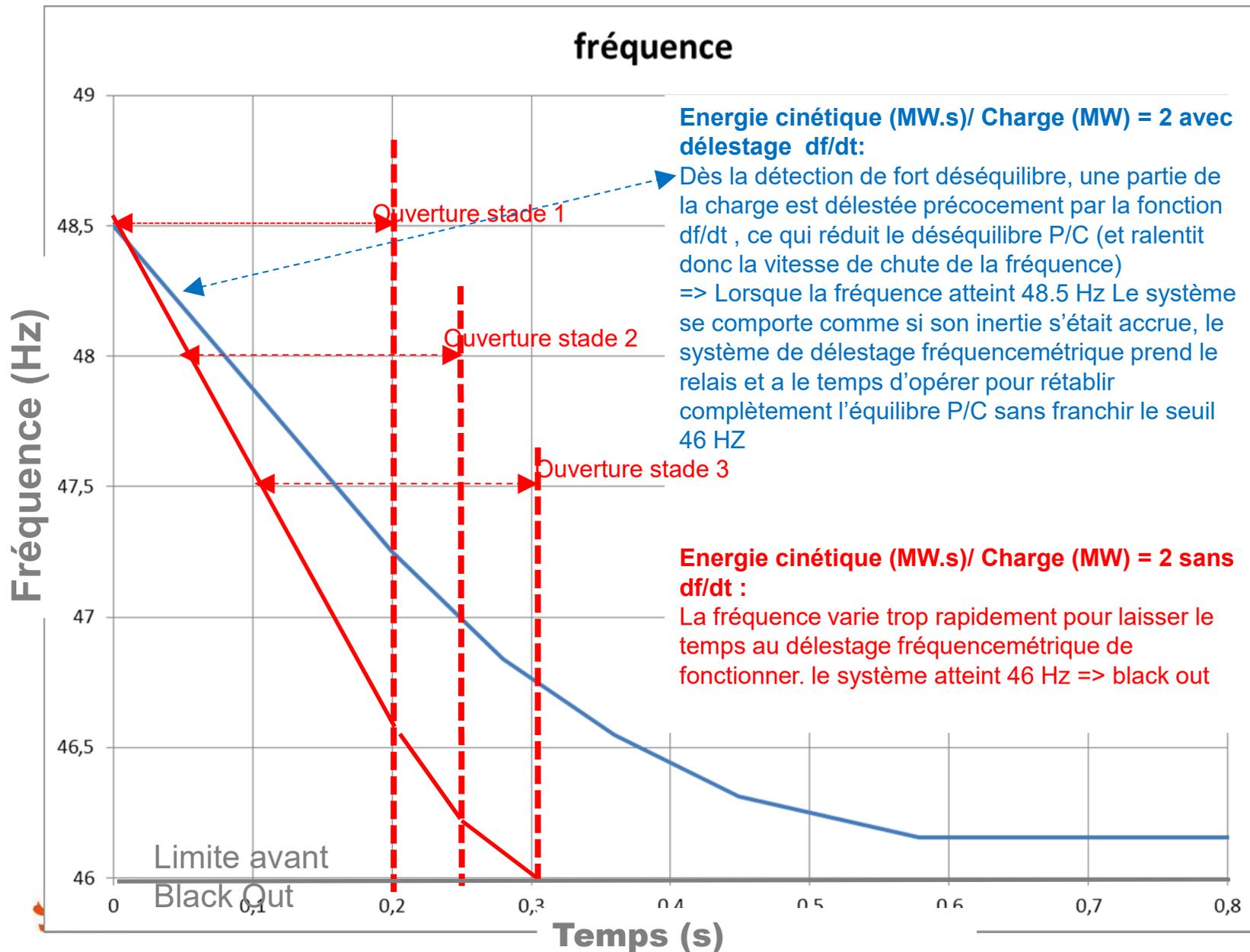
LE DELESTAGE A DERIVEE DE FREQUENCE : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

L'automatisme df/dt permet de gagner en rapidité et **éviter le black-out** alors que l'inertie du système est plus faible:

=> Les forts déséquilibres production / consommation sont détectés de manière précoce

=> Le délestage de charges intervient avant que la fréquence n'atteigne le 1^{er} stade de délestage et permet de rétablir l'équilibre production consommation plus rapidement, réduisant le risque de black-out

EFFET DU DÉLESTAGE À DÉRIVÉE DE FRÉQUENCE



EFFETS SUR L'INSERTION DES ENR ET CALENDRIER DE DEPLOIEMENT

- Le délestage à dérivée de fréquence permet de viabiliser des configurations présentant une inertie plus faible c'est-à-dire avec un taux d'insertion des ENR plus élevé

=> Ce système contribuera à accroître l'insertion des ENR interfacées par électronique de puissance tout en garantissant la maîtrise du risque de black-out

- Calendrier de déploiement en Guadeloupe : 2018

GARANTIR UN NIVEAU MINIMAL D'INERTIE AU SYSTÈME ÉLECTRIQUE: APPEL AUX MOYENS DE FORTE INERTIE DE TYPE TAC

- Lorsque le délestage à dérivée de fréquence ne représente pas une parade suffisante, il peut être fait appel en complément à un démarrage de **moyen de forte inertie** (Turbine A Combustion) pour garantir la sûreté système dans un contexte de forte pénétration ENR.
- Ces situations de contraintes se rencontreront essentiellement lorsque le **taux d'insertion ENR est maximal** : week-ends et jours fériés avec conditions. de vent et d'ensoleillement favorables

LES MOYENS DE FORTE INERTIE : TAC COMME VECTEURS DE TRANSITION ENERGETIQUE

- **Les services systèmes offerts par une TAC par comparaison avec les autres installations du parc:**
 - Une turbine à combustion apporte au système la même inertie que 6 groupes de PEI et 2 groupes d'Albioma
 - En terme de réserve primaire, le service rendu est analogue à celui de 3 groupes de PEI

- **Les TAC comme vecteur d'insertion des ENR**
 - 850 heures de fonctionnement d'une TAC démarrée à hauteur de 10 MW ne représente que 0.5% de la production électrique du territoire et permet de viabiliser une forte pénétration d'ENR intermittentes pendant l'équivalent de 10% de l'année (850 heures).
 - *Vis-à-vis de la transition énergétique, le parc de TAC joue un rôle d'effet de levier*

- **Les TAC comme facilitateur de la transition énergétique**

Un **usage ciblé** d'un moyen de forte inertie de type TAC favorise la transition énergétique car il permet d'insérer un fort volume d'ENR tout en garantissant la sûreté système, et ce pour un volume d'énergie fossile injectée minimal.

UNE SITUATION TRANSITOIRE LE TEMPS DE GAGNER EN MATURITÉ SUR LES STOCKAGES MASSIFS GÉRÉS PAR LE GESTIONNAIRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

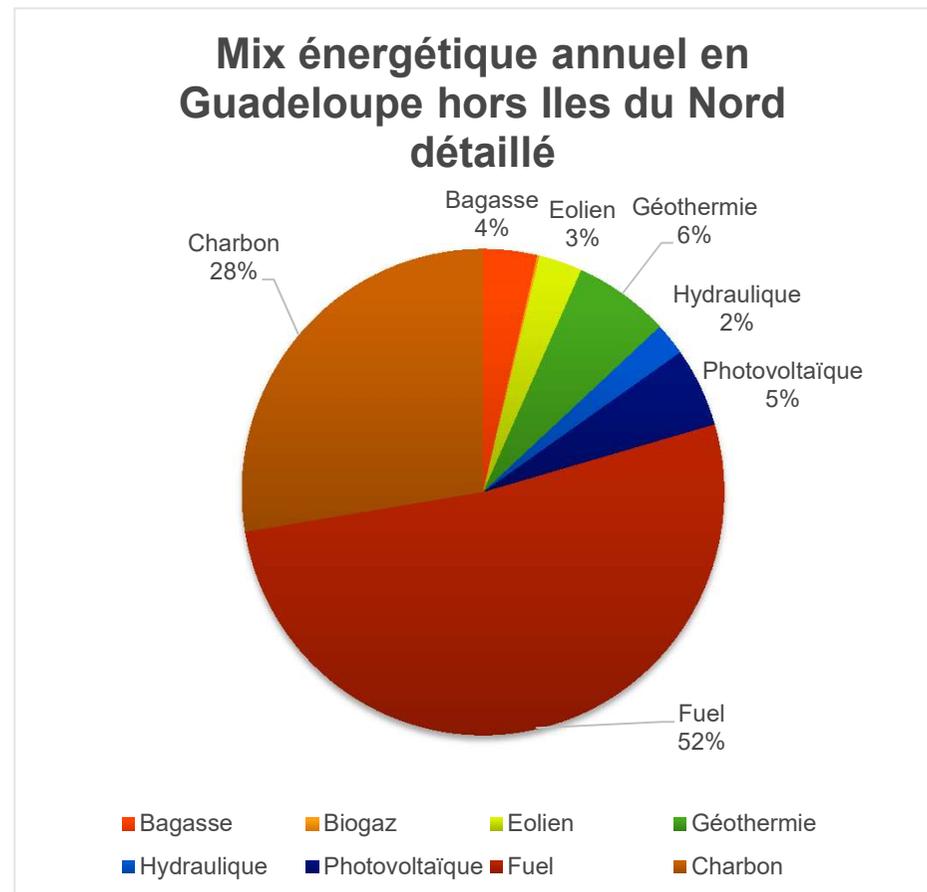
- Dossier en cours d'instruction par la CRE
- Dispositifs qui doivent être pilotés par le dispatching du GSE
- Qui peuvent être spatialisés



**LE DEVELOPPEMENT
DES ENR :
POINT D'ETAPE**

BILAN 2017: UNE PART CROISSANTE D'ENR

- En 2017, les ENR représentent 20% de l'énergie produite sur le territoire contre 17,6% en 2016
- Aucune déconnexion en 2017 (0,2 % de la production PV en 2016)
- Forte augmentation des ENR avec alternateur (bagasse + géothermie)



RAPPEL: LES OBJECTIFS DE LA PPE (2017)

5.6 Synthèse des objectifs de développement des EnR en Guadeloupe

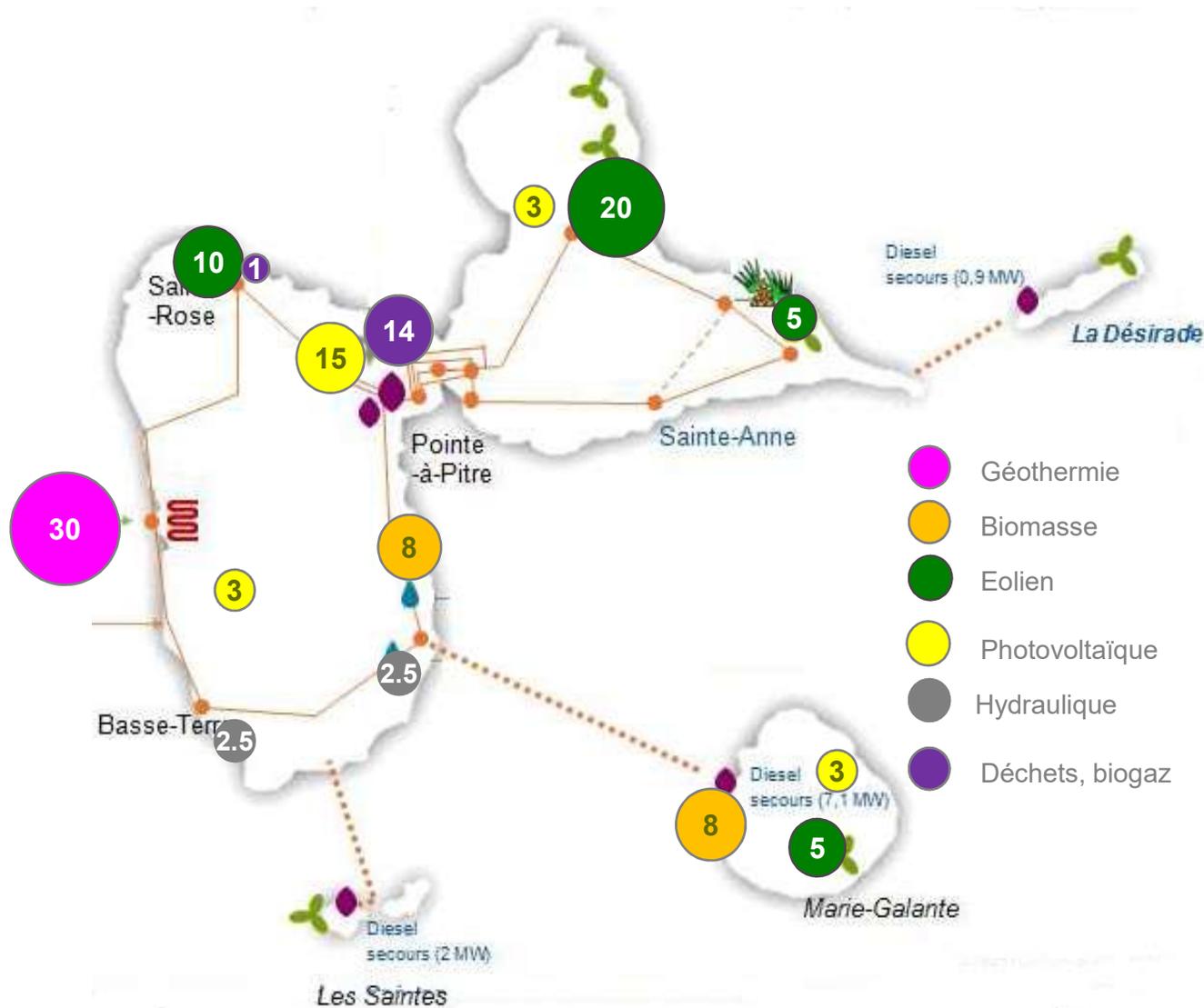
Au regard des hypothèses de croissance de la consommation d'électricité retenues dans le cadre du choix du scénario MDE renforcée et après mise en cohérence des objectifs de développement et de diversification du mix énergétique de production d'électricité selon les projets identifiés sur le territoire à ce jour, la Guadeloupe retient les objectifs de développement par filière suivants, exprimés en MW de puissance installée :

Filière	Puissance installée par rapport à 2015	
	2018	2023
PV avec stockage	+ 25 MW	+ 52 MW
PV sans stockage	+ 10 MW	+ 15 MW
Eolien avec stockage	+ 58 MW	+ 82 MW
Géothermie	0 MW	+ 30 MW
Biomasse	<i>Jusqu'à</i> + 12 MW	+ 66 MW
Biogaz et déchets	+ 2 MW	+ 16 MW

Figure 74 : Objectifs de développement des EnR électriques dans le scénario PPE (MW)

HYPOTHÈSES (PRERURE) DE SPATIALISATION HORIZON 2020

Type d'énergie	Puissance installée
Géothermie	+30 MW
Biomasse	+16 MW
Eolien	+40 MW
Photovoltaïque	+25 MW
Hydroélectricité	+5 MW
Déchets, biogaz	+16 MW
Total Enr supplémentaire en 2020	+132 MW



DÉVELOPPEMENT DES ENR

POINT DÉBUT 18 (BASE DE RÉFÉRENCE 2013)

Type d'énergie	En service Jan 2018	Tvx en cours/ projets en file d'attente	Prévision 2018 (PPE)	Prévisions 2020 (PRERURE)	Prévision 2023 (PPE)
Géothermie	0	+12 MW	0	+ 30 MW	+ 30 MW
Biomasse	0	+9 MW	+12 MW	+16 MW	+ 66 MW
Eolien	+2 MW	+ 49 MW	+58 MW	+40 MW	+ 82 MW
Photovoltaïque (>36 kVA)	+2 MW	+18 MW	+ 35 MW	+25 MW	+ 67 MW
Hydroélectricité	+2,5 MW	0	0	+5 MW	0 MW
Déchets, biogaz	+2,5 MW	+2 MW	+2 MW	+16 MW	+16 MW
Total Enr suppl	+ 9 MW	+ 90 MW	+107 MW	+132 MW	+261 MW

=> Le développement des projets et de la file d'attente marquent une inflexion à la hausse depuis 2016, en particulier éolien



**LE VOLET
SPATIALISATION :
LE S3REN**

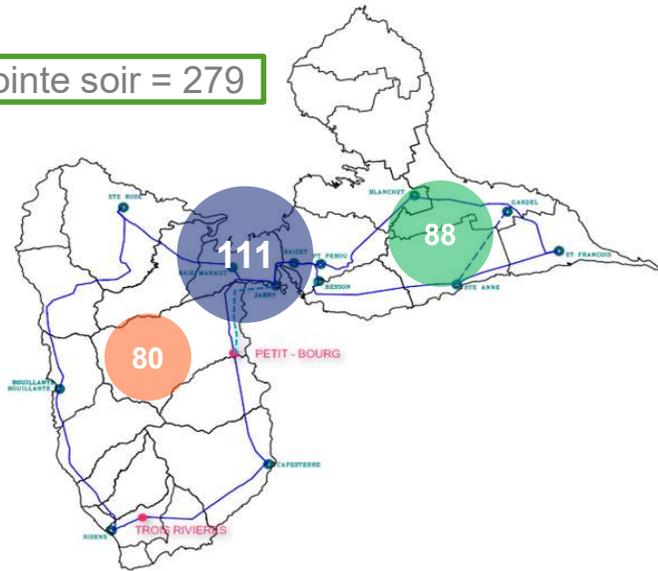
S3RENr 2018 : PISTES DE REFLEXION

- **Horizon d'étude : 2023**
- **Relèvement des IMAP des lignes 63 kV les plus en contrainte (passage de 680 A à 800 A) :**
Besson - Sainte Anne et Blanchet - Jarry Sud
- **Actualisation de la consommation sur la base des données disponibles les plus récentes**
- **Actualisation des prévisions de production : existant + en cours + prévu en 2023 par la PPE**
- **Prise en compte des capacités de chaque poste source en tenant compte des profils réels de production de chaque filière EnR**

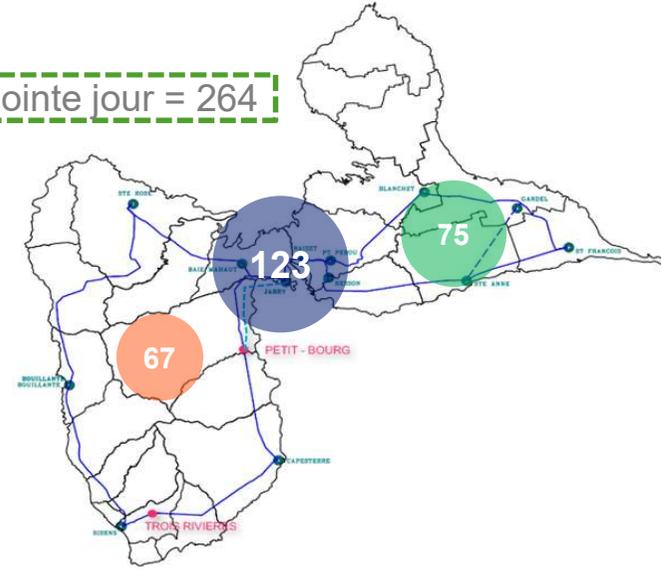
HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION

RÉPARTITION PAR ZONE EN MW - 2023

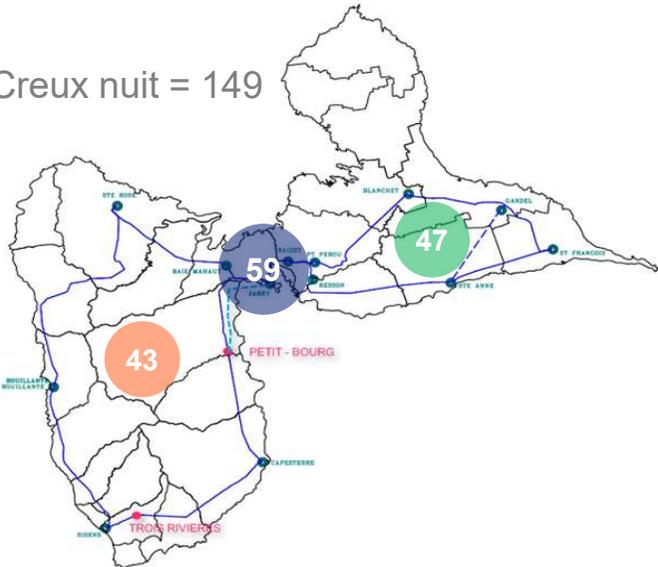
Pointe soir = 279



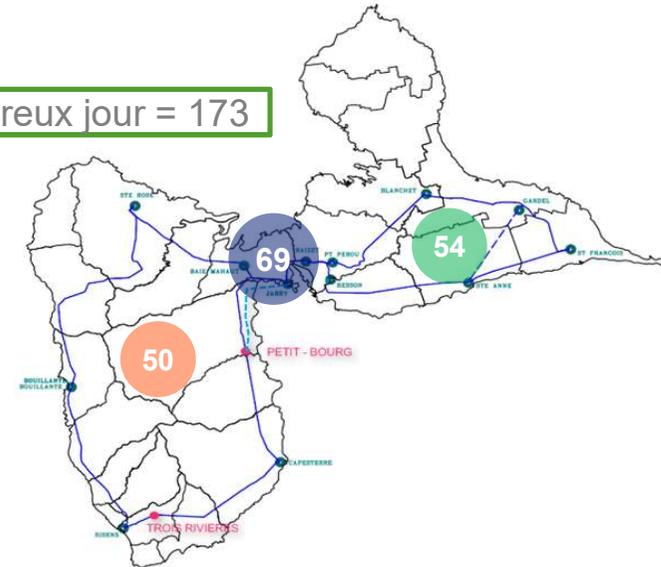
Pointe jour = 264



Creux nuit = 149



Creux jour = 173



INTEGRATION DES NOUVELLES FLEXIBILITÉS

- Développement des solutions intelligentes (« smart grids ») permettant un pilotage plus fin des contraintes réseau
- Développement des flexibilités amont et aval
 - Développement du stockage centralisé (c'est-à-dire piloté par le gestionnaire de réseau)
 - Redispatching de production
 - Pilotage des flexibilités aval, c'est-à-dire côté clients (contrats d'effacement, tarif transition énergétique)
 - Rémunération des écrêtements des ENR intermittentes

Le S3RENR a vocation à prendre en compte ces nouvelles souplesses pour favoriser le meilleur compromis technico-économique tout en maximisant la part des ENR en fonction de la spatialisation retenue.

PREMIERS RÉSULTATS HORIZON 2023

- **Aucune contrainte en schéma normal d'exploitation « n »**
- **Contraintes de la boucle HTB de Basse Terre en « n-1 »**
 - Les contraintes (qui apparaissent dans des cas particuliers) sont allégées grâce à l'arrivée du 3^e groupe de Géothermie Bouillante. Les contraintes de surcharge et tensions basses sont toujours présentes lorsque Géothermie Bouillante est indisponible mais la probabilité d'avoir les 3 groupes à l'arrêt est faible.
- **Contraintes d'évacuation de la zone de Grande Terre en « n-1 »**
 - En cas de forte production d'Albioma et/ou des EnR de la zone Nord Grande Terre et de faible consommation
 - Contraintes réduites après prise en compte du changement d'IMAP des lignes
- **Aucune contrainte sur la zone de Pointe-à-Pitre même en considérant des hypothèses de PV très ambitieuses.**

Nota : « n-1 » = situation d'incident réseau défavorablement localisé