

Soirée débat Le 25 avril 2013

Les systèmes électriques insulaires

Les départements français d'outre-mer et la Corse représentent des systèmes électriques isolés, qui ont vu leur consommation augmenter rapidement malgré un coût de production très élevé non directement ressenti par les consommateurs car compensé via la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le développement des énergies renouvelables intermittentes, notamment photovoltaïque (PV), a été particulièrement rapide du fait de politiques publiques incitatives. Aujourd'hui pour des raisons de sûreté des systèmes, des effacements de production PV ont déjà eu lieu afin de limiter à 30 % la part de production instantanée issue de sources intermittentes.

Au travers de nombreuses expérimentations en cours visant à permettre un fonctionnement de systèmes électriques avec un plus fort taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes, ces systèmes apparaissent aujourd'hui comme des laboratoires pour les grands systèmes interconnectés.

**IEEE P&E S
Jeudi 25 avril 2013
17h30 – 19h30
RTE - Tour Initiale
1 terrasse Bellini
Paris - La Défense**

Plan :

http://ewh.ieee.org/r8/france/pes/soirees/2013%20Acces_tour_initiale_metro_fr.pdf

- | | |
|-------|--|
| 17h30 | Accueil
<u>Sébastien HENRY</u>
Président du Bureau IEEE - PES France
Directeur Département Expertise Système – R&D RTE |
| 17h40 | <u>Jean Lacoste</u>
Les systèmes électriques insulaires |
| 18h15 | <u>Julien Pestourie</u>
Les conséquences pour le système d'une production intermittente interfacée par électronique de puissance |
| 18h50 | <u>Joseph Maire</u>
Les expérimentations dans les ZNI (Zones Non-Interconnectées) |
| 19h30 | Pot de l'amitié |

Organisation et Inscriptions

Organisation :

Section France IEEE PES
(Power & Energy Society)
SEE

Inscriptions :

Gratuit
Confirmer votre participation à :
https://docs.google.com/forms/d/1oUzYCHzsnpnWqr_1PFJ0Vrw8uf6sNz9wacIN43kAU/viewform

Soirée débat Le 25 avril 2013

Les systèmes électriques insulaires

Les systèmes électriques insulaires sont des systèmes électriques particuliers à bien des égards, bien différents du système électrique européen continental.

Tout d'abord réglementaires : de nombreuses exceptions de traitement apparaissent dans les réglementations européennes, et nationales. Ce n'est en fait que la reconnaissance de particularités économiques et techniques.

Ensuite économiques : les coûts de production étant nettement supérieurs aux tarifs de vente de l'électricité, l'émergence d'un marché de clients finals est *de facto* impossible. EDF-SEI conserve donc le monopole de vente, de distribution, de transport et d'achat d'énergie. Depuis la loi du 10 février 2000, EDF-SEI est compensé de ses surcoûts de production et d'achat d'énergie par la CSPE et de la gestion des réseaux de distribution et de transport par le TURPE. Même en l'absence de marché, la maîtrise des coûts de production est assurée par un contrôle étroit des pouvoirs publics aussi bien en amont (fixation des tarifs, lancement d'appels d'offres, accord sur les contrats d'achat d'énergie) qu'en aval (contrôle de la bonne gestion économique des moyens de production, et de l'utilisation des contrats d'achat). Ces surcoûts de production permettent le développement des EnR qui sont donc plus facilement rentables et le contexte sociopolitique local et national pousse fortement à leur développement. Néanmoins tous ces moyens de productions ne s'ont pas équivalents tant d'un point de vue technique qu'économique.

**IEEE P&E S
Jeudi 25 avril 2013
17h30 – 19h30
RTE - Tour Initiale
1 terrasse Bellini
Paris - La Défense**

Enfin techniques : les phénomènes physiques constatés sur le réseau européen continental et leurs conséquences sont amplifiés dans les systèmes électriques insulaires.

Jean LACOSTE

Jean LACOSTE est en charge des aspects fonctionnement des systèmes électriques au sein de la Délégation Management d'Énergie d'EDF-SEI (Systèmes Energétiques Insulaires). Il a commencé à EDF R&D en 1990 puis au dispatching national dans le domaine du fonctionnement dynamique des réseaux. Puis s'est occupé à RTE de raccordement d'installations en HTB et notamment des capacités constructives des installations de productions nécessaires à leur raccordement.

Les systèmes électriques insulaires

Partie 1 : présentation générale

Soirée IEEE - P&E S
25 avril 2013



EDF-SEI une direction «insulaire» : pourquoi, pour qui?

SEI a été créée en 2004 en réponse à la transposition de la 2^{ème} directive européenne sur l'électricité pour les **zones françaises non interconnectées (ZNI) au réseau électrique national interconnecté continental** :

- qui bénéficie de l'application de la **péréquation nationale des tarifs**
- dont l'isolement et la petite taille entraînent des **coûts de production** structurellement élevés et **très supérieurs aux tarifs de vente** (de 127 à 300 € du MWh selon les régions, pour un coût de l'énergie reflété dans le tarif au client établi à 54,9 €/MWh en 2012).

Le périmètre d'activité de SEI concerne donc des parties du territoire français où l'émergence d'un marché de clients finaux est **de facto impossible** :

- La Corse,
- Les 4 départements d'outre-mer
Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion
- Les 3 collectivités d'outre-mer
St-Pierre & Miquelon, St-Barthélemy, St-Martin



Un périmètre d'activités « intégré »

- ◆ Dans chacun des systèmes insulaires, **SEI** exerce l'ensemble des activités de **gestionnaire de l'équilibre offre-demande**, de **gestionnaire de réseaux** et de **fournisseur**
- ◆ SEI y est aussi **producteur**, majoritaire dans tous les territoires, sauf à la Réunion (sur l'île de la Réunion ≈ 60% de la production relève du groupe Séchilienne-SIDEC)



- ◆ Le modèle d'organisation du secteur électrique en Corse, dans les DOM et les COM se rapproche donc de celui de « **l'acheteur unique** » :

EDF achète toute l'électricité produite par les producteurs indépendants (tarifs d'obligation d'achat, prix d'appels d'offre, contrats d'achat de gré à gré),
et la revend à tous les clients (aux tarifs réglementés)

Un modèle économique adapté, mais régulé

La loi de février 2000 reconnaît que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés dans les systèmes insulaires a le caractère d'une **mission de service public, et que son opérateur (EDF) doit en être rémunéré.**

► C'est ainsi que la **CSPE**

- compense les **surcoûts structurels de production** (production EDF + achats d'énergie), sous le contrôle de la CRE
 - En 2011, 1 221 M€ de compensation des surcoûts de production (CSPE pour les zones non interconnectées), pour un chiffre d'affaire de 862 M€

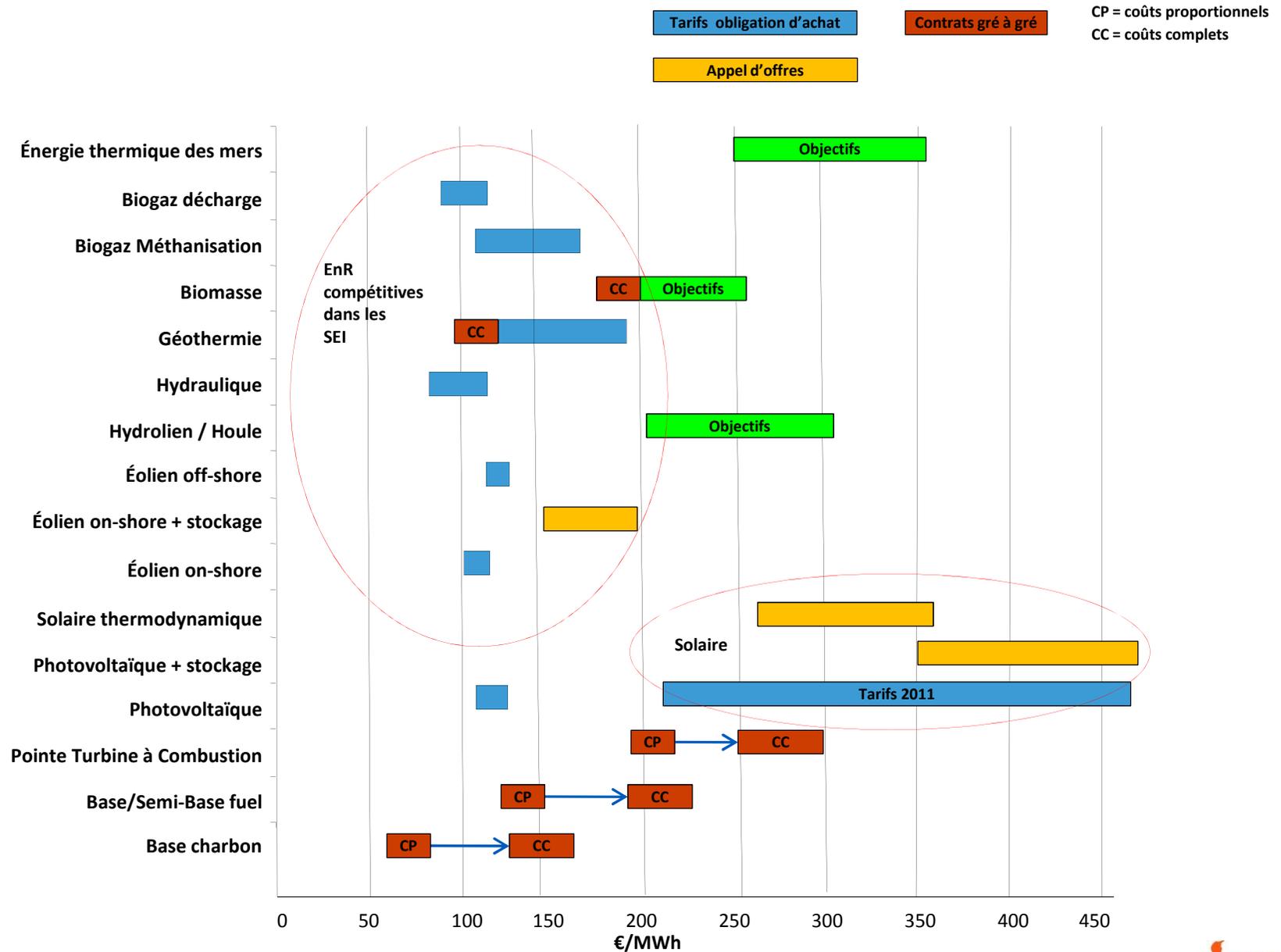
► et que le **TURPE**

- finance l'activité de **gestionnaire de réseau** effectuée par SEI, au même titre qu'eRDF et RTE.

Maîtrise des coûts de production

- ▶ Ouverture à tous les producteurs : publication de **Bilans Prévisionnels de l'Equilibre Offre/Demande** pour chaque territoire
- ▶ Contrôle des pouvoirs publics par :
 - La délivrance des autorisations administratives
 - La possibilité de lancer des **appels d'offres**
 - La possibilité de fixer des **tarifs d'obligation d'achats** pour les énergies renouvelables
- ▶ L'appel au « **merit order** » des producteurs par EDF
- ▶ Un **contrôle a priori puis a posteriori par la CRE des contrats d'achat** signés en gré à gré avec les **producteurs indépendants**
(rémunération du capital investi et des frais fixes par un **prix fixe**, couverture des coûts variables d'exploitation par une **part variable en €/MWh**, et des objectifs de disponibilité associés à des **pénalités**)
- ▶ Un **contrôle a posteriori par la CRE** des coûts de **production EDF**

Les coûts de production dans les SEI



Comparaison des coûts des EnR

- ▶ Attention aux comparaisons avec les coûts de production thermiques :
 - Coûts fixes, indépendant de la production
 - Coûts proportionnels (combustibles...)

- ▶ Raisonner en coût moyen du MWh n'est pas pertinent
 - Une centrale utilisée en semi base voit sa part fixe doubler dans son coût moyen par rapport à la même centrale utilisée en base
 - Les ENR non garanties n'économisent que les coûts proportionnels, pas les coûts fixes

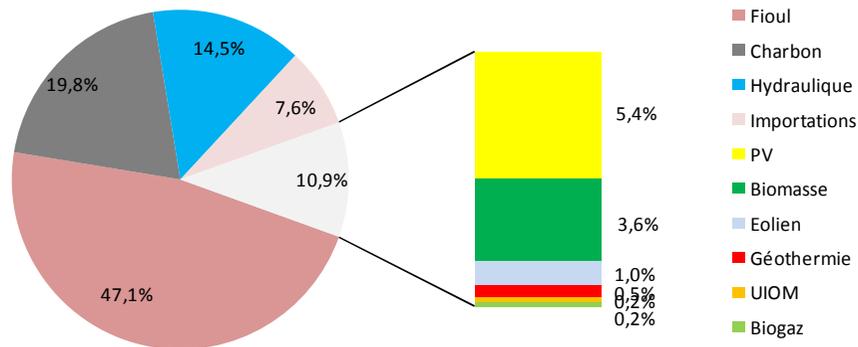
- ▶ **Raisonner en gain pour la collectivité (gain CSPE)**
 - Énergies non garanties : PV, éolien, petite hydraulique, ...
 - économisent des coûts proportionnels du thermique (essentiellement fioul)
 - Énergies garanties : biomasse, géothermie, UIOM, hydraulique de lacs
 - économisent des coûts complets

Comparaison des coûts des EnR

- ▶ La hausse du prix du fioul : une chance pour les EnR
 - 130 à 140 €/MWh pour le FO2 en 2011
 - Plus de 200 €/MWh pour le FOD
 - Coût complet diesels : de l'ordre de 200 €/MWh en base
- ▶ Des EnR déjà compétitives dont le potentiel de développement est important
 - EnR non garanties moins chères que le prix du FO2 : éolien, petite hydraulique
 - EnR garanties moins chères que le diesel en base : géothermie, UIOM , biogaz
 - EnR garanties proches du diesel : biomasse
- ▶ **des marges de manœuvre existent pour développer les EnR dans les ZNI sans peser sur la CSPE**

La production dans les systèmes électriques insulaires

Corse et DOM : 25% d'ENR en 2012



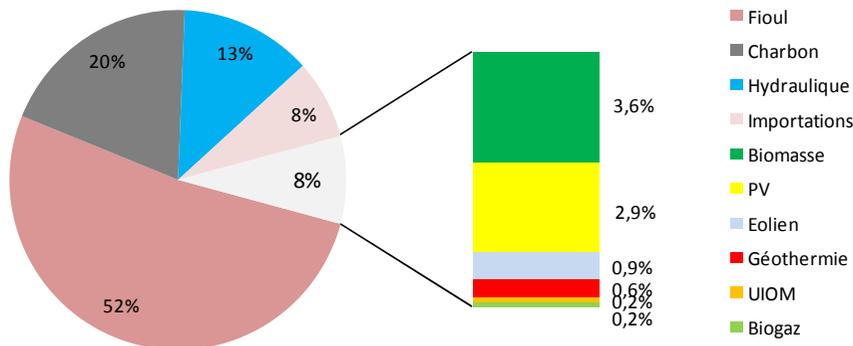
Zoom sur les EnR : 25% en 2012

- L'hydraulique, 1^{ère} des EnR
- Le photovoltaïque a pris la 2^{ème} place
- Écarts importants entre territoires
- Objectif pouvoirs publics : 50%

↓

Guyane : 70%
 La Réunion : 35%
 Corse : 21%
 Guadeloupe : 16%
 Martinique : 6%

Corse et DOM : 21% d'ENR en 2011



Zoom sur les EnR : 21% en 2011

- Mauvaise année hydraulique,
- Le photovoltaïque a pris la 3^{ème} place
- Écarts importants entre territoires

↓

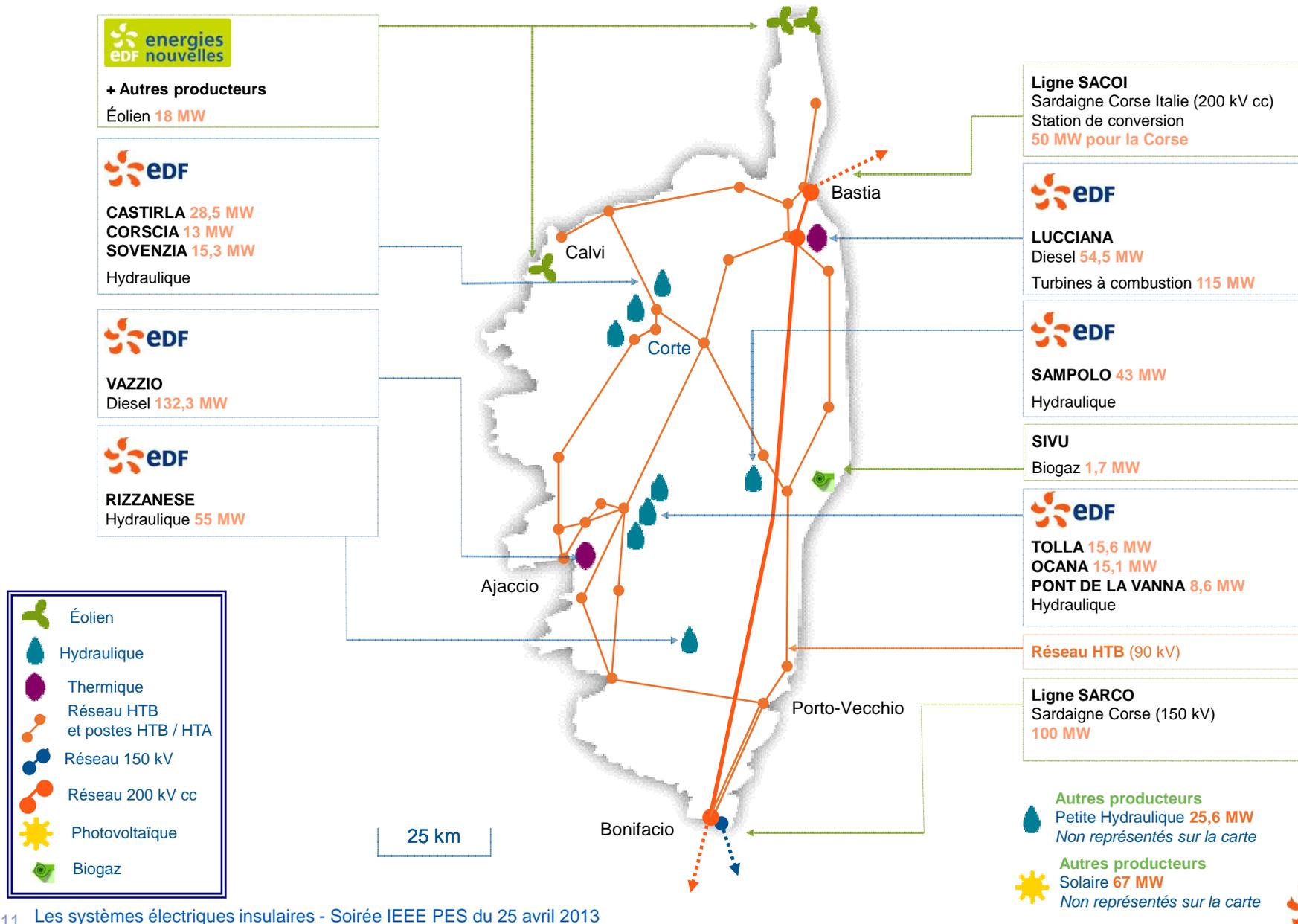
Guyane : 61%
 La Réunion : 31%
 Corse : 17%
 Guadeloupe : 12%
 Martinique : 3%

Corse



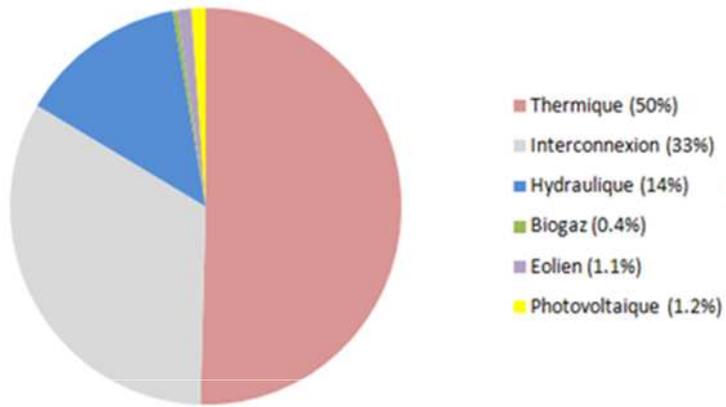
Barrage hydroélectrique de Tolla

Corse : système énergétique et réseaux

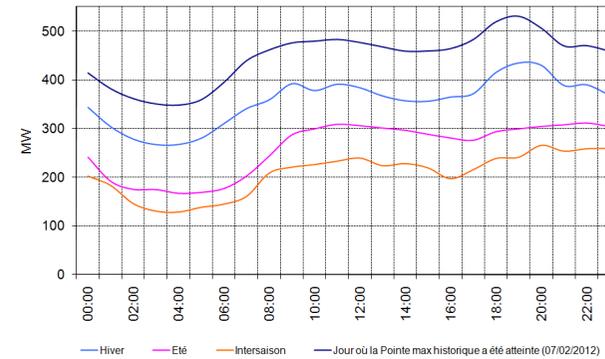


Corse

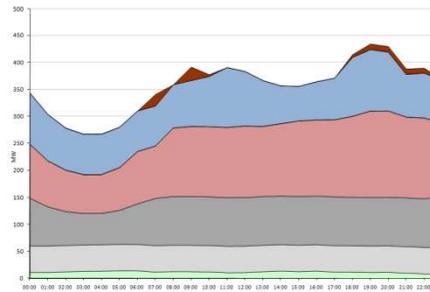
Mix énergétique corse en 2011



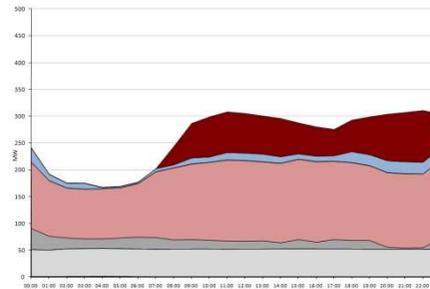
Courbes de charge



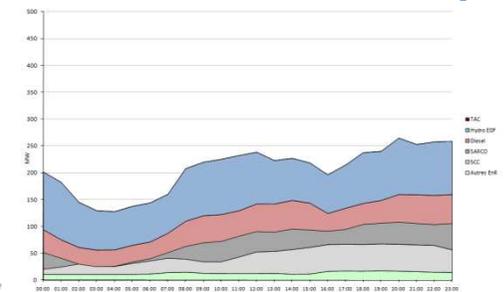
Hiver



Été



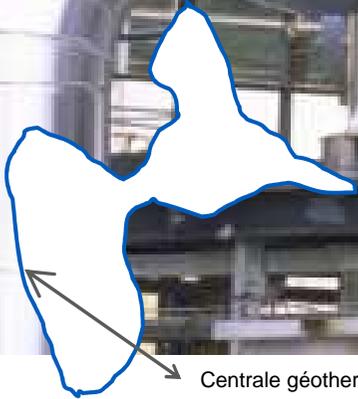
Intersaison



Chiffres-clés:

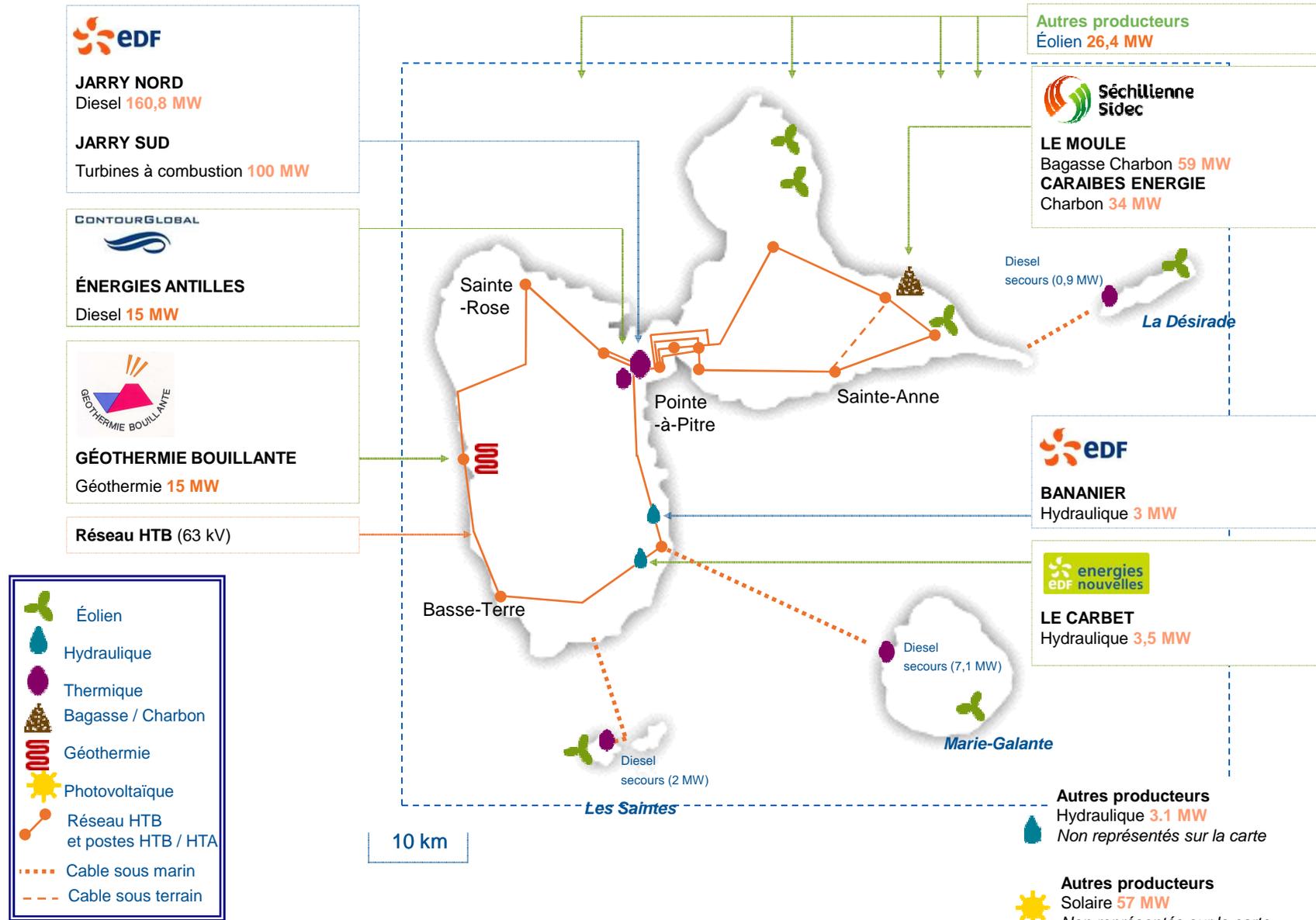
- **2130 GWh** d'énergie nette produite fin 2011
- **703 MW** de puissance installée fin 2011 (dont 441 MW EDF)
- **530 MW** de puissance de pointe en février 2012
- **16,7 %** d'énergie renouvelable livrée en 2011
- **2,4 %** de croissance annuelle moyenne des consommations sur les 5 ans à venir

Guadeloupe



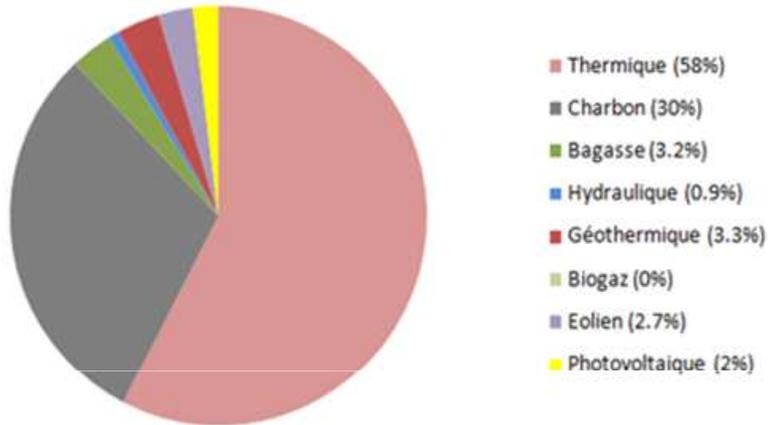
Centrale géothermique de Bouillante

Guadeloupe : système électrique et réseau



Guadeloupe

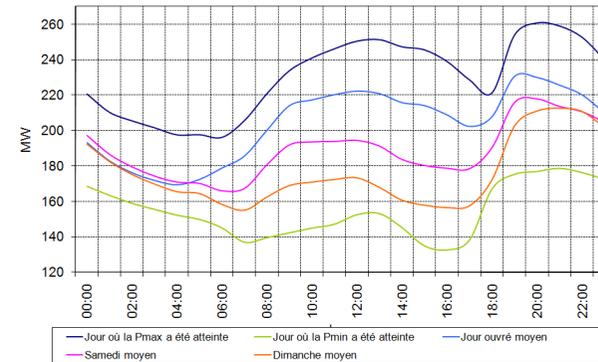
Mix énergétique guadeloupéen en 2011



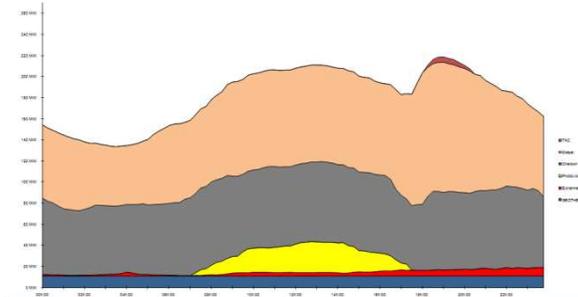
Chiffres-clés:

- **1692 GWh** d'énergie nette produite fin 2011
- **490 MW** de puissance installée fin 2011 (dont 273 MW EDF)
- **260 MW** de puissance de pointe en 2010
- **12,1 %** d'énergie renouvelable livrée en 2011
- **2,26 %** de croissance annuelle moyenne des consommations sur les 5 ans à venir

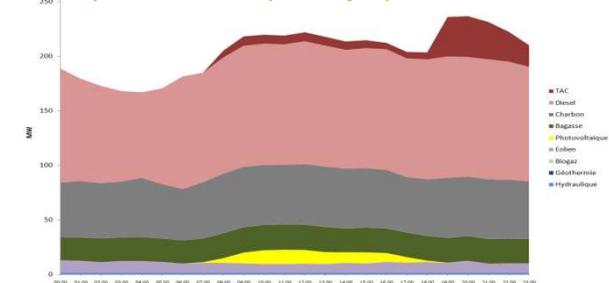
Courbes de charge



Hors période sucrière (juillet – février)



En période sucrière (mars – juin)

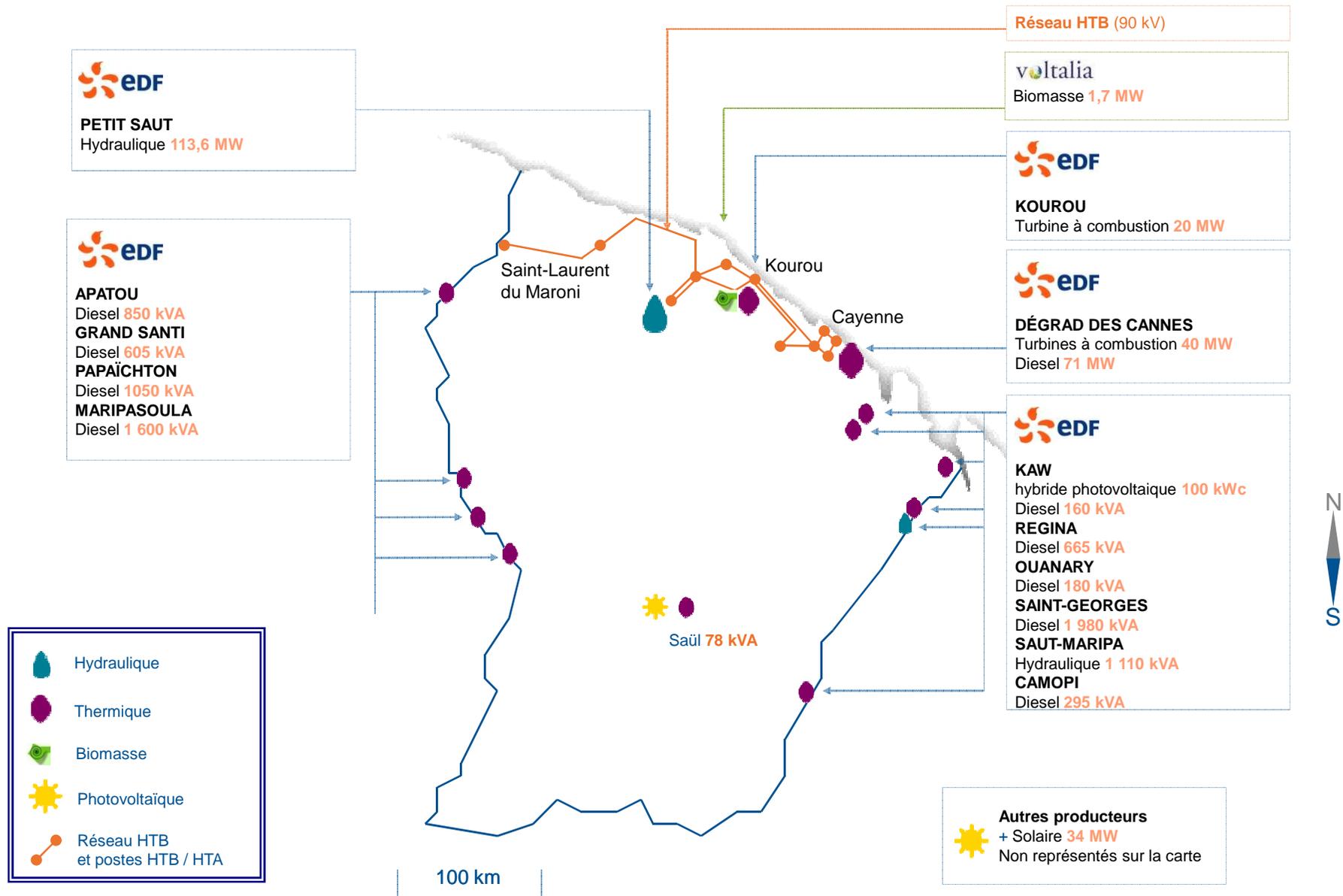


Guyane



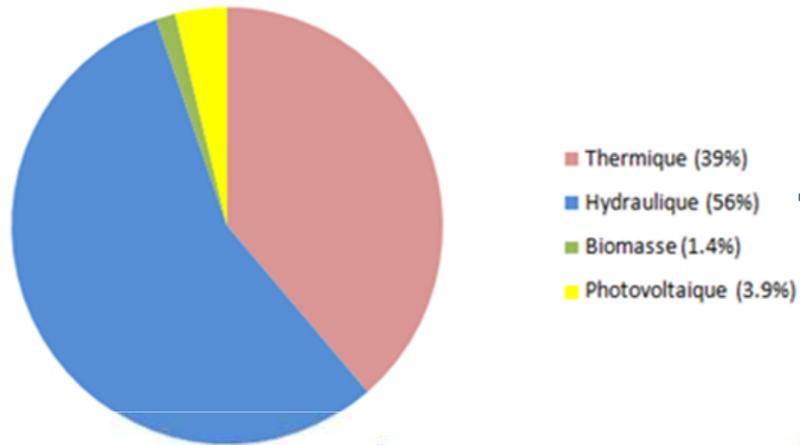
Barrage de Petit-Saut

Guyane : système électrique et réseau

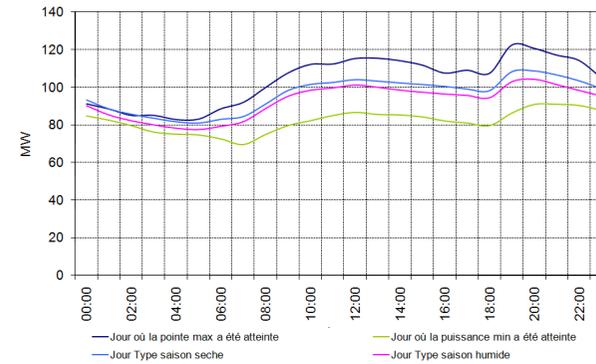


Guyane

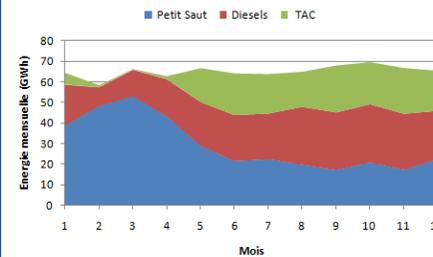
Mix énergétique guyanais en 2011



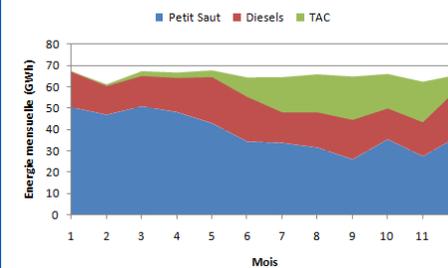
Courbes de charge



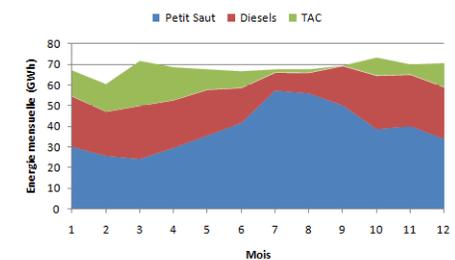
Empilement 2009 en énergie mensuelle



Empilement 2011 en énergie mensuelle



Empilement 2010 en énergie mensuelle



Chiffres-clés:

- **854 GWh** d'énergie nette produite fin 2011
- **285 MW** de puissance installée fin 2011 (dont 245 MW EDF)
- **122 MW** de puissance de pointe en 2011
- **61,3 %** d'énergie renouvelable livrée en 2011
- **3,7 %** de croissance annuelle moyenne des consommations sur les 5 ans à venir

Martinique



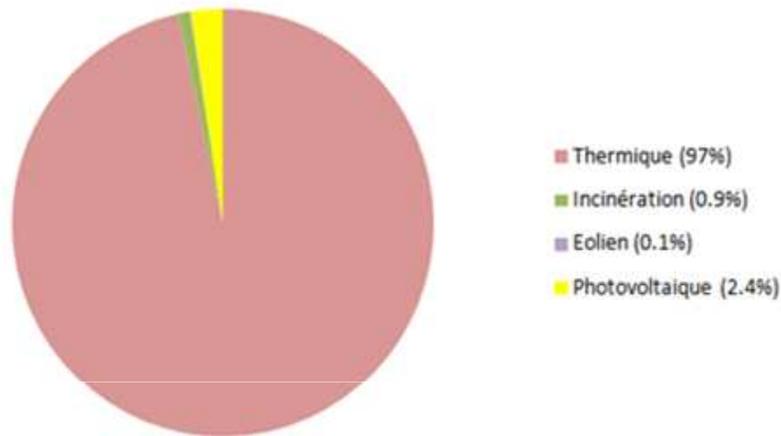
Centrale de Pointe des Carrières

Martinique : système électrique et réseau



Martinique

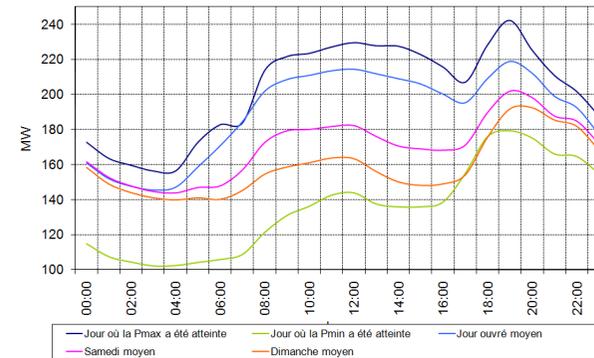
Mix énergétique martiniquais en 2011



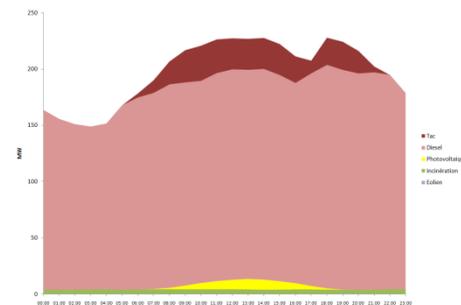
Chiffres-clés:

- **1576 GWh** d'énergie nette produite fin 2011
- **472 MW** de puissance installée fin 2011 (dont 370 MW EDF)
- **242 MW** de puissance de pointe en 2011
- **3,4 %** d'énergie renouvelable livrée en 2011
- **2,7 %** de croissance annuelle moyenne des consommations sur les 5 ans à venir

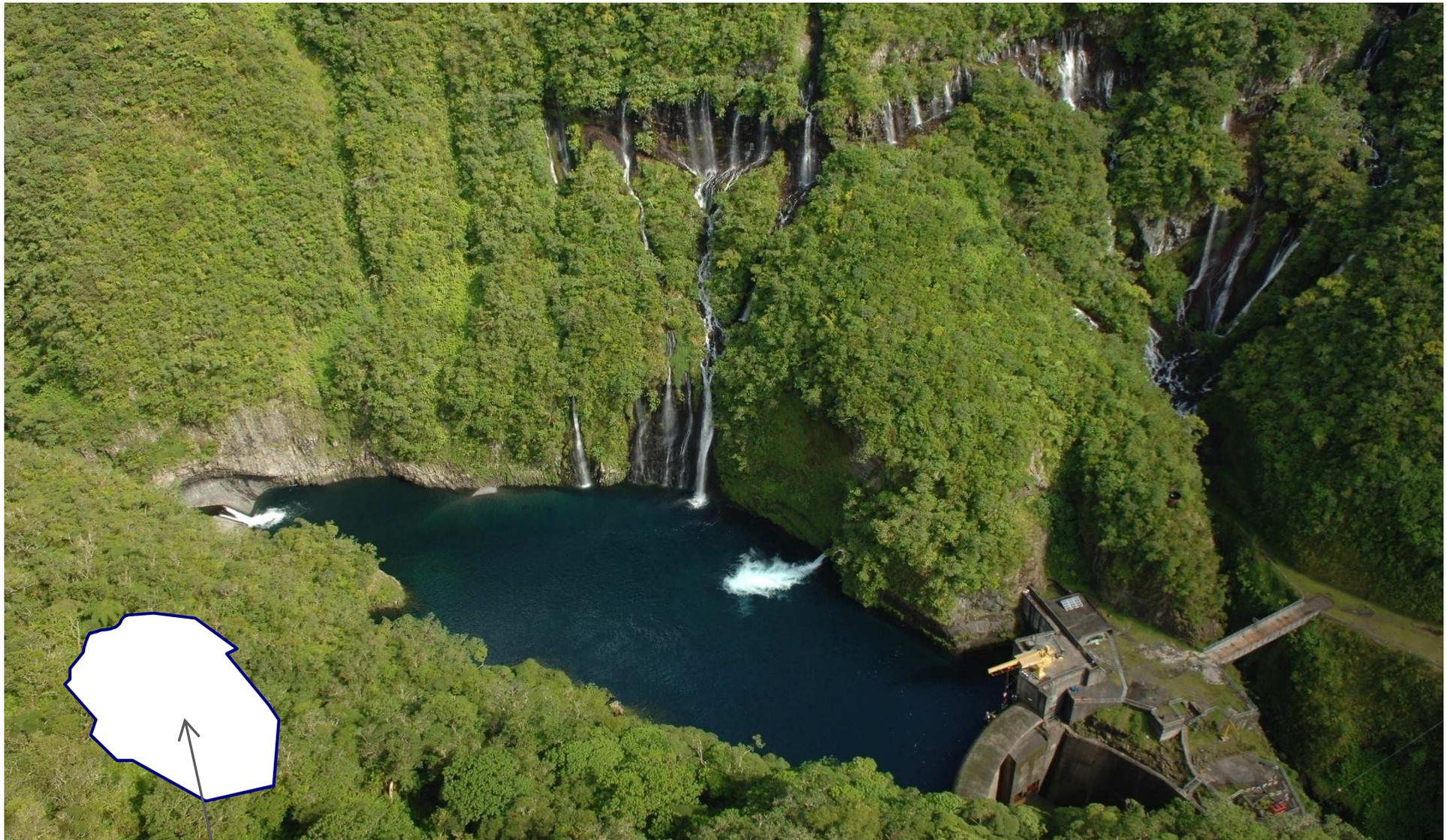
Courbes de charge



Jour ouvré moyen

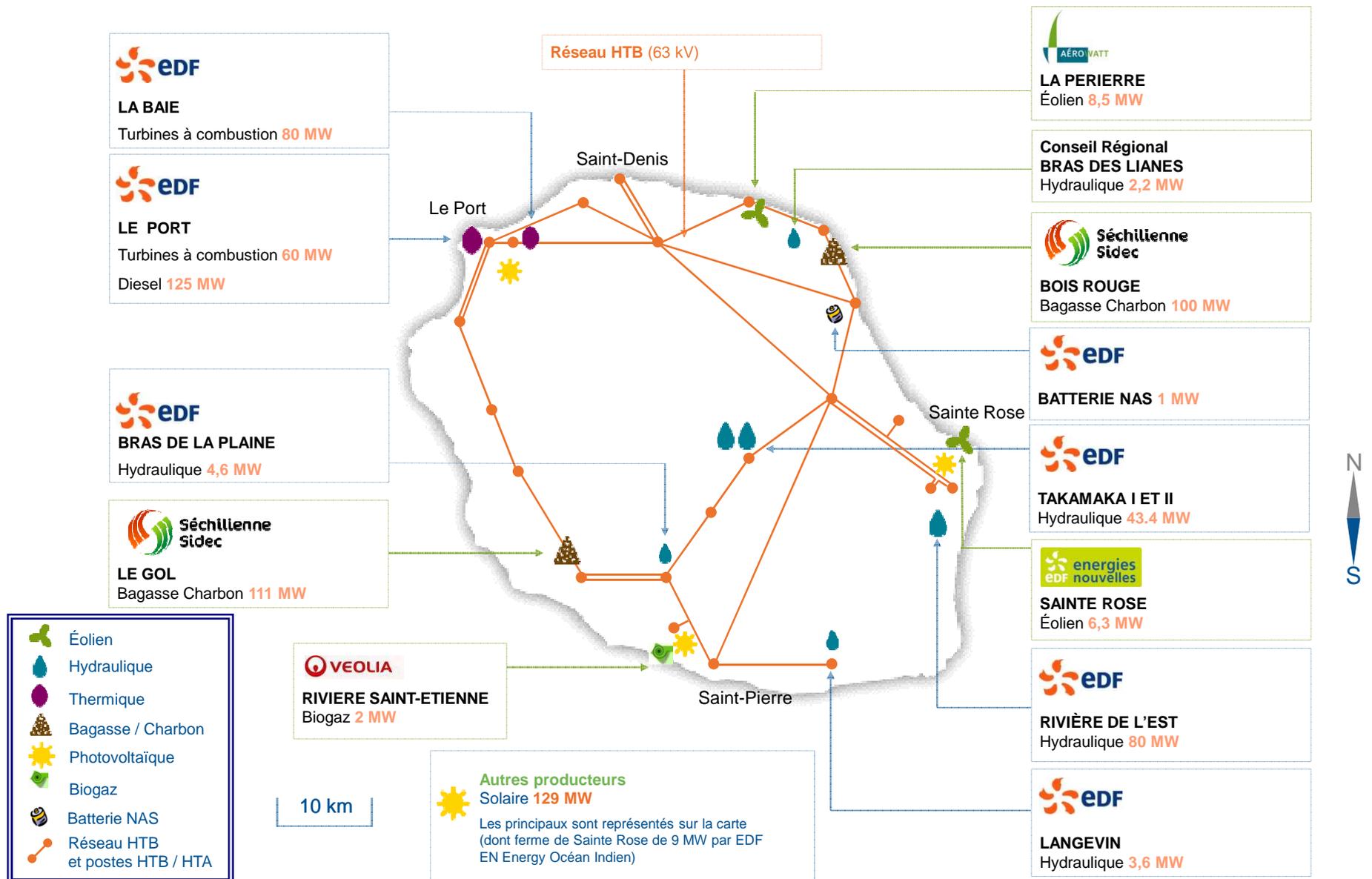


Ile de la Réunion



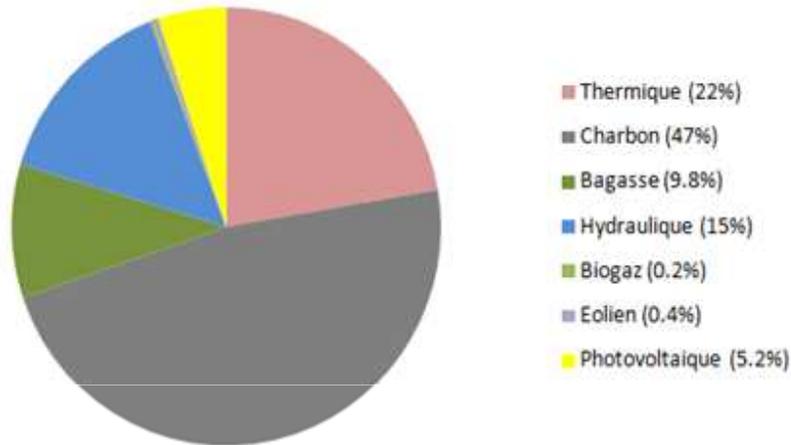
Barrage de Takamaka

Ile de la Réunion : système électrique et réseau

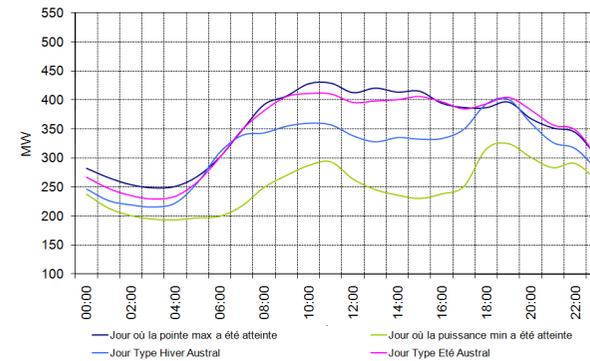


Ile de la Réunion

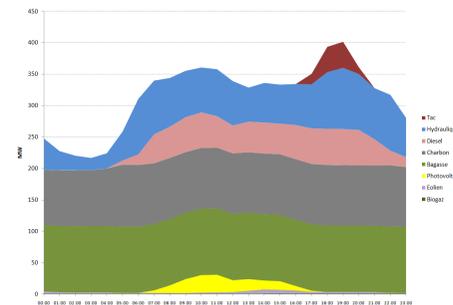
Mix énergétique réunionnais en 2011



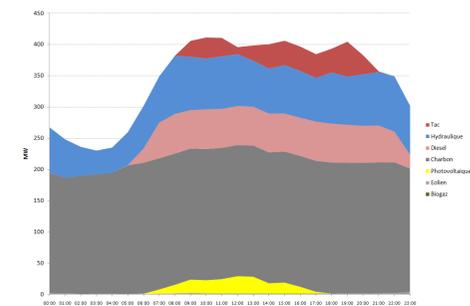
Courbes de charge



Hiver



Été



Chiffres-clés:

- **2750 GWh** d'énergie nette produite fin 2011
- **764 MW** de puissance installée fin 2011 (dont 388 MW EDF)
- **442 MW** de puissance de pointe en 2011
- **30,6 %** d'énergie renouvelable livrée en 2011
- **2,8 %** de croissance annuelle moyenne des consommations sur les 5 ans à venir

Objectif Grenelle : 50% d'EnR dans les DOM en 2020

■ Géothermie

- Une EnR stable, garantie, en base, à un coût compétitif dans les îles
- Potentiel estimé : 1/3 du mix énergétique aux Antilles, 10% à La Réunion
 - Bouillante 3 à la Guadeloupe : 30 MW
 - 20 MW possible à la Martinique : 1 site, campagnes d'explorations à effectuer
 - 20 MW à la Réunion : 1 site, campagnes d'explorations à effectuer
 - 100 MW à La Dominique : conso locale 15 à 20 MW, export de 40 MW vers la Guadeloupe et de 40 MW vers la Martinique

■ Biomasse

- Une EnR stable, garantie,
- Bois en Guyane
 - Un potentiel estimé de 15% du mix énergétique
 - une ressource à construire
 - une compétitivité à démontrer
- Corse
 - Viticulture + Arboriculture + ressources urbaines
 - Forêt
- Canne à sucre
 - Nouvelles variétés de canne
 - Potentiel estimé : 15 % du mix à La Réunion, 10 % aux Antilles

■ Hydraulique

- STEP en Corse, Hydrolienne en Guyane, Lac à la Réunion

Des EnR intermittentes déjà largement développées

Taux de pénétration des EnR intermittentes en Corse et dans les DOM

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane
Installations éoliennes en service à fin décembre 2012	18 MW	26 MW	1 MW	15 MW	0 MW
Installations PV en service à fin décembre 2012	86 MW	64 MW	60 MW	153 MW	34 MW
Somme des installations éoliennes et PV en service à fin décembre 2012	104 MW	90 MW	61 MW	168 MW	34 MW
Estimation du taux maximum de pénétration des ENR intermittentes	38%	34%	24%	39%	25%
Atteinte du seuil de 30%	oui	oui	non	oui	non
Projets avec stockage suite aux appels d'offres	23 MW	17 MW	19 MW	43 MW	21 MW
Estimation du taux maximum de pénétration des ENR intermittentes avec et sans stockage (avec le cas échéant écrêtement à 30% pour celles sans stockage)	38%	36%	32%	40%	41%

*Le taux maximum ci-dessus peut-être atteint lors d'une journée ensoleillée et venteuse, avec une consommation d'électricité relativement faible, comme un dimanche par exemple.
Il prend l'hypothèse d'un foisonnement de 60% sur la puissance installée globale.*

► Contrainte réglementaire qui modère leur développement

■ Loi du 10 février 2000

- Les installations qui utilisent des énergies renouvelables peuvent être limitées par la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux

■ Arrêté du 23 avril 2008 modifié par l'arrêté du 4 mars 2011

- Article 22 : « Toute installation de production dont la puissance P_{\max} est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques **peut être déconnectée** du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que **la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau** ».

A insérer dans des systèmes électriques sensibles aux perturbations

■ un ratio « puissance unitaire / puissance consommée (creux/pointe) » élevé

- Valeur continentale :
 - Entre 0,3 % et 0,5 %
- Valeurs SEI :
 - Corse : entre 9 % et 42 %
 - Guadeloupe : entre 15% et 22,5 %
 - Guyane : entre 23 % et 40 %
 - Martinique : entre 17 % et 29 %
 - Réunion : entre 12 % et 24 %

■ des inerties faibles (temps de lancer)

- Valeurs continentales :
 - Turbine Vapeur 600 MW : 13,7 s
 - Turbine Vapeur 1300 MW : 13,5 s
- Valeurs SEI :
 - Diesel semi-rapide 11 MW : 3 s
 - Diesel semi-rapide 21 MW : 5,2 s
 - Diesel lent 45 MW : 11 s
 - TAC 5000 22 MW : 13,8 s
 - TAC aéro-dérivative 20 MW : 2 s environ



Un volume de réserve primaire économiquement supportable ne peut pas couvrir la perte du plus gros groupe.
⇒ **≈ 20 MW de réserve primaire**

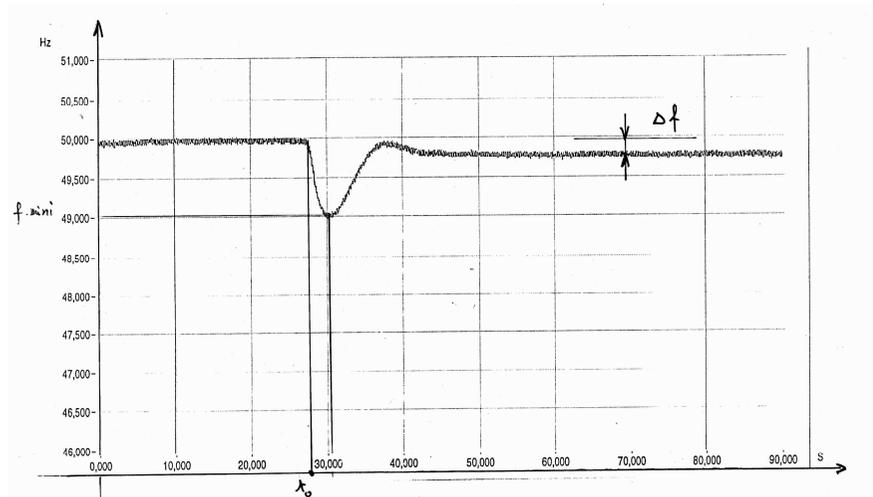
Le recours au délestage fréquence-métrique est donc courant et admis dans la politique sûreté système de SEI.

La **perte d'une tranche de 1300 MW** sur le réseau européen conduit à une vitesse de variation de la fréquence de l'ordre de **6 mHz/s...**

Alors qu'en Corse, en période de faible charge, la **perte de la station de conversion de Lucciana (50 MW)** peut entraîner une vitesse de variation de la fréquence allant jusqu'à **2,8 Hz/s** (valeur mesurée)...

Exemple de la conséquence d'une perte de groupe

■ Sans délestage fréquence-métrique



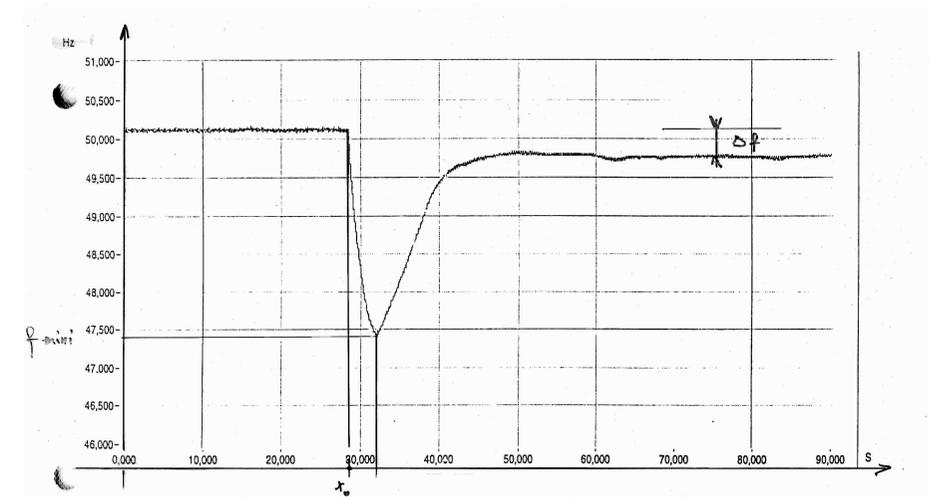
$df/dt_{\text{initial}} : 0,8 \text{ Hz/s}$

$f_{\text{mini}} : 49,0 \text{ Hz}$

$t_{\text{mini}} : 2,6 \text{ s}$

$t_{\text{rétab}} : 11,7 \text{ s}$

■ Avec délestage fréquence-métrique



$df/dt_{\text{initial}} : 1,4 \text{ Hz/s}$

$f_{\text{mini}} : 47,4 \text{ Hz}$

$t_{\text{mini}} : 3,4 \text{ s}$

$t_{\text{rétab}} : 15,6 \text{ s}$



Des capacités de réglage primaire plus exigeantes que sur le continent :

- $R_p = 10 \% \text{ de } P_{\text{max}}$
- Temps de libération de la réserve $\leq 5 \text{ s}$

Le délestage fréquence-métrique dans les SEI : un complément à la réserve primaire

► Délestages fréquence-métriques :
en moyenne **2,1** délestages/mois par centre sur les 5 dernières années **1,5 en 2012**

■ Corse :	0,3	0,3 en 2012
■ Guadeloupe :	3,5	2,2 en 2012
■ Guyane :	2,3	1,2 en 2012
■ Martinique :	3,1	2,6 en 2012
■ Réunion :	1,5	1,5 en 2012

► Le délestage à dérivée de fréquence à l'étude...

Soirée débat
Le 25 avril 2013

**Les conséquences pour le système
d'une production intermittente
interfacée par électronique de
puissance**

La limitation actuelle à 30 % du taux de pénétration est liée non seulement au caractère intermittent de la source primaire (vent, ensoleillement) mais également à l'interfaçage par de l'électronique de puissance entre ces moyens de production et le réseau. Ceci est dû au fait que la substitution des masses tournantes (moteurs diesel, turbines hydrauliques) par des moyens statiques (PV) contribue à la diminution de l'inertie du système et donc à l'amplification de la sensibilité intrinsèque des systèmes insulaires aux variations rapides de l'équilibre production consommation. Le comportement de cette électronique de puissance pendant les défauts (court-circuit) peut également être à l'origine d'une aggravation des conséquences des incidents pour le système en l'absence de capacités de tenue aux défauts adéquates.

L'intermittence de la production ENR va se traduire par des transitoires de fréquence et une mobilisation de la réserve primaire disponible dans le système. Or dans la mesure où un accroissement de l'injection PV dans un système se traduit par l'arrêt de groupes conventionnels et donc par une difficulté accrue à placer la réserve hormis à limiter l'intermittence par la mise en œuvre de moyens de stockage. Cependant, ces moyens de stockage étant interfacés par de l'électronique de puissance leurs comportements durant les incidents pourraient en limiter les possibilités d'insertion.

IEEE P&E S
Jeudi 25 avril 2013
17h30 – 19h30
RTE - Tour Initiale
1 terrasse Bellini
Paris - La Défense

Julien PESTOURIE

Julien PESTOURIE est le chef du groupe "Fonctionnement des systèmes électriques et raccordement" dans le département EFESE (Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétiques) à EDF R&D. Il a rejoint EDF R&D en 2001 pour mener des études de fiabilité et de disponibilité des réseaux de transport et distribution. Il était à ce titre en charge du WG CIGRE "Management of risks due to load-flow increases in transmission overhead lines", Il a ensuite conduit des études dans le cadre du sujet Interface Centrale Réseau et notamment des performances dynamiques des groupes de production centralisés, décentralisés sur les réseaux UCTE et insulaires.

Les EnR intermittentes

Cas des réseaux insulaires



EDF R&D

Département Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétiques (EFESE)

Julien PESTOURIE



CHANGER L'ÉNERGIE ENSEMBLE

1

ENR
intermittentes
interfacées par
électronique de
puissance

L'intermittence

- ▶ Caractère plus ou moins **irrégulier** d'une production électrique, lié en particulier aux variations de **flux** des sources d'énergie mobilisées.
- ▶ 2 éléments caractérisant le degré d'intermittence :
 - (i) l'amplitude et le spectre fréquentiel de l'**aléa** qui caractérise la variabilité de la production,
 - (ii) la facilité ou difficulté avec laquelle on peut **prévoir** le flux intermittent, aux différentes échelles de temps concernées.
- ▶ Les énergies intermittentes combinent ces deux caractéristiques à des degrés divers :
 - énergie marémotrice : cycles très réguliers et prévisibles,
 - énergie éolienne : caractère aléatoire marqué et difficile à prévoir longtemps à l'avance.
 - PV : cycles a priori réguliers (saisonnier et diurne) auxquels se superposent des variations directement liées à la météo (nébulosité) dont on peut prévoir la valeur moyenne mais bien sûr pas la valeur précise à chaque instant (il faudrait pour cela être capable de prévoir le moment exact de passage des nuages).
- ▶ Le degré d'intermittence va également dépendre de la granularité géographique, du fait du foisonnement entre installations (sites éoliens obéissant à des régimes de vent différents, sites PV suffisamment éloignés pour ne pas être affectés par les mêmes systèmes nuageux).

L'interface à électronique de puissance

- ▶ Ne pas négliger la part de l'électronique de puissance (liée au raccordement de la production décentralisée) dans les impacts sur le système électrique.
- ▶ Recours à l'électronique de puissance positif sur de nombreux aspects liés au raccordement de la production décentralisée mais impact fort sur stabilité du réseau



découplage mécanique entre la vitesse de rotation de l'arbre et la fréquence du réseau.

- ▶ La réduction de l'inertie du réseau et donc la sensibilité accrue à toute perturbation sont directement liées à l'interfaçage de ces nouvelles sources de production et sont indépendantes de la nature intermittente de leur production.

Caractéristiques des EnR intermittentes

Une source d'énergie pas comme les autres

► Énergie « fatale »

- Pas forcément disponible lorsqu'on en a besoin, dépend du temps
- Pas de contrepartie (gain de gasoil ou d'eau) à la modulation

► Énergie intermittente

- Variabilité d'une heure sur l'autre, d'une minute sur l'autre, d'une seconde sur l'autre

► Pas d'inertie

- Pas de masse tournante, ces moyens de production « ne soutiennent pas » le réseau
- Sensibilité aux « événements système », fragilité, sécurité système

Caractéristiques des EnR intermittentes

Moyens de production complémentaires nécessaires

◆ Énergie « fatale »

- Pas forcément disponible lorsqu'on en a besoin, dépend du temps
- Pas de contrepartie (gain de fuel ou d'eau) à la modulation

⇒ **D'autres moyens de production doivent être disponibles pour produire quand cette puissance fatale n'est pas là.**

◆ Énergie intermittente

- Variabilité d'une heure sur l'autre, d'une minute sur l'autre, d'une seconde sur l'autre

⇒ **D'autres moyens doivent être disponibles pour compenser ces fluctuations.**

◆ Pas d'inertie

- Pas de masse tournante, ces moyens de production « ne soutiennent pas » le réseau
- Sensibilité aux « événements système », fragilité, sécurité système

⇒ **Un seuil limite de machines tournantes synchrones doit être respecté à tout instant.**

Ne fonctionne pas seul,
Ne se substitue pas à des moyens dispatchables

Caractéristiques des EnR intermittentes

Leur insertion, un défi technique et économique

▶ Énergie « fatale »

- Pas forcément disponible lorsqu'on en a besoin, dépend du temps
- Pas de contrepartie (gain de gasoil ou d'eau) à la modulation

Prévision = obstacle technique, travaux de recherche en cours

⇒ Anticiper, prévoir le plus possible pour limiter les surprises

▶ Énergie intermittente

- Variabilité d'une heure sur l'autre, d'une minute sur l'autre, d'une

Limitation liée au mix, surcoût de gestion

⇒ Provisionner une réserve de puissance suffisante en désoptimisant la gestion des autres moyens de production

▶ Pas d'inertie

- Pas de masse tournante, ces moyens de production « ne soutiennent pas les perturbations de puissance »
- Sensibilité aux « événements système », fragilité, sécurité système

Limite technique

⇒ Garantir suffisamment d'inertie au système

⇒ Rendre moins sensibles ces installations

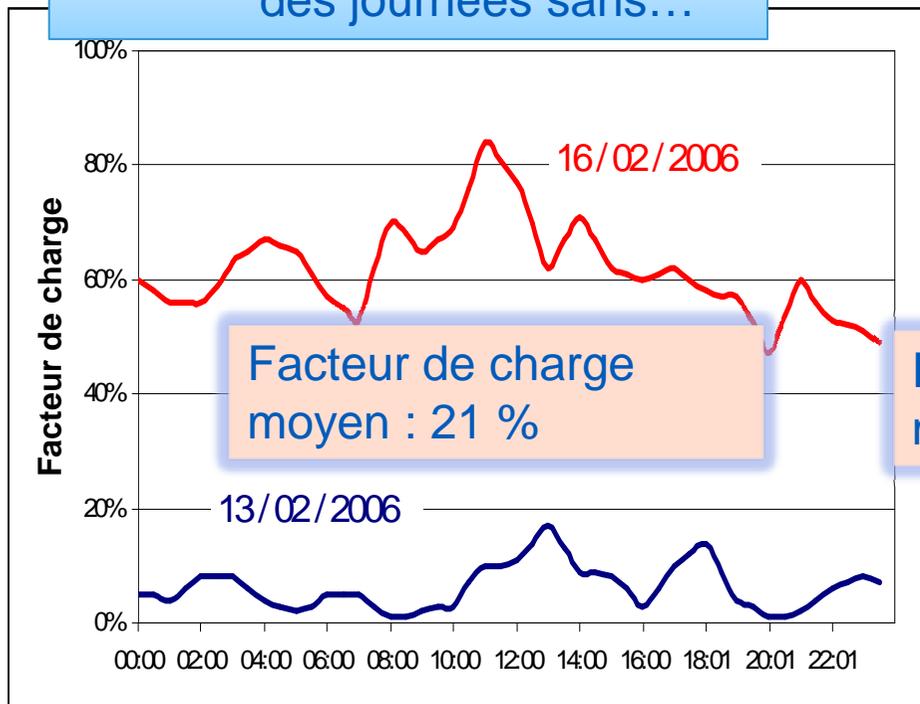
2

Caractérisation du productible éolien et PV. Variabilité

PV et Eolien : énergies fatales, intermittentes et difficilement prévisibles

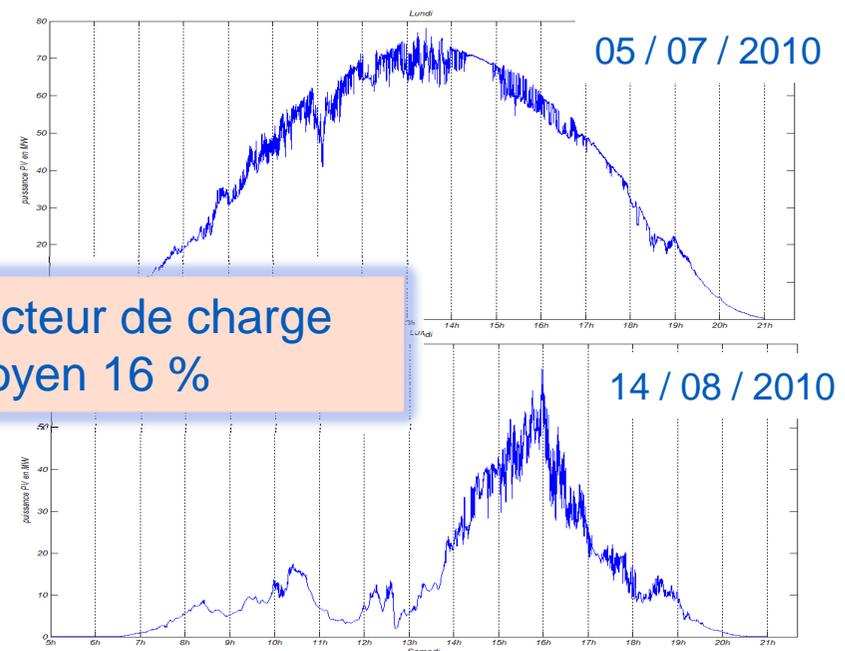
Exemple Eolien Corse

→ Des journées avec, des journées sans...



Exemple PV Corse

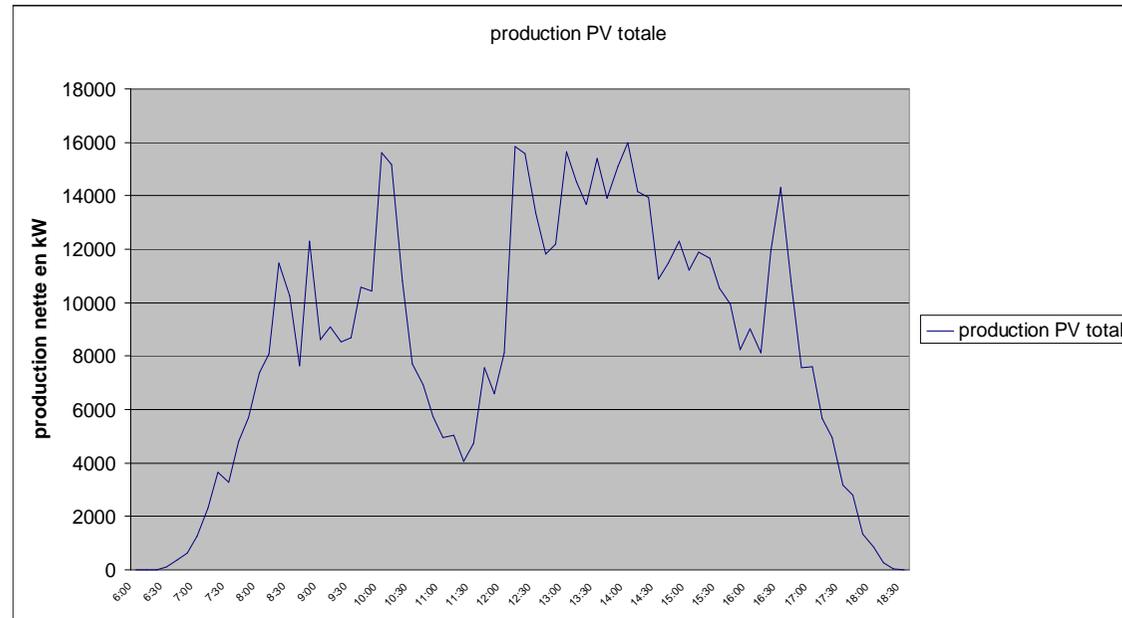
→ Différentes typologies de journées
→ Une forte variabilité



Pas le seul aléa dans un système électrique mais variabilité importante
en énergie journalière
en puissance instantanée

Exemple de conséquence sur l'Equilibre Offre Demande

Variation de production « lente » - capacité d'action du dispatcher



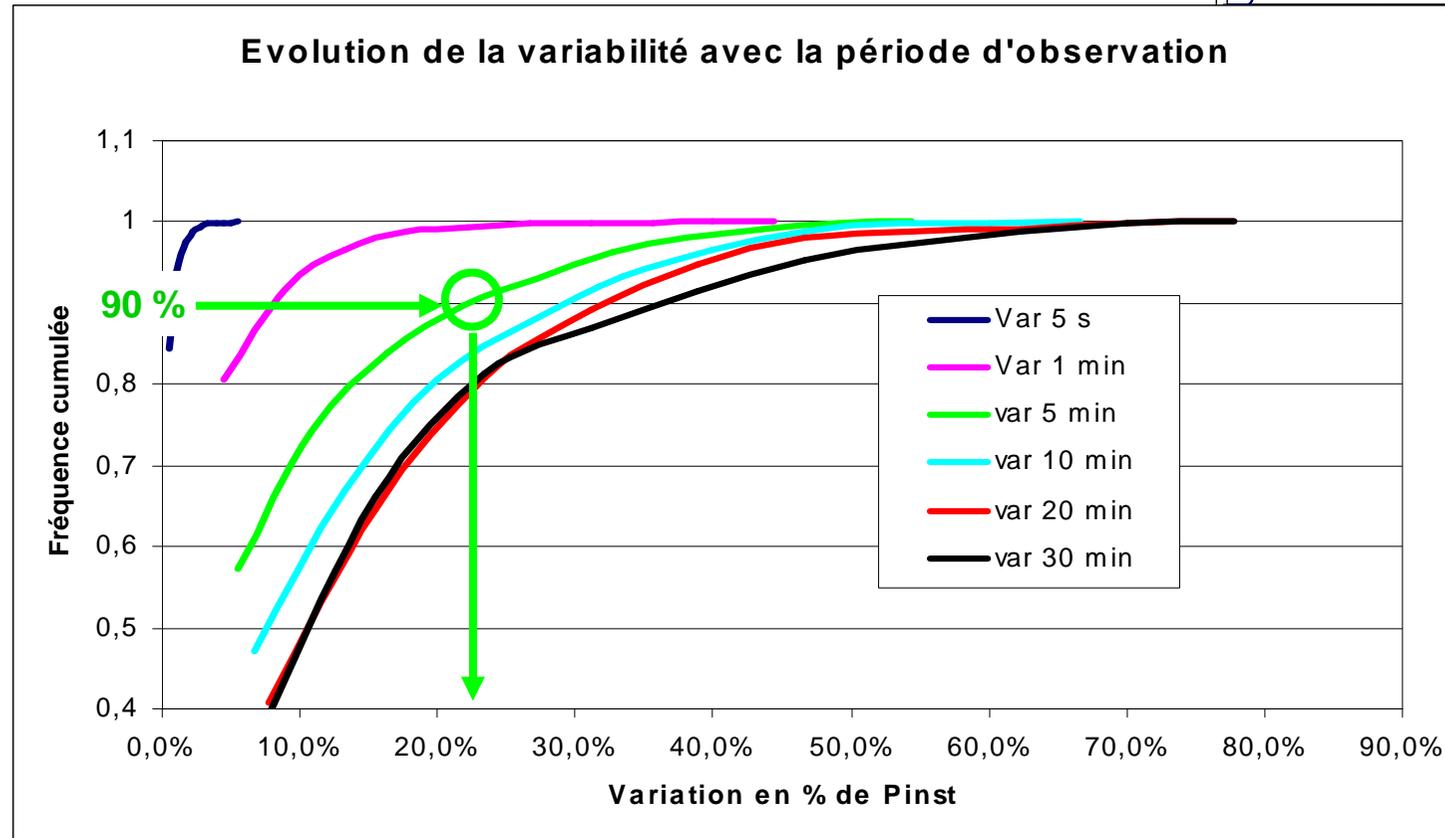
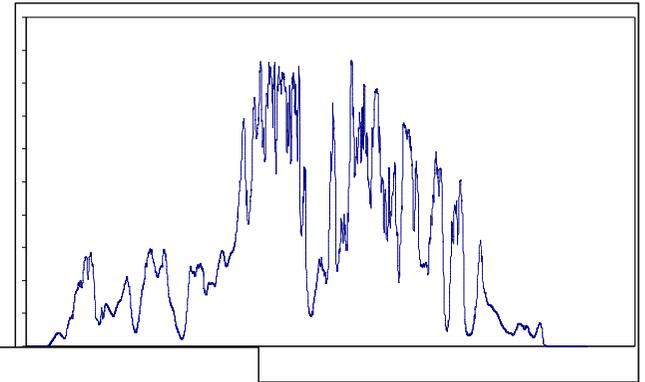
- Production PV qui chute à 10h
- Sollicitation de plus de puissance des autres groupes, pour garder de la puissance de secours (réserve primaire), le dispatcher démarre un nouveau groupe
- Vers 12h, la production PV repart
- Le dispatcher baisse des groupes à leurs limites → rendements dégradés

Un démarrage de groupe nécessaire pour palier la chute de production, Désoptimisation de l'empilement au retour de la production PV

Les actions entreprises pour mieux caractériser le productible

- ▶ Des campagnes de mesures au pas 5 s pour mieux caractériser l'intermittence.
- ▶ Du monitoring des productions réalisées au pas 5 ou 10 min.
- ▶ Des analyses statistiques de la variabilité.
- ▶ Des travaux sur la prévision.
- ▶ L'Analyse des impacts sur le système.

La variabilité et période d'observation



**90 % des variations 5 minutes
inférieures à
22 % de Pinst**

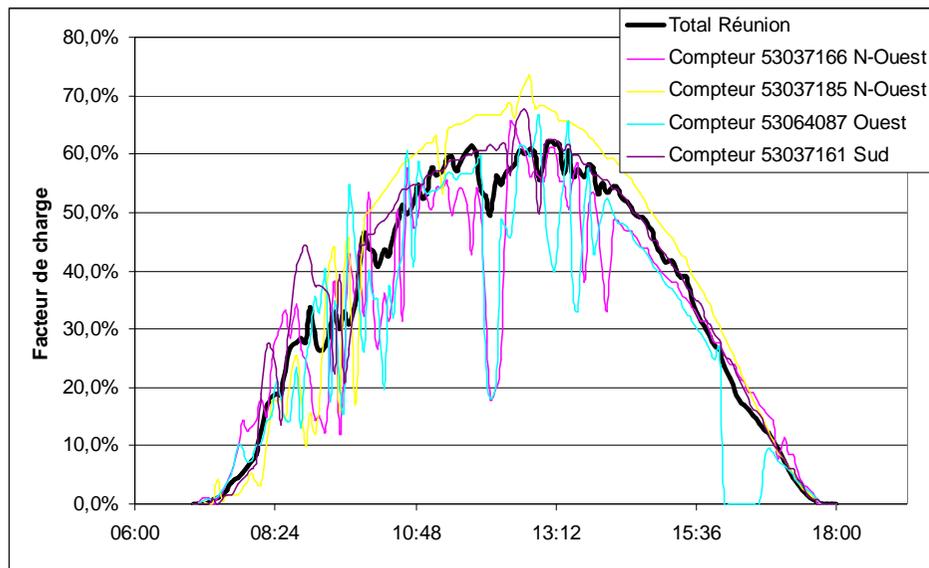
Foisonnement

Dépend de la répartition sur le territoire
Dépend du type d'installation

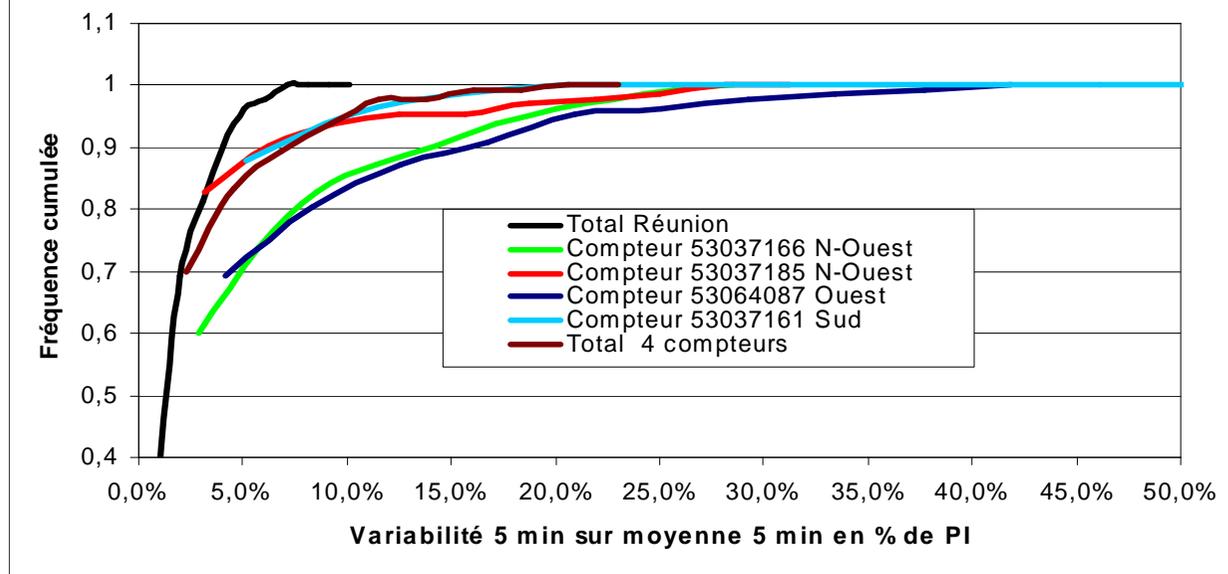


Foisonnement PV à La Réunion

Exploitation des données 5 min sur parc de 19.5 MW



Impact du foisonnement sur la variabilité
journée du 06/07/2010



Compteurs individuels :

90 % des variations < 6 à 16 % de Pinst

Variation max entre 20 et 40 % de Pinst

Parc Réunion :

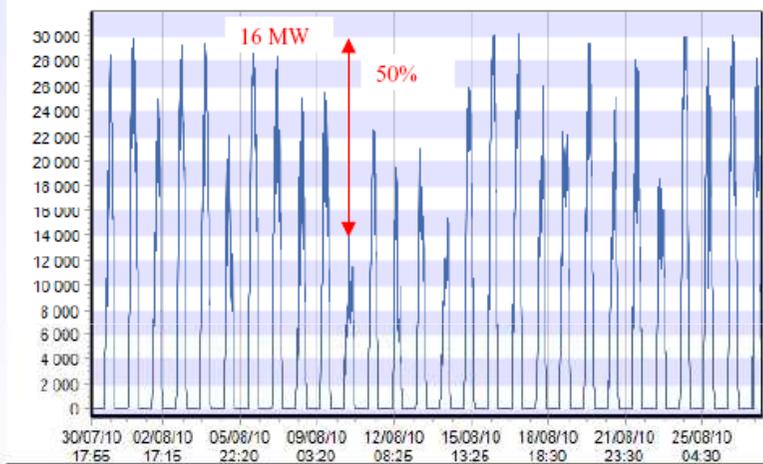
90 % des variations < 4 % de Pinst

Variation max < 7 % de Pinst

Une variabilité importante En Puissance et en énergie

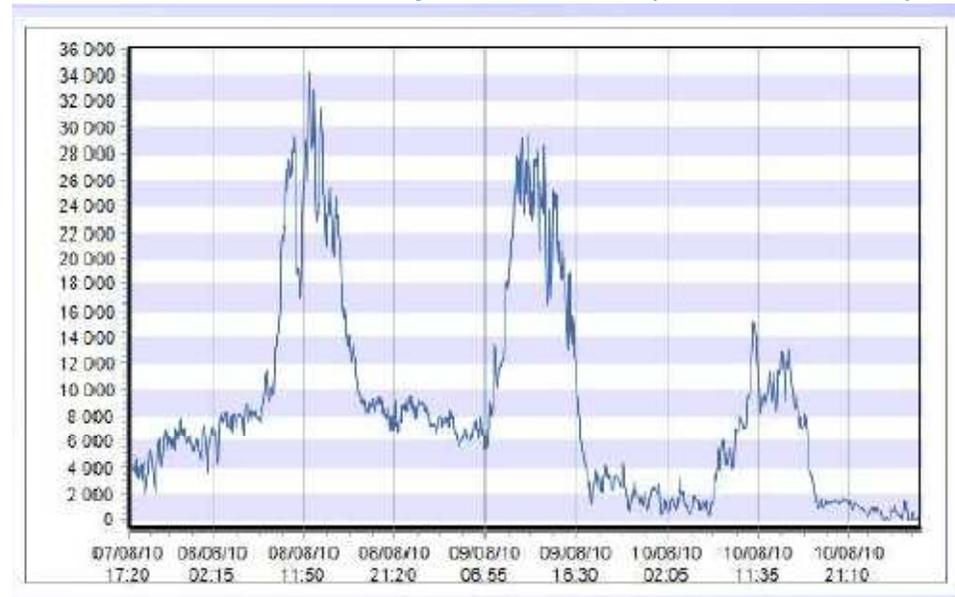
Exemples Ile de la Réunion

Variabilité en puissance (PV seul)



- P installée mesurée : 46 MW (75% P totale installée)
- Pmax atteinte = 67% P installée

Variabilité en puissance (PV + éolien)



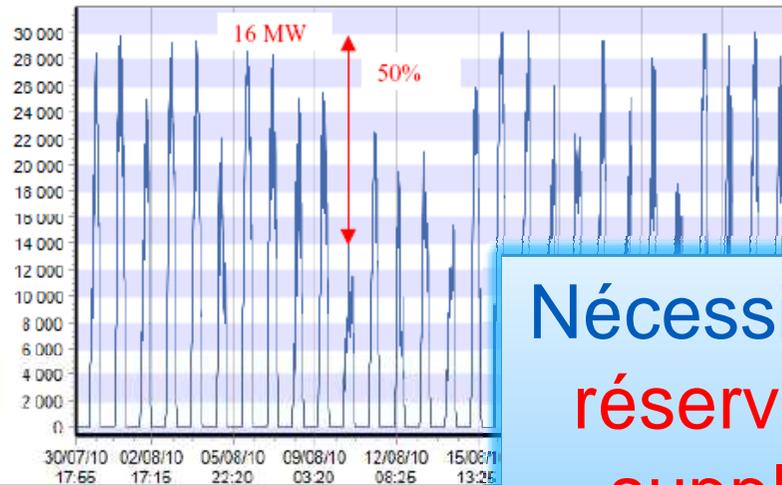
Variabilité en
énergie



MWh	PV	Éolien	Total intermittent
8 août	169	182	351
9 août	193	73	266
10 août	100	29	129

Une variabilité importante En Puissance et en énergie

Exemples Ile de la Réunion



Nécessité d'avoir des
réserves systèmes
supplémentaires

- P installée mesurée : 46 MW (75% P totale installée)
- Pmax atteinte = 67% P installée

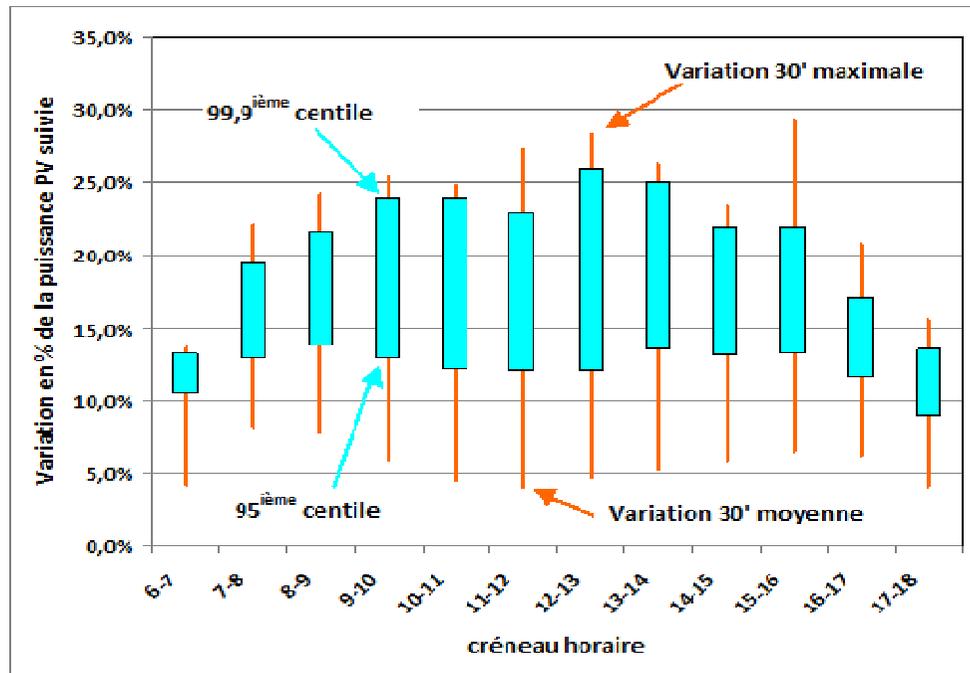
- P installée mesurée : 46 MW (75% P totale installée)

Nécessité de prévoir à J-1 la production pour une optimisation globale journalière de l'équilibre offre demande

Nécessité de prévoir à très court terme les ruptures de production pour anticiper l'utilisation ou l'effacement d'autres moyens de production

Estimation volume réserve

Exploitation des données 5 min sur parc de 80 MW
(novembre 2010 – juin 2011)



Variabilité 30 minutes < 30 % de Pinst



Volume de réserve automatique égal à 30 % de Pinst
avec dynamique de libération lente de type groupe hydraulique

3 Aspects réseaux : fréquence et tension

-

Impacts de l'interface à électronique de puissance

Spécificités des ZNI

- ▶ La non interconnexion ou faible interconnexion à un grand réseau comme celui de l'Europe continentale est une fragilité structurelle :
 - Un court-circuit sur un ouvrage haute tension ou la perte d'un groupe engendre un creux de tension ou des perturbations sur toute l'île.
- ▶ Puissance de pointe en Europe continentale : 300 000 MW
 - Perte d'une tranche nucléaire de 1 300 MW → Ratio : 0,4%
- ▶ Exemple de puissance de pointe dans un SEI : 200 MW
 - Taille du moyen de production le plus gros : 40 MW → Ratio : 20%

Conséquence :

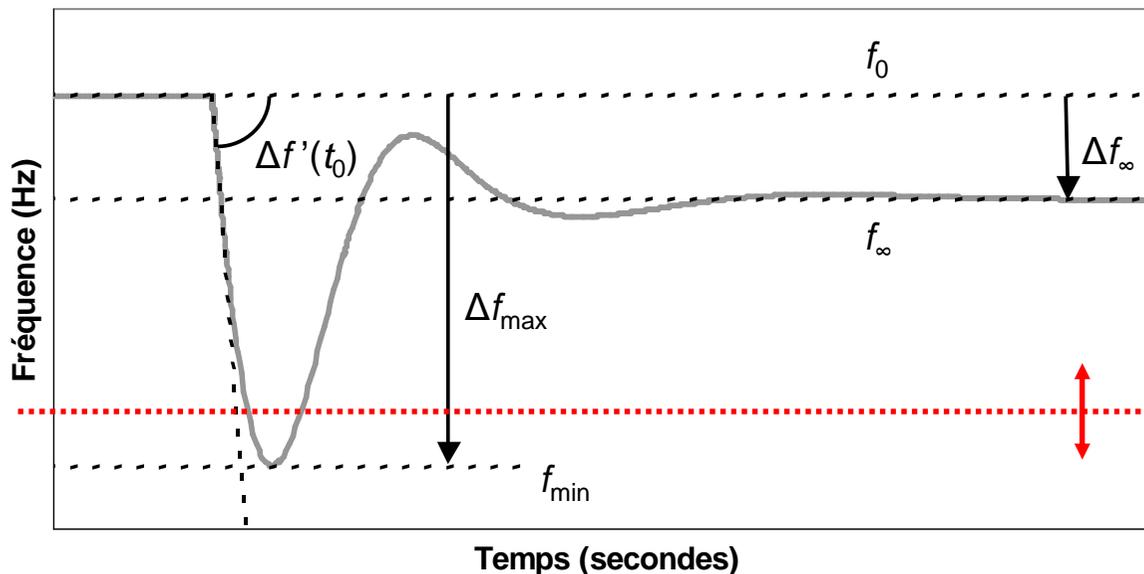
- Creux de tension et baisse de fréquence sont plus nombreux et plus profonds que sur le continent - Plusieurs dizaines chaque année
- Le risque de black-out est important

3.1

Impacts de l'interface à électronique de puissance sur la fréquence

Régimes transitoires de fréquence

- ▶ Rétablissement de l'équilibre P-C dans les premières secondes qui suivent un incident : régulation primaire de fréquence.
- ▶ Évolution typique de la fréquence après perte de groupe $\Delta P_0 < 0$:



Délestage fréquence-métrique

Seule solution pour éviter un incident étendu si la réserve primaire est insuffisante ou **si son déploiement est trop lent.**

Déconnexion du volume de charge approprié grâce à un fonctionnement en échelons.

1 – Gradient initial de fréquence

$$\Delta f'(t_0) = f_0 \frac{\Delta P_0}{2E'_{eq}} = f_0 \frac{\Delta P_0^{pu}}{2H'_{eq}}$$

E'_{eq} , H'_{eq} : énergie cinétique, inertie des groupes qui restent connectés.

Si la réserve primaire provisionnée est suffisante :

2 – Creux f_{min}

Dépend de ΔP_0 , de la dynamique de libération de la réserve primaire, etc.

3 – Écart stabilisé f_{∞}

$$\Delta f_{\infty} = \frac{\Delta P_0}{K}$$

K [MW.s] : énergie réglante

Régimes transitoires de fréquence :

Impact de la production interfacée par électronique de puissance

Augmentation du taux de production interfacée

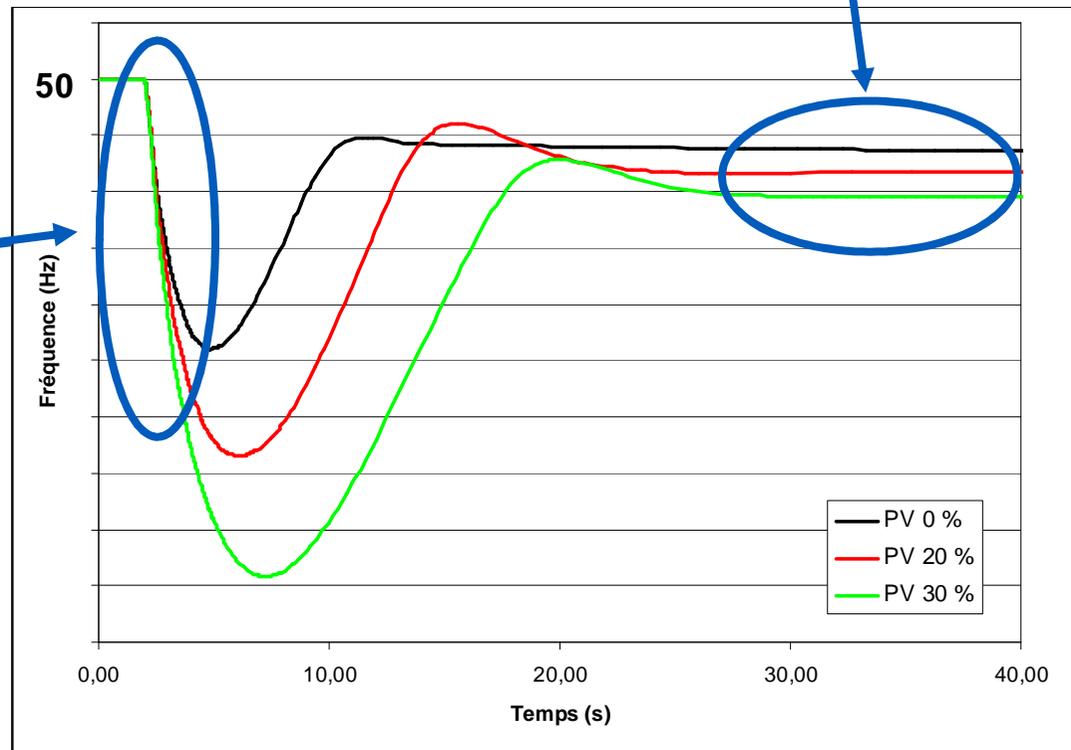
➔ moins de groupes classiques

énergie réglante ↓

écart fréquence ↑

inertie du système ↓

gradient fréquence ↑



Problème d'immunité

Exemple de comportement du PV sur incident

Incident système : perte d'un gros groupe le 24/08/2010

- décrochage anormal d'une partie du PV sur critère de fréquence à 48 Hz au lieu de 46 Hz
- amplification du creux de fréquence



**26 MW de PV avant incident
perte de 12 MW de PV**

3.2

Impacts de l'interface à électronique de puissance sur la tension

Grandeur électrique à maîtriser : la tension

► Respecter les contraintes des matériels

- Tenue des matériels (diélectrique, vieillissement des isolants)
- Fonctionnement correct des matériels (saturation des transformateurs, tenue des unités de production)
- Durée de vie des matériels
- Surcharges
- Fonctionnement dégradé des protections
- Fonctionnement dégradé des régulateurs en charge
- Fonctionnement dégradé des auxiliaires de centrales (moteurs asynchrones)

► Maintenir la tension d'alimentation dans les plages contractuelles.

► Minimiser les pertes.

► Améliorer la stabilité des alternateurs.

Les systèmes électriques insulaires : des systèmes de petites tailles



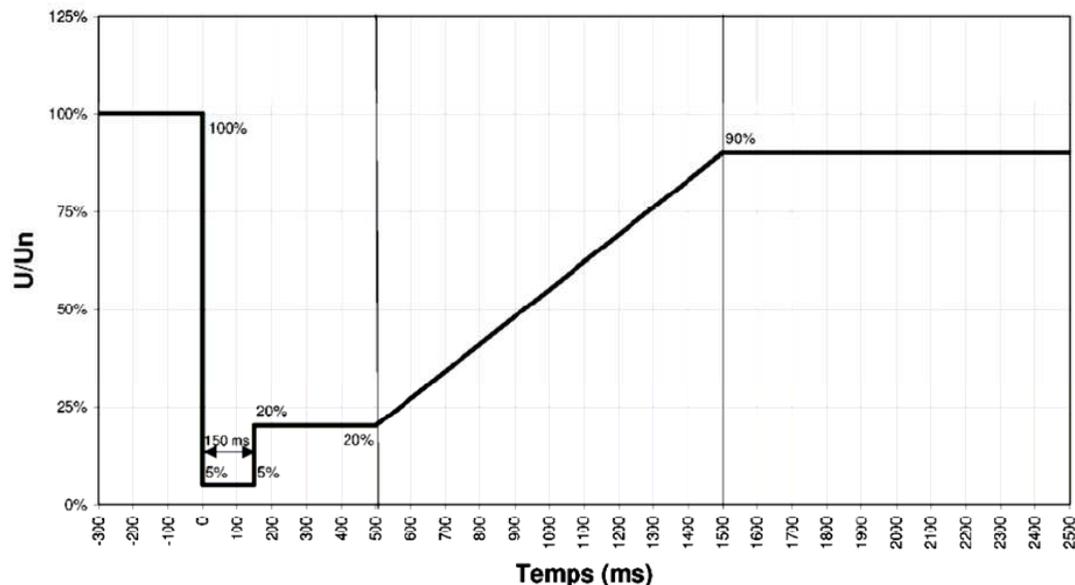
**un court-circuit sur le réseau HTB
impacte une grande partie du système
électrique, voire le système électrique
dans son ensemble.**



chute de tension « vue » par l'ensemble des
groupes de production, y compris ceux
raccordés sur les réseaux HTA ou BT.

Rappel de la réglementation en vigueur

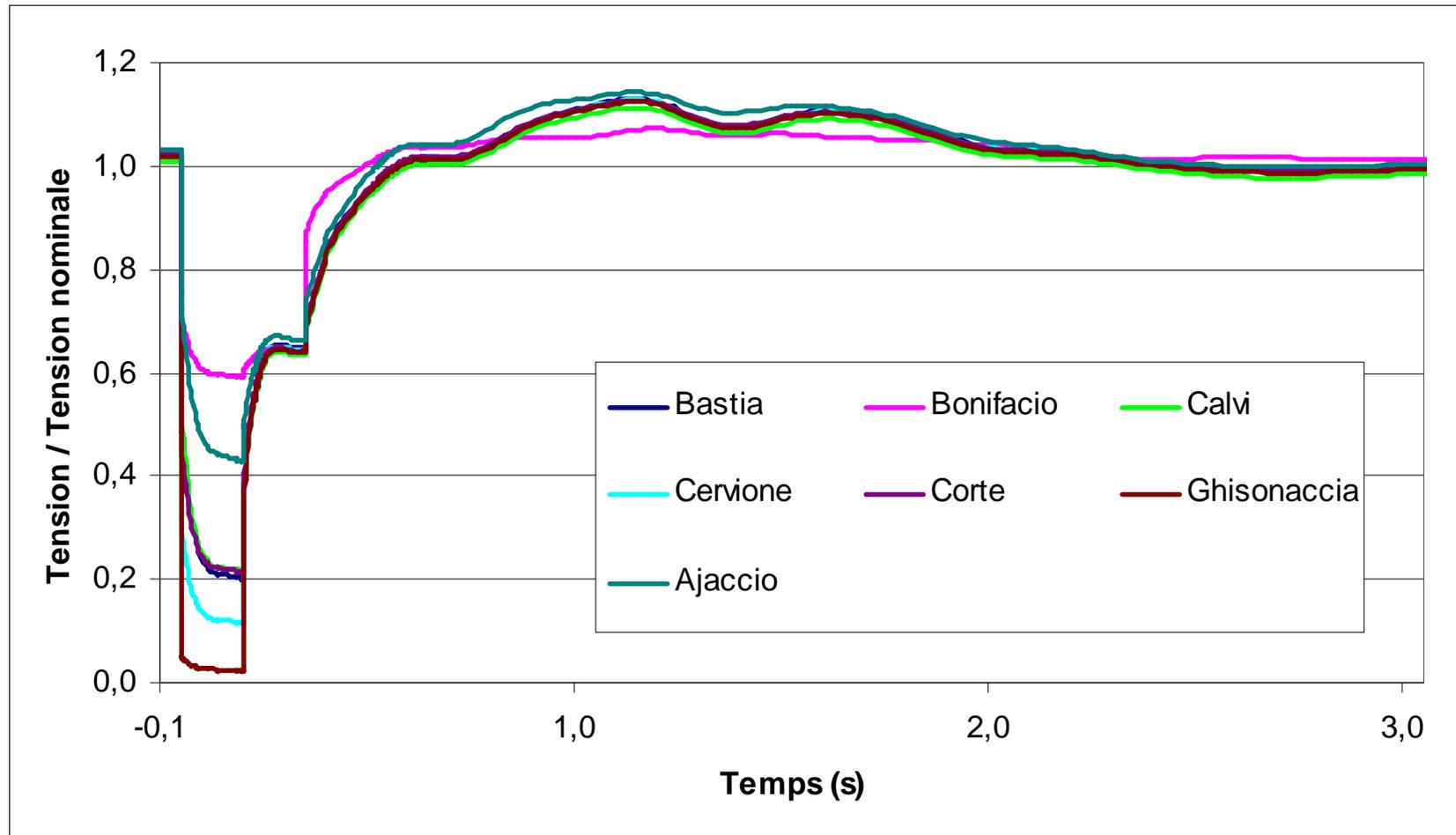
- ◆ Arrêté du 23 avril 2008 (art. 18) complété par Arrêté du 10 février 2010 : toute installation de production > 100 kVA doit pouvoir tenir les creux de tension suivant :



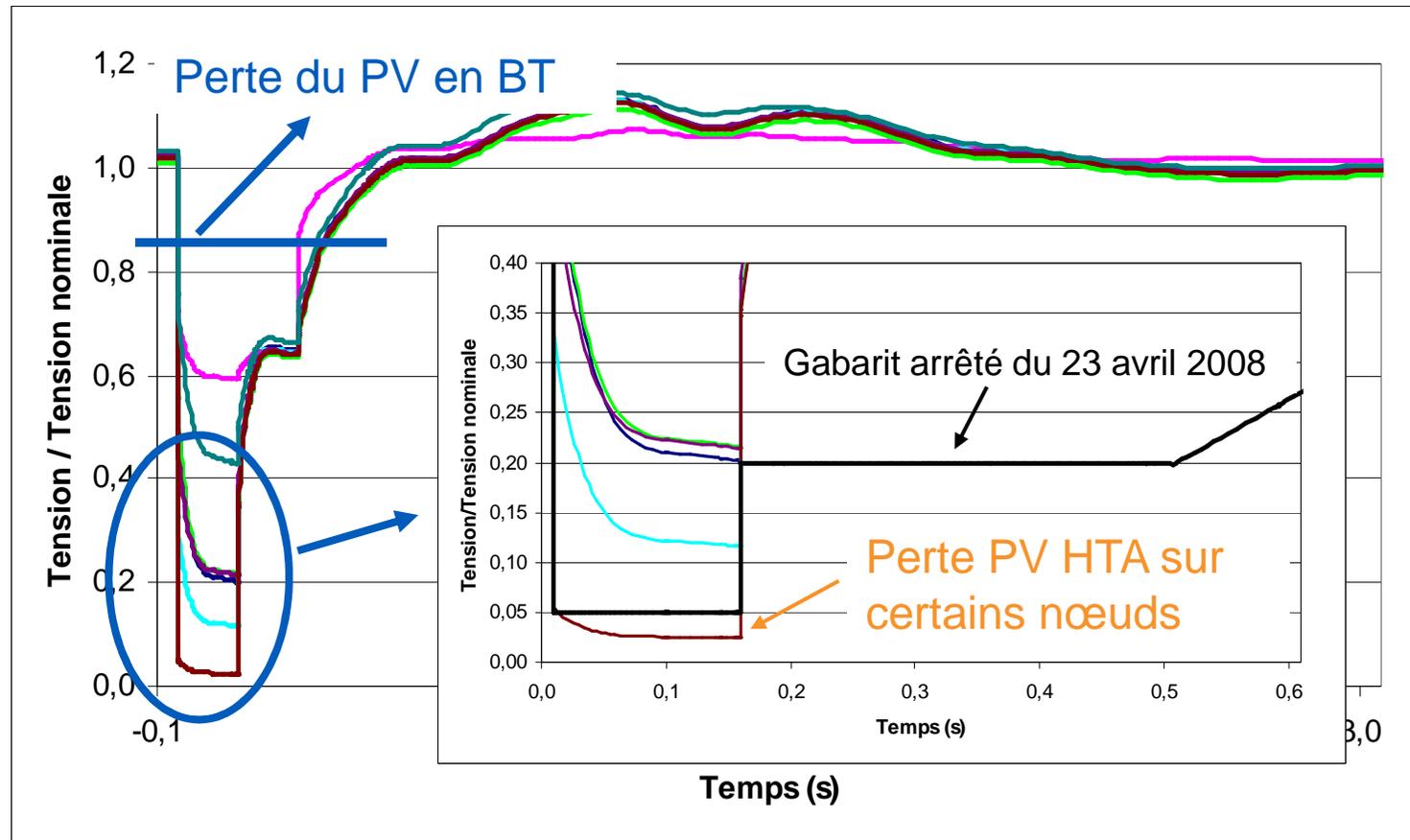
- ◆ Art. 22: toute installation de production concernée par le point précédent et mettant en oeuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations (PV) peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau.
- ◆ Par installations non concernées par les articles 18 et 22 (en HTA et en BT), le réglage actuel des protections de découplages (référentiel technique d'EDF SEI), implique que les systèmes PV doivent se déconnecter lorsque la tension du réseau est inférieure à 85% de la tension nominale.

Court-circuit triphasé sur la ligne Ghisonnacia-Sainte-Luccie

Évolution de la tension en divers points du réseau



Court-circuit triphasé sur la ligne Ghisonnacia-Sainte-Luccie



Perte d'une partie du PV (BT en totalité et HTA en partie)



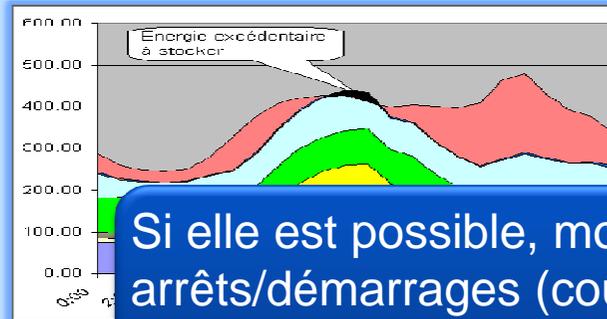
Evolution du gabarit HTA ?

4

Le stockage

Sans stockage

Transfert d'énergie

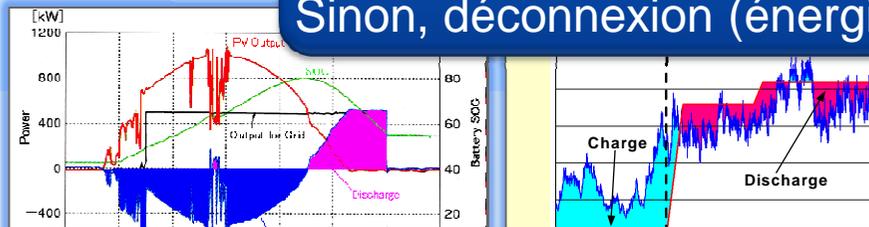


Production fatale

jour,
semaine

Si elle est possible, modulation de groupes, arrêts/démarrages (coûteux)
Sinon, déconnexion (énergie perdue)

Lissage



Intermittence

minute

Modulation d'autres moyens de production (réserve de puissance à la hausse et à la baisse)
→ Démarrage de plus de moyen de production, perte de rendement, usure des machines (augmentation du coût de l'énergie)

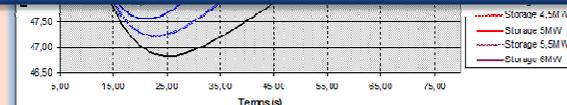
Services système



PV sans inertie
Intermittence

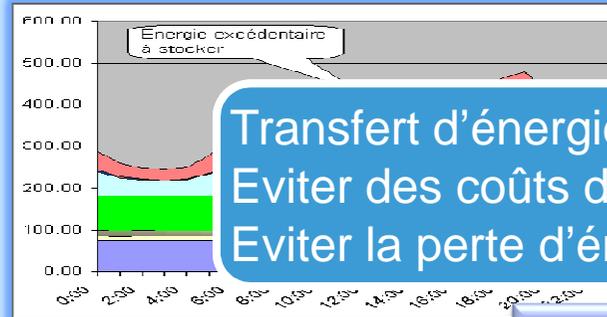
seconde

Perte d'inertie -> délestage voire black out
Pbs de tenue aux creux de tension



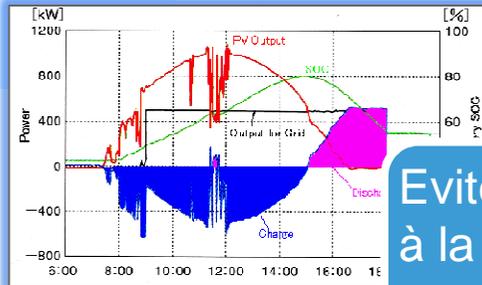
Valorisation stockage

Transfert d'énergie



Transfert d'énergie HC/HP
Eviter des coûts de modulation, d'arrêts/démarrages
Eviter la perte d'énergie

Lissage



Dépend du mix énergétique

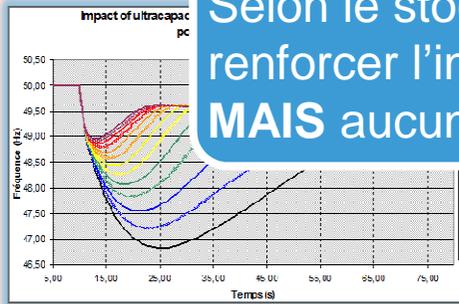
Eviter la mise à disposition de réserve de puissance à la hausse et à la baisse par d'autres moyens de production

Intermittence



Caractérisation de l'intermittence
Adéquation stockage / intermittence

Services système



Selon le stockage mis en œuvre, possibilité de renforcer l'inertie du système
MAIS aucun intérêt pour tenue aux creux de tension

Politique de RP, caractéristiques du stockage

Soirée débat Le 25 avril 2013

Les expérimentations dans les ZNI

Quatre facteurs poussent EDF SEI à s'engager fortement en matière d'expérimentation sur les smartgrids dans les territoires insulaires :

1. L'intégration des EnR (Energies Renouvelables) intermittentes avec l'atteinte dans tous les territoires du seuil des 30 % en puissance ;
2. La fragilité des équilibres offre-demande dans des territoires peu ou pas interconnectés déjà évoquée avec une gestion difficile des pointes de consommation pouvant conduire à des délestages de clients. Pour cette raison, EDF SEI est à la recherche de solutions innovantes et performantes pour lisser la consommation, disposer de réserves primaires de stockage, ou de solutions permettant de rééquilibrer la consommation (maîtrise de la demande en énergie) et la production (moyens de production supplémentaires) ;
3. Le modèle de régulation en système insulaire évoqué plus haut qui pousse à innover en matière d'efficacité énergétique. Dans les îles, le meilleur kWh reste celui que l'on « ne consomme pas », et l'efficacité énergétique est une priorité. Les smart grids et les smart technologies apportent leur valeur ajoutée à cet objectif. Ils peuvent être financés en partie grâce à des réductions de CSPE, dès lors que l'on démontre qu'ils sont vertueux en termes d'économies globales ;

**IEEE P&E S
Jeudi 25 avril 2013
17h30 – 19h30
RTE - Tour Initiale
1 terrasse Bellini
Paris - La Défense**

4. Les dernières évolutions technologiques permettent d'imaginer des expérimentations techniquement innovantes : gestionnaires d'énergies, compteurs communicants, capteurs, batteries intelligentes, etc.

Les territoires insulaires permettent de mettre en œuvre des expérimentations concrètes dont les résultats sont observables rapidement, car, EDF SEI peut agir pratiquement sur l'ensemble de la chaîne de valeur (modèle de l'acheteur unique). Des solutions et des expérimentations de réseaux intelligents sont mises en place afin de capter ou de déterminer la valorisation économique possible sur le système.

Joseph MAIRE

Joseph MAIRE est directeur technique du programme Smartgrid à la direction des Systèmes Energétiques Insulaires qu'il a rejoint en 2010. De 2003 à 2010, Joseph MAIRE (ESE 78) a dirigé au sein de la R&D d'EDF un programme de recherche à moyen terme préparant l'évolution des réseaux de distribution à la fois en anticipation et en appui à l'activité « smart grid » d'ERDF. Auparavant, il était à RTE où il s'est notamment occupé de gestion des actifs. Membre sénior de la SEE et membre éminent du CIGRE, J. Maire est l'auteur de publications variées tant à la SEE, qu'au CIGRE, à la CIRED ou à l'IEEE et a contribué à la conduite de nombreux projets y compris des projets de recherche internationaux.

Programme Smart Grids de SEI

Direction des Systèmes Energétiques Insulaires

Soirée IEEE

Joseph MAIRE

Joseph.maire@edf.fr



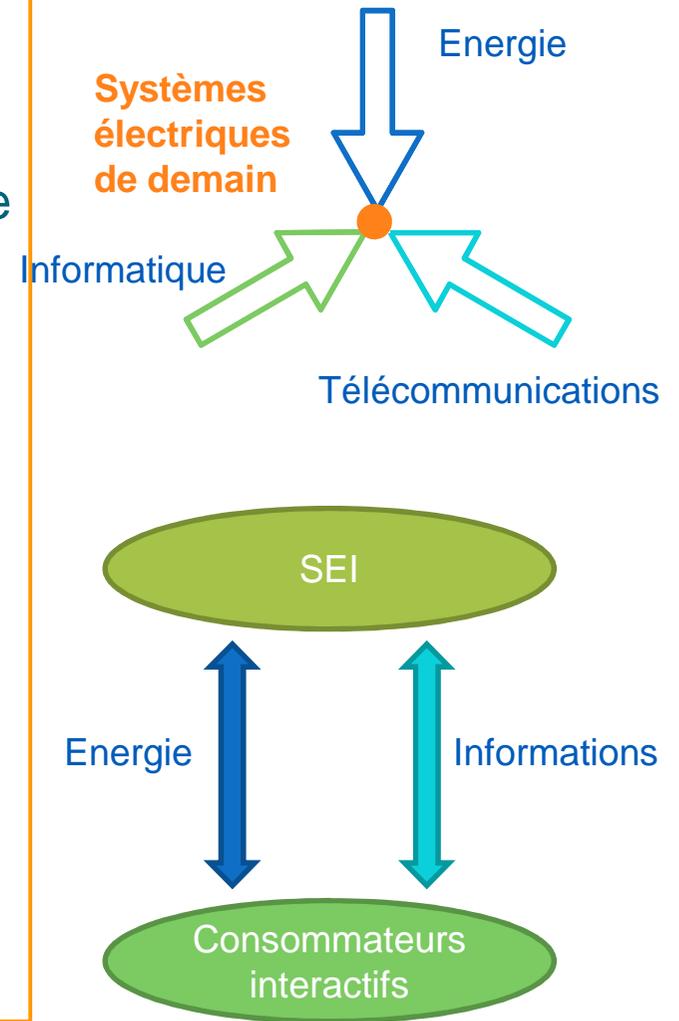
sei



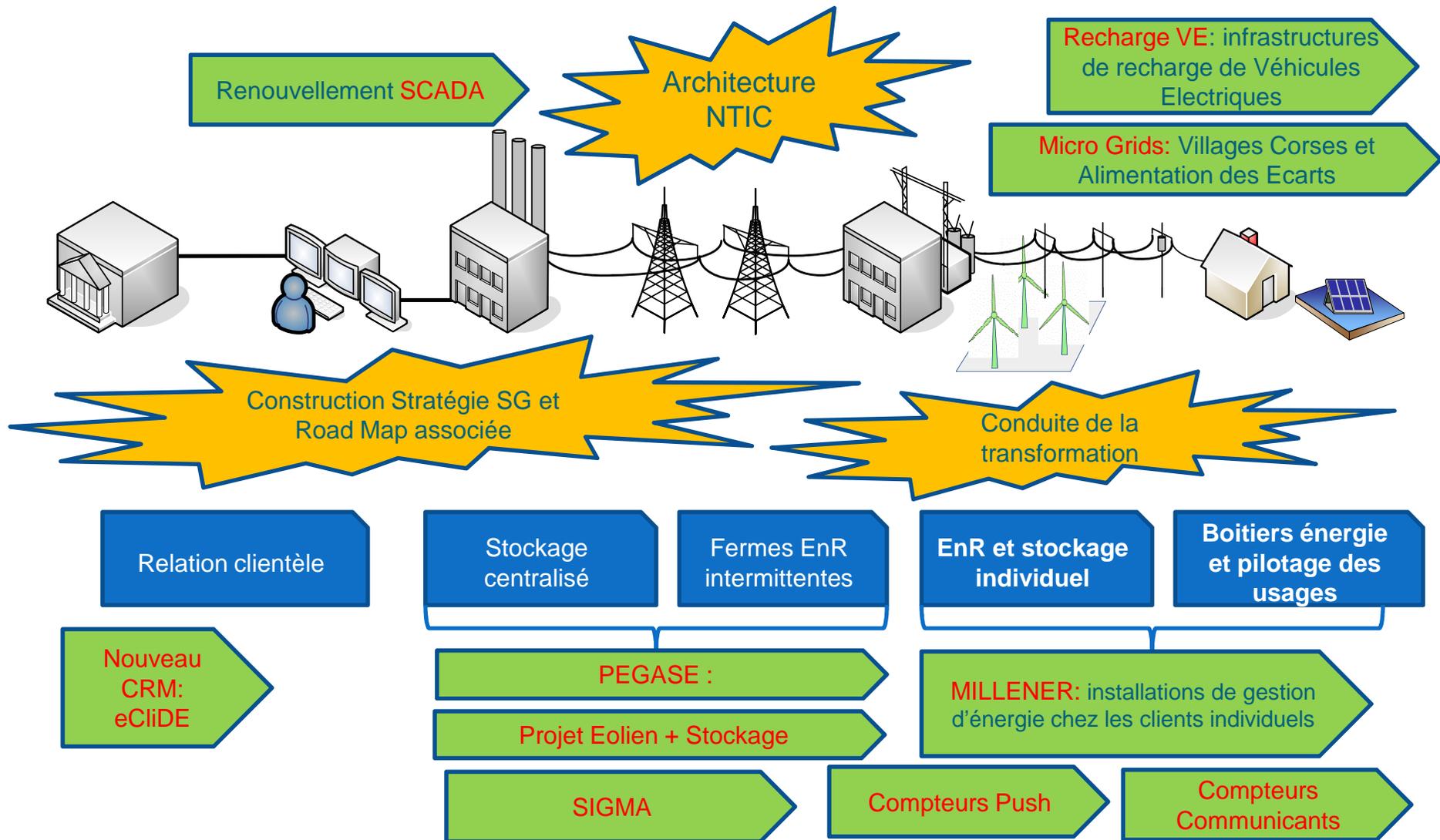
Pourquoi des SG à SEI ?

Le développement des SG trouve à SEI un terrain favorable :

- les problématiques d'Equilibre Offre Demande et les ambitions en terme de développement durable sont importantes (forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes) ;
- les coûts de production sensiblement plus élevés qu'en métropole continentale favorisent l'émergence de solutions innovantes ;
- le modèle d'acheteur unique facilite une exploitation transverse de l'information d'un bout à l'autre de la chaîne de valeur ;
- Les besoins croissants et l'importance de la thématique de maîtrise de l'énergie dans nos territoires.



Des projets tout au long de la chaîne de valeur





**Merci de votre
attention**

