



COMITE DE CONCERTATION AVEC LES PRODUCTEURS

21 Octobre 2019



ORDRE DU JOUR

1. STATISTIQUES DES DEMANDES DE RACCORDEMENT

2. ÉVOLUTION DE L'ORGANISATION DE L'ACCUEIL RACCORDEMENT GRANDS PRODUCTEURS

3. DOCUMENTATION TECHNIQUE DE RÉFÉRENCE

RETOUR SUR LES CONCERTATIONS SEI REF 07 ET ESSOC
POSTES DE LIVRAISON EN CONTENEUR
BARÈME DE RACCORDEMENT

4. INSERTION DES ENR

PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION
LIMITE D'INSERTION INSTANTANÉE

5. ACHATS D'ÉNERGIE

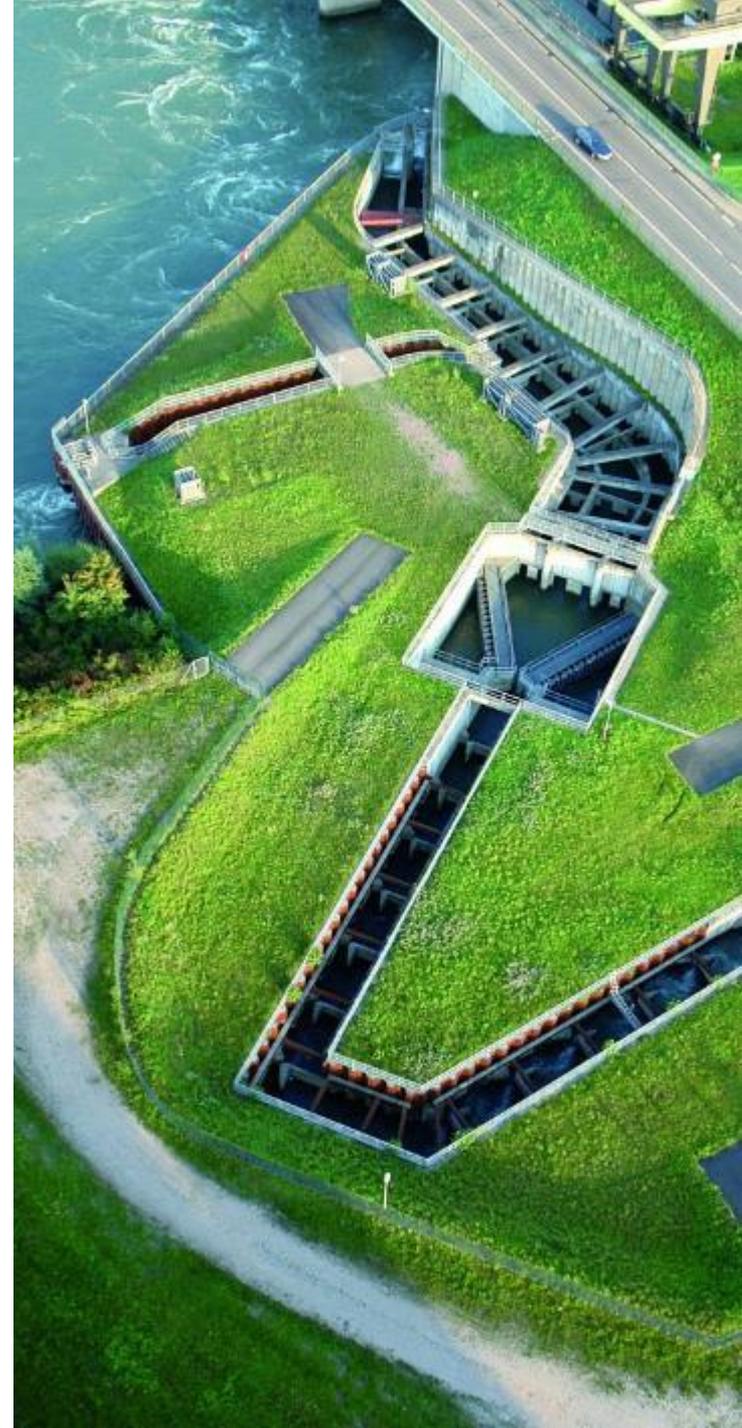
NOUVEAUX APPELS D'OFFRE (PV, PV+STOCKAGE ET AUTOCONSOMMATION
ARRÊTÉ TARIFAIRE « S17 » : COMPENSATION DES DÉCONNEXIONS ET DURÉE DE CONTRAT



CCP DU 23.10.2019

STATISTIQUES RACCORDEMENT
PRODUCTEURS > 36kVA

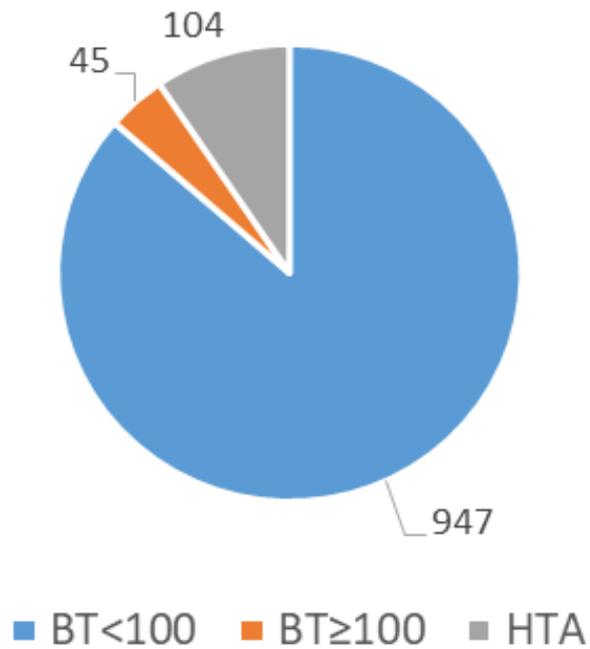
Présenté par Stéphane Janssen



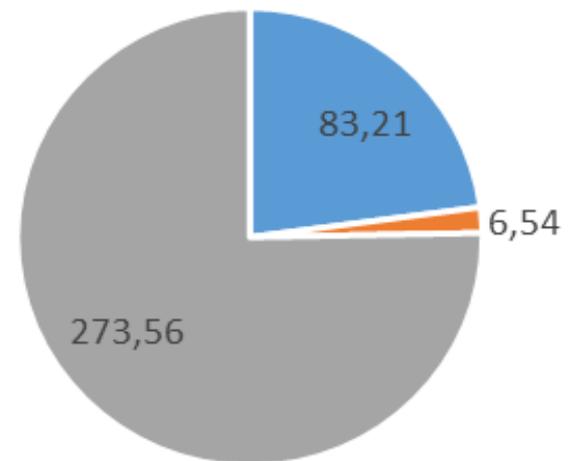
STATISTIQUES RACC. PRODUCTEURS > 36kVA

Situation de la file d'attente à fin septembre

Nbre d'affaires



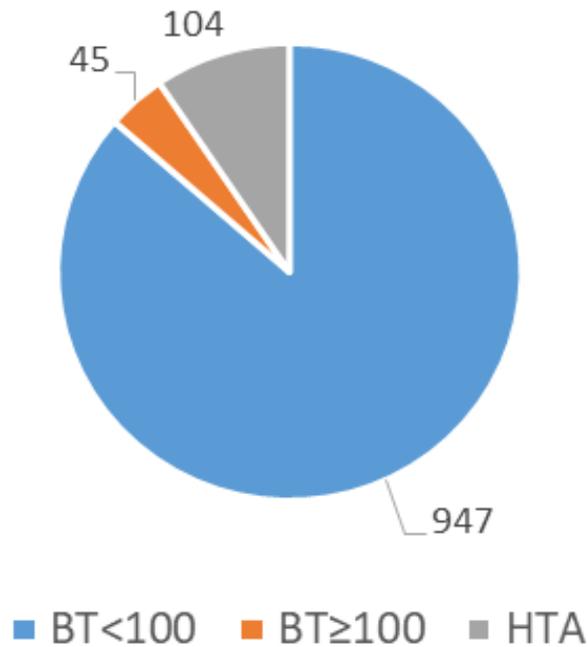
Volume [MW]



STATISTIQUES RACC. PRODUCTEURS > 36kVA

Situation de la file d'attente à fin septembre.

Nbre d'affaires

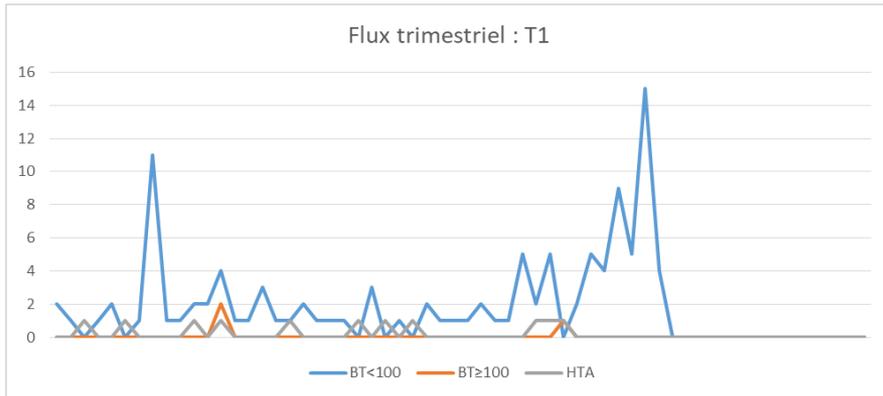


	Nbre d'affaires	Volume de Production [MW]
Bagasse	1	6,5
Biogaz	2	4,2
Biomasse	4	18,8
Eolien	12	98,0
Hydraulique	7	13,8
PV	1057	165,8
Stockage	13	56,3
Total général	1096	363,31

STATISTIQUES RACC. PRODUCTEURS > 36kVA

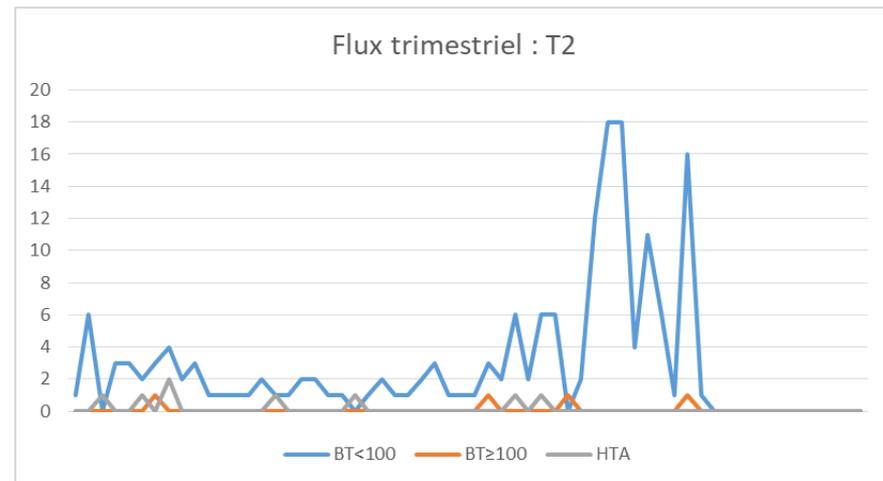
Situation de la file d'attente à fin septembre

Flux trimestriel : T1

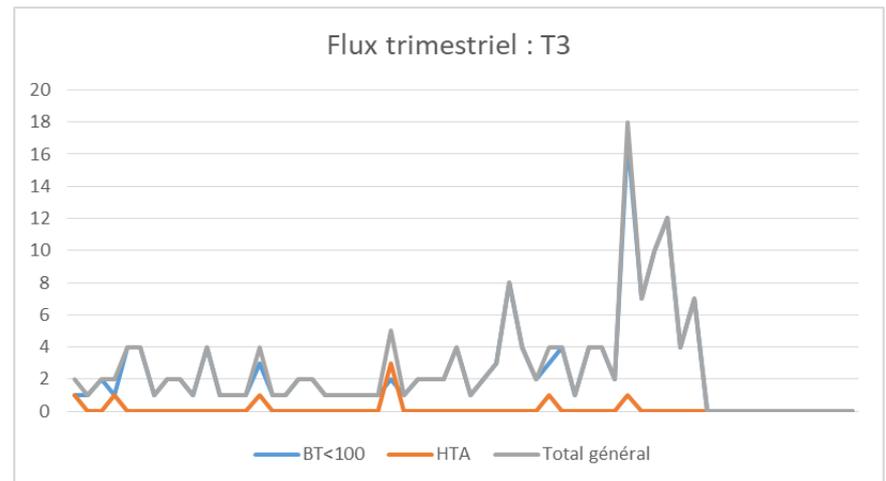


\ N° trimestre	1	2	3	Total général
Autre	0	1	1	2
Bagasse	0	1	0	1
Biogaz	2	1	0	3
Biomasse	1	0	1	2
Eolien	2	0	0	2
Géothermie	0	0	1	1
Hydraulique	2	1	1	4
PV	113	175	151	439
Stockage	3	1	1	5
Total général	123	180	156	459

Flux trimestriel : T2



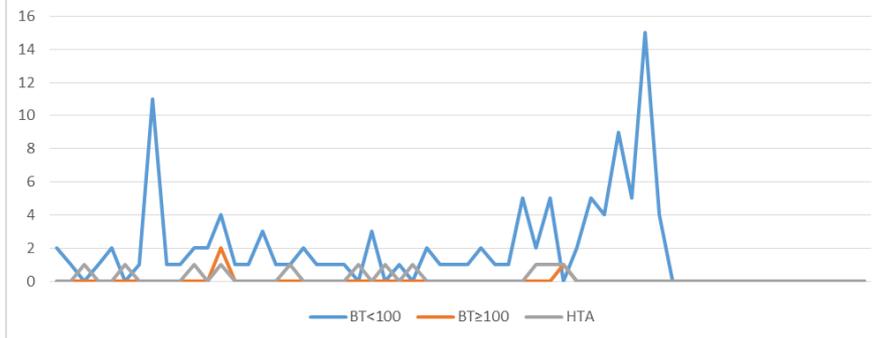
Flux trimestriel : T3



STATISTIQUES RACC PRODUCTEURS > 36kVA

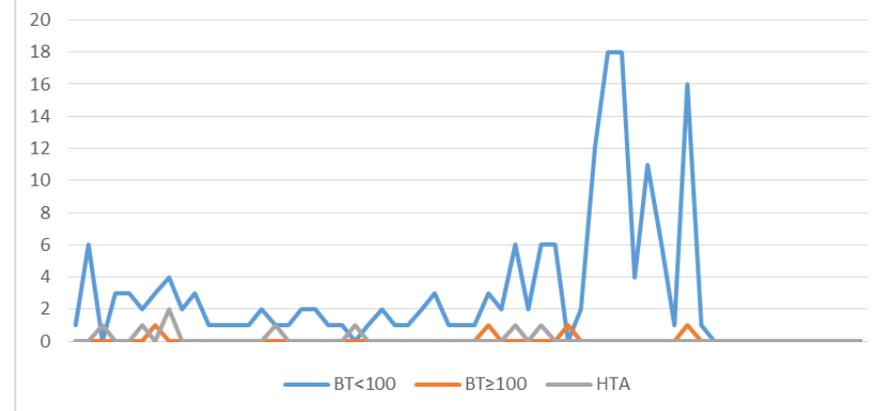
Situation de la file d'attente à fin septembre

Flux trimestriel : T1

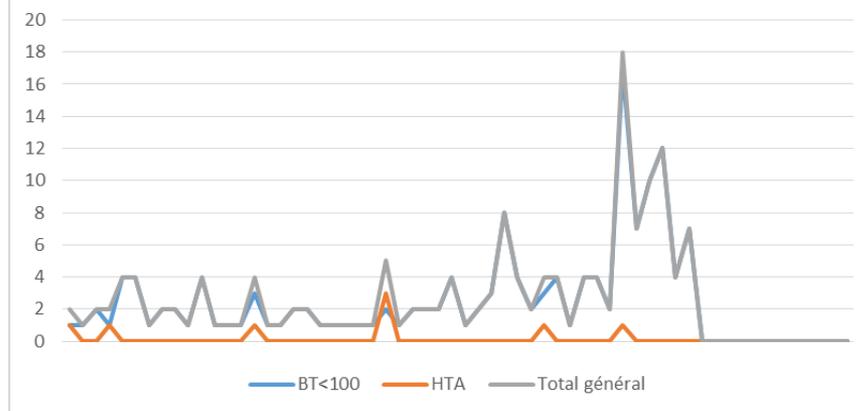


\ N° trimestre	1	2	3	Total général
BT<100	109	168	148	425
BT≥100	3	4	0	7
HTA	11	8	8	27
Total général	123	180	156	459

Flux trimestriel : T2



Flux trimestriel : T3



STATISTIQUES RACC. PRODUCTEURS > 36kVA

Nbre d'entrées en file d'attente par trimestre - 2019

\ N° trimestre	1	2	3
BT<100	109	168	148
BT≥100	3	4	0
HTA	11	8	8
Total général	123	180	156

Nbre d'envois par trimestre - 2019

\ N° trimestre	1	2	3
BT<100	147	101	94
BT≥100	1	0	1
HTA	2	9	5
Total général	150	110	100

81 Propositions de raccordement sont prêtes à être envoyées

Depuis le début de l'année 2019, le rythme de production des offres de raccordement s'établit à 40 par mois environ

C'est 50% de plus que sur l'année 2018 (en moyenne mensuelle)

Dans le même temps, le rythme des entrées en file d'attente a augmenté de 50% (il est passé de 33 à 51 par mois)

Le stock d'affaires en cours reste important

Le taux d'offres de raccordement émis dans les délais évolue peu

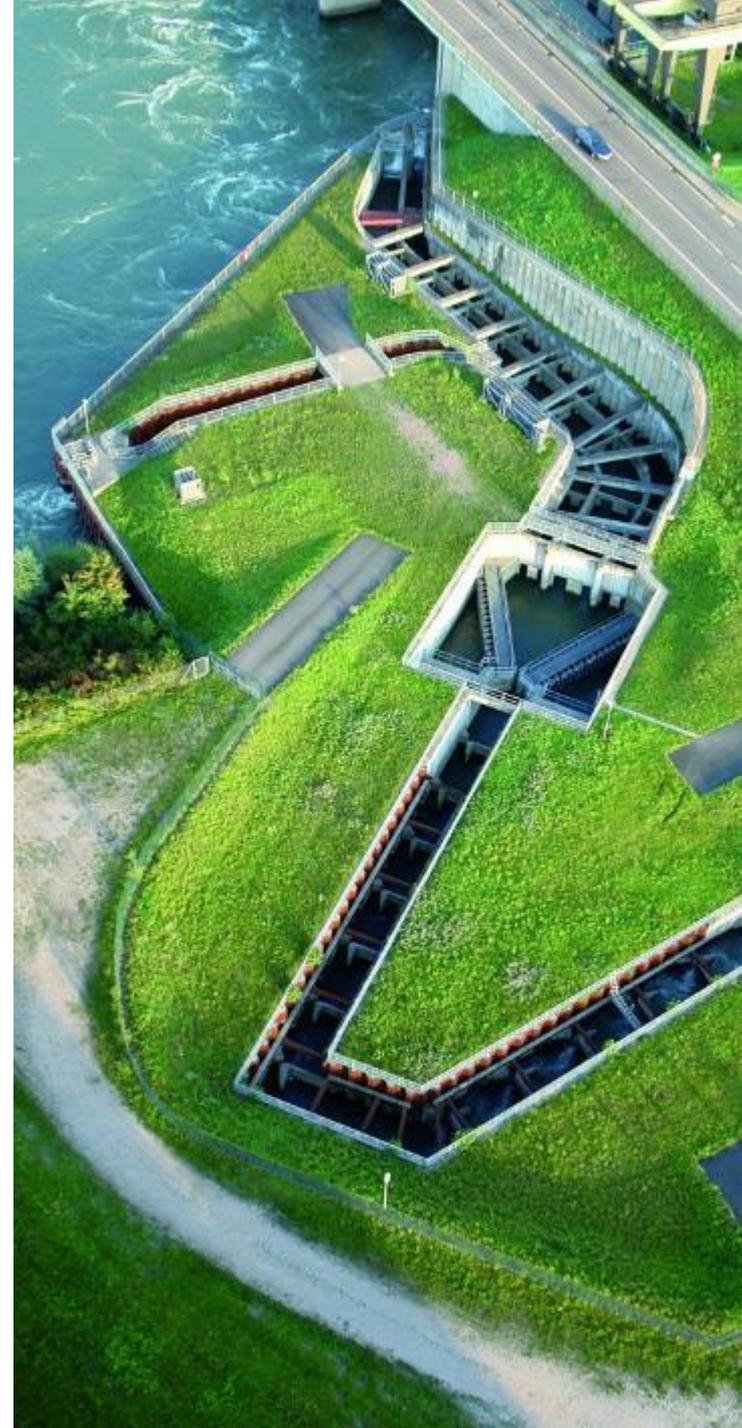
Ce REX a nourri le travail mené avec EDF CONSEIL



ÉVOLUTION DE L'ORGANISATION DE L'ARD DE RENNES

Présenté par Jean Martinon

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires



LES MISSIONS ET L'ORGANISATION DE L'ARD

L'ARD traite le raccordement des producteurs > 36 kVA pour les cinq Centres SEI

De la demande initiale jusqu'à la mise en service

Aspects contractuels et relations avec le demandeur

Processus largement interfacé avec les Centres

Ce processus inclut

Une analyse de complétude / recevabilité des demandes

Des études électriques pour déterminer la solution de raccordement applicable

Le chiffrage de cette solution

La production des documents contractuels associés

Au sein de l'ARD, on distingue :

Le « guichet »

Le « bureau d'études raccordement » (BER)

ANALYSE DES DYSFONCTIONNEMENTS ACTUELS

Le volume d'activité de l'ARD a considérablement évolué en 24 mois

Forte augmentation entre mi-2017 et mi-2019

Des pics d'activité au pas trimestriel

Des ressources continuellement saturées

L'équipe « guichet » est focalisée sur la qualification des demandes de raccordement

Nombreux allers retours avec les porteurs de projet pour compléter les dossiers

Délais importants jusqu'à l'entrée en file d'attente

Retard induit sur les étapes suivantes du processus

Des outils mal adaptés

De nombreux actes manuels / sur papier

Les outils n'ont pas suivi l'augmentation du volume d'activité

SOLUTIONS PROPOSÉES

Une nouvelle organisation...

Une ressource supplémentaire avec un rôle d'animateur

Transverse guichet / BER, fortement tourné vers les producteurs et vers les Centres

Une ligne de conduite plus « orientée client »

Sans renoncer à l'exigence de rigueur et d'objectivité

... dont la mise en place s'accompagne d'un large renouvellement de l'équipe

Mission engagée avec EDF Conseil

Diagnostic des dysfonctionnements

Identification des causes « racines »

Recherche de solutions

Optimisation
du process

Méthode Lean

Appliquée à la partie « amont » du processus
(de la demande à l'émission de l'offre)

Partie « mise en service » à suivre

Refonte du portail raccordement

Définition du périmètre et des solutions SI retenues en cours avec l'appui d'un consultant

Lancement prévu fin 2019

PLAN D' ACTIONS

Court terme



Moyen terme

Améliorer la communication sur le site internet SEI

- Fournir une information générale sur le raccordement producteurs
- FAQ
- Amélioration la connaissance du process par les demandeurs
- Clarifier et réorganiser les fiches de collectes par type de demande

Revoir les modes de fonctionnement

- Accueil téléphonique : mettre en place une rotation
- Mettre en place un tableau de bord à fréquence hebdomadaire
- Recentrer les effectifs sur les actions à valeur ajoutée

Diminuer les impressions

- Gestion électronique du dossier et des documents entrants

Signature électronique

- Signature électronique des documents sortants

Dématérialisation interne

- Outils collaboratifs au sein d'EDF SEI (ARD / Centres)

Mener une réflexion sur la rationalisation des outils

Réduire le temps d'instruction dans les Centres

- Arbitrage entre PTF et CRD en BT et en HTA
- Optimiser les études sur site / du bureau
- Limiter les allers-retours Centre / Rennes

Refondre le portail raccordement

Mettre en ligne un simulateur de raccordement



RETOUR SUR LA CONCERTATION SEI-REF_07 ET CONTRAT DE MANDAT ESSOC

Présenté par Jean Martinon



MISE EN CONCERTATION DE LA NOTE SEI-REF_07

Le projet d'évolution des procédures de traitement des demandes de raccordement BT > 36 kVA et HTA a été mis en concertation le 27 juillet

Un retour a été reçu (NW Energy)

Échéancier de versement des acomptes pour les affaires < 500 k€

Premier acompte à la signature de l'offre de raccordement

Deuxième acompte à la signature de la CR

Troisième acompte trois mois après le début effectif des travaux

Solde à la mise en service

⇒ Pour les affaires > 500 k€, des acomptes complémentaires pourront être demandés en fonction de l'avancement effectif des travaux

Délai d'acceptation d'une offre de raccordement alternative

Le délai d'acceptation de l'ORA reste fixé à un mois

Le délai pour le versement de l'acompte est de trois mois

MISE EN CONCERTATION DU MODÈLE DE CONTRAT DE MANDAT L.342-2

Le projet de contrat de mandat L.342-2 (ESSOC) a été mis en concertation le 27 juillet

Deux retours ont été reçus (NW Energy et Voltalia)

Une partie des questions soulevées porte sur des points réglementaires du dispositif

Principe du mandat

Agrément des entreprises

Code de la commande publique



Ces caractéristiques sont intangibles

D'autres questions portent sur des dispositions plus « pratiques »

Contrôle et essais à l'issue des travaux

Confidentialité

Remarques éditoriales



EDF s'est efforcé de les prendre en compte

MISE EN ŒUVRE DU DISPOSITIF L.342-2

Prochaines étapes de la concertation

Cahiers des charges (études, études de sol, travaux...)

Procédures de traitement des demandes de raccordement

Modèles de PDR L.342-2 / d'avenant L.342-2

⇒ Déjà mis en concertation par Enedis

Le dispositif SEI devrait être complet début 2020

Dans l'intervalle, EDF SEI teste la mise en œuvre du dispositif L.342-2

Avec un petit nombre de demandeurs

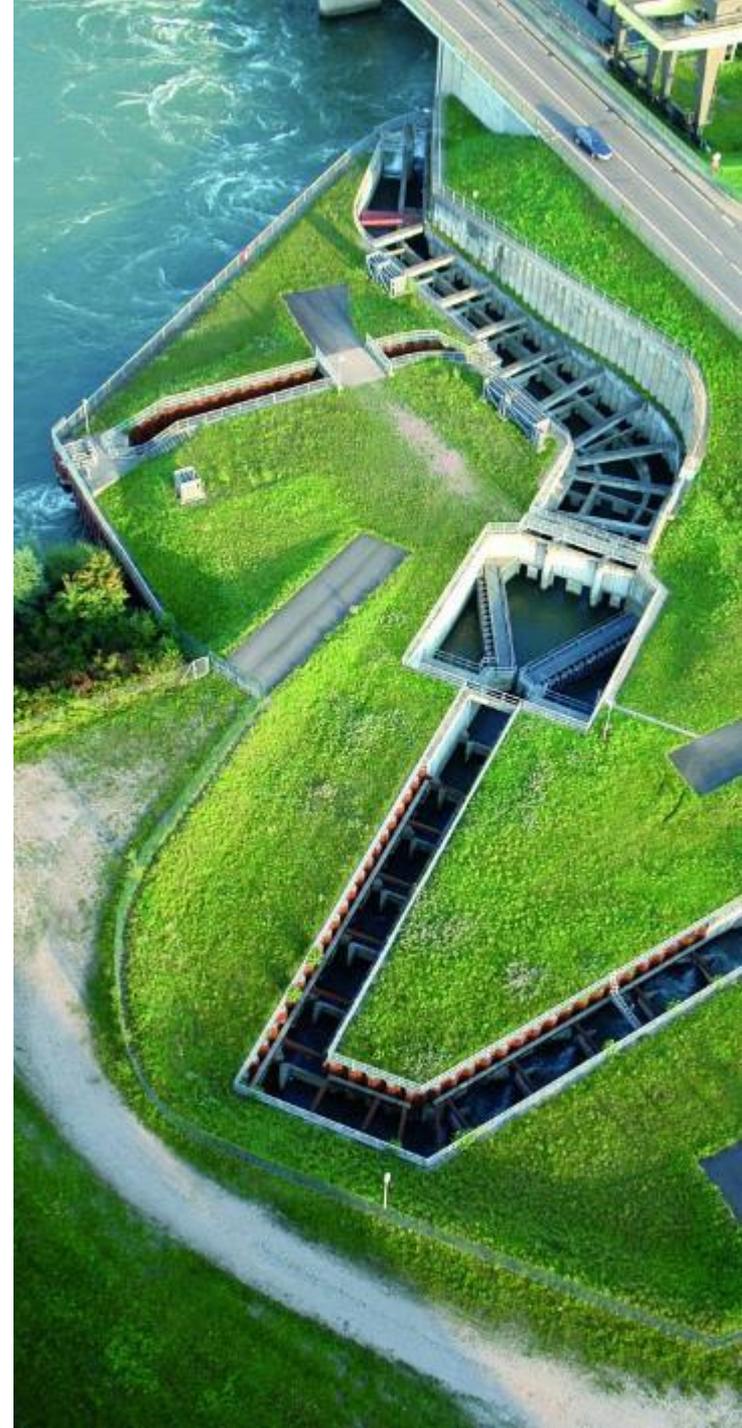
Dans un cadre expérimental



CCP DU 23.10.2019

POSTES EN CONTENEURS MÉTALLIQUES

Présenté par Jean Martinon



POSTES EN CONTENEURS MÉTALLIQUES

Rappel réglementaire

Pour être raccordées au réseau, les installations doivent respecter les dispositions techniques prévues par les textes réglementaires (notamment l'arrêté du 23/04/2008)

Pour ce qui concerne les postes de livraison, ceux-ci renvoient à la norme NF C13-100 qui indique que le demandeur du raccordement doit obtenir l'approbation préalable du gestionnaire de réseau sur les matériels constituant son poste de livraison (y compris l'enveloppe)

Pour simplifier l'obtention de l'accord préalable du gestionnaire de réseau en métropole, ENEDIS a qualifié plusieurs enveloppes de postes qui peuvent être utilisées par les producteurs sans demande complémentaire

Les mêmes postes sont qualifiés dans les ZNI

Mais ce jour, aucune enveloppe métallique ne fait partie des enveloppes qualifiées par les GRD

L'ensemble de ces principes sont bien connus des producteurs, qui sont des professionnels du domaine

POSTES EN CONTENEURS MÉTALLIQUES

Au CCP de juin, EDF SEI a indiqué :

- Comprendre l'intérêt des postes métalliques préfabriqués pour les projets EnR

- Avoir observé que certaines enveloppes métalliques n'étaient pas conformes à la norme NF-C 13-100

- Que la recherche et la sélection d'un ou deux fournisseurs susceptibles d'être qualifiés serait engagée

En parallèle, EDF SEI ouvert la porte à des qualifications « au cas par cas »

Ce mode de fonctionnement apparaît aujourd'hui inapproprié

- Nombreuses demandes de qualification au cas par cas

- Pour des matériels problématiques dont la qualification n'est pas acquise

EDF SEI n'acceptera plus aucune demande de qualification au cas par cas pour des postes en conteneur métallique jusqu'à l'aboutissement de la démarche de sélection / référencement annoncée en juin

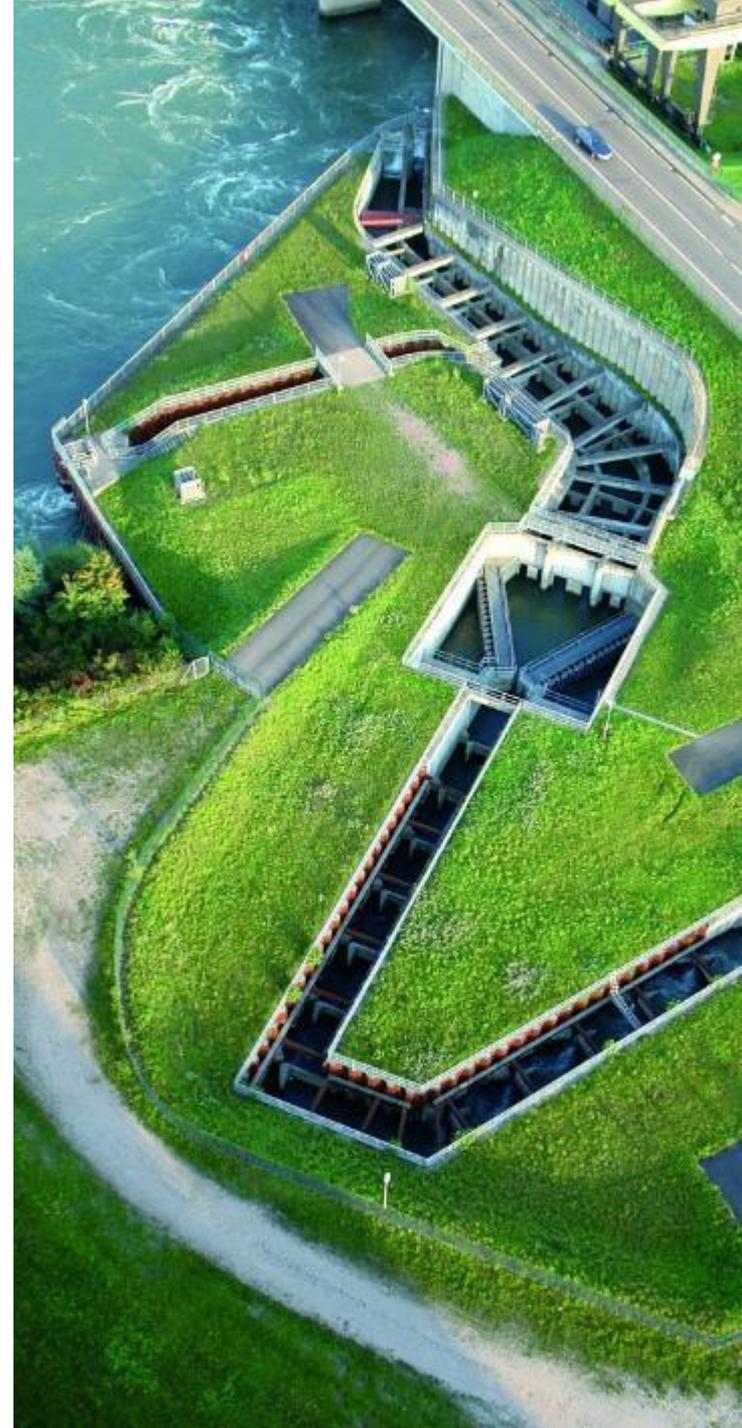
- Ce point sera désormais spécifié dans les offres de raccordement



CCP DU 23.10.2019

EVOLUTION DU BARÈME DE RACCORDEMENT

Présenté par Stéphane Janssen



LE BAREME DE RACCORDEMENT

Le barème de raccordement présente les conditions retenues par EDF SEI pour la détermination du coût de l'opération de raccordement de référence telle que définie à l'article 1er de l'arrêté du 28 août 2007 :

Pour des raccordements individuels ou collectifs

Pour l'établissement ou la modification d'une alimentation principale

Il définit également les conditions de facturation des demandes suivantes :

Alimentation de secours ou complémentaire,

Modifications des caractéristiques électriques de l'alimentation d'une installation déjà raccordée

Déplacements des ouvrages de raccordement

Raccordements temporaires (provisaires, de chantier, forains, etc.)

Création d'extension facturable aux EPCI suite à AU

...

LE BAREME DE RACCORDEMENT

Devant afficher des prix TTC, il est décliné en trois versions :

Une version pour la Corse : TVA, coût MO Corse et coût matériel Corse

Une version Guyane Saint-Martin Saint-Barthélemy : TVA nulle ou pas de TVA, coût MO DOM et coût matériel DOM

Une version Martinique / Guadeloupe / Réunion : TVA « MGR », coût MO DOM et coût matériel DOM

La structure des barème EDF SEI est identique à celle appliquée par ENEDIS

LE BAREME DE RACCORDEMENT

Cette mise à jour permet la prise en compte :

De l'impact sur les coûts de raccordement liés au déploiement des compteurs évolués d'électricité

De l'évolutions des prix d'achat des matériels et de la main d'œuvre EDF SEI

Du droit à la réfaction pour les installations de production ENR dans le cadre de l'arrêté du 30 novembre 2017 (si S2/3RENR) ou de l'arrêté du 19 mars 2019 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 (réfaction même en l'absence de S2/3RENR)

La disposition transitoire prévoyant de ne plus installer de dispositif de limitation de production pour les nouvelles installations de 3 à 36 kVA

Quelques points marquants coté production ≤ 36 kVA :

Des forfaits (branchement sec ou avec extension)

De forts gains sur les raccordements en vente de surplus sans travaux de renforcement ou passage mono/tri sur le branchement

LE BAREME DE RACCORDEMENT

Quelques exemples :

Barème en projet : Montants approximatifs

Terme 'CfB' en € HT pour un branchement individuel Producteur sans consommation				
Puissance de raccordement	Cf _B - € HT			
	Souterrain ou aérosouterrain tranchée et fourreau de			
	Barème actuel	Barème projet avant réfaction	Barème projet avec réfaction	
< 3kVA monophasé	2 159,39	2 000,00	1 200,00	-44%
3 ≤ Pinst ≤ 6 kVA monophasé	2 497,39	2 000,00	1 200,00	-52%
≤ 36 kVA Triphasé	2 602,37	2 100,00	1 260,00	-52%
Aérien ou aérien sur façade				
≤ 6 kVA monophasé	1 299,82	800	480	-63%
≤ 36 kVA Triphasé	1 472,74	900	540	-63%
<i>avec kit complet de déconnexion</i>				

LE BAREME DE RACCORDEMENT

9. Ajout d'une installation individuelle de production sur une installation de consommation existante en BT

9.1. Production de puissance ≤ 36 kVA

9.1.4. Tableaux de prix branchement pour l'ajout d'une production ≤ 36 kVA

9.1.4.1. Pour une injection en surplus

	Branchement existant souterrain ou aérosouterrain	Après modification	Cfb prod (€ HT)	Cfb prod (€ TTC)
Cas 1	* type 1 * monophasé * coffret HN 62-S20	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	601.81	662.00
Cas 2	* type 1 * monophasé * coffret HN 62-S15	* Production monophasée * Les deux compteurs sont en coffret après adaptation	365.73	402.30
Cas 3	* type 1 * triphasé * coffret HN 62-S15 ou S20	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	711.11	782.22
Cas 4	* type 1 * monophasé * coffret ou borne HN 62-S-22 ou CIBE	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	419.80	461.78
Cas 5	* type 1 * triphasé * coffret ou borne HN 62-S22 ou CIBE	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	502.05	552.26
Cas 6	* type2 * monophasé * coffret HN 62-S20 ou S15	* Production monophasée * Les deux compteurs sont en coffret après adaptation	420.55	462.61
Cas 7	* type2 * triphasé * coffret HN 62-S20 ou S15	* Production monophasée ou triphasée * Les deux compteurs sont en coffret après adaptation	492.86	542.15
Cas 8	* type2 * monophasée * coffret HN 62-S22 ou borne CIBE	* Production monophasée * Les deux compteurs sont en coffret après adaptation	940.03	1 034.03
	Branchement existant aérien	Après modification	Cfb prod (€ HT)	Cfb prod (€ TTC)
Cas 9	* Monophasé	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	590.88	649.97
Cas 10	* Monophasé * Ensemble de comptage extérieur branchement individuel (ECEBI)	* Production monophasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	711.49	782.64
Cas 11	* triphasé	* Production monophasée ou triphasée * Les deux compteurs sont chez le client après adaptation	738.58	812.44

Tous les cas en vente de surplus sans travaux sur le branchement passent à 0€ !

Les cas 9 et 11 sont en technologie aérienne sans dispositif 'coupe-circuit' accessible depuis le domaine public. Une intervention est nécessaire et à la charge du Demandeur.

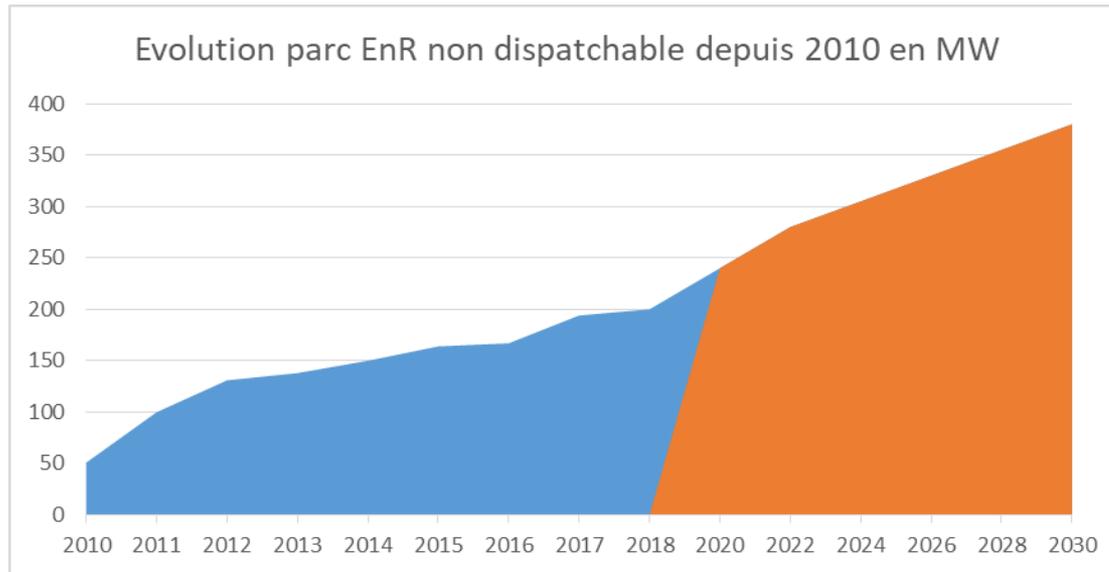
- *Le cas 9 passe à environ 420 €HT*
- *Le cas 11 passe à environ 450 €HT (montants avant application de la réfaction)*

Contrôle performances producteur



Contrôle performances producteur

La transition énergétique est en marche



Leviers: PPE / Tarifs / ...

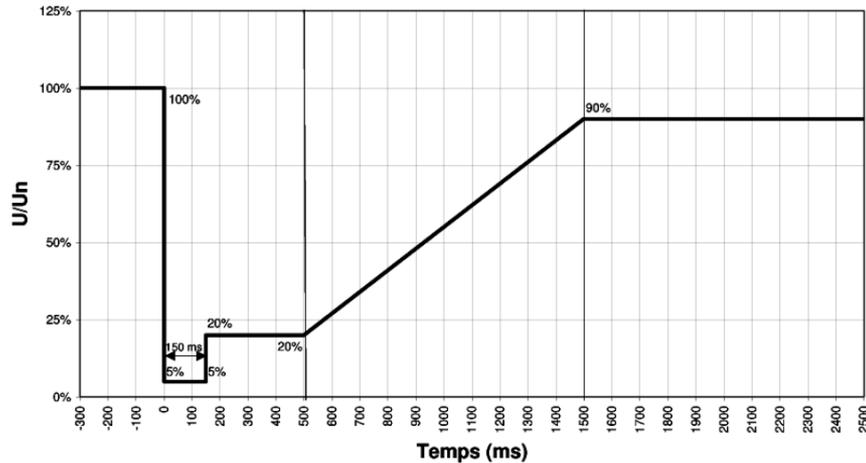
17% du parc en 2018 et 34% en 2030
Le pic de production solaire se situe entre 11h et 15h

Contrôle performances producteur

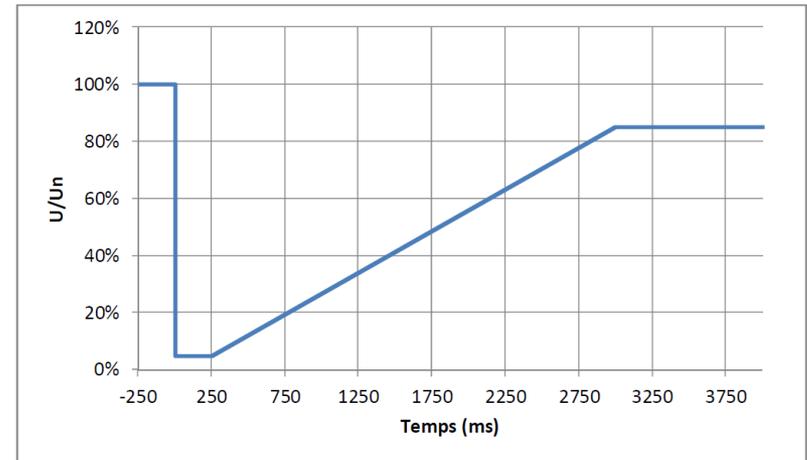
Le référentiel SEI REF – 02



« Documentation Technique de Référence pour le raccordement des installations de production d'électricité aux réseaux HTA et BT des zones non Interconnectées »



23 décembre 2010



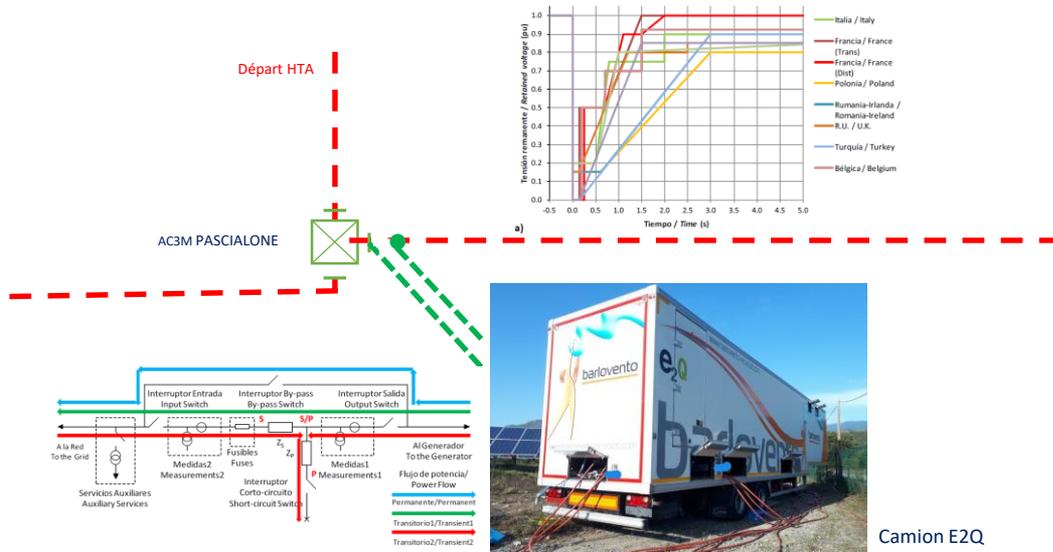
1^{er} juillet 2018

Contrôle performances producteur

Expérimentation d'un banc de test in situ



- Solution proposée par la société espagnole Barlovento :
Raccordement d'un camion en amont de la centrale de production à tester
Génération de creux de tension de profondeur et de durée déterminées sans impact sur les autres clients du départ HTA
- Tests du 16 au 20 Septembre sur la centrale PV de Pascialone



Centrale PV de Pascialone
4490 kW

Camion E2Q

Contrôle performances producteur

Retour d'expérience de l'expérimentation



- Plusieurs creux de tension biphasés ou triphasés générés
- Les essais ont permis :
 - de vérifier la tenue au creux de tension de la centrale de Pascialone.
 - de constater la non tenue de l'installation sur un creux au-delà de gabarit exigé
 - d'observer des comportements différents entre les onduleurs de la centrale

L'assurance de pouvoir compter sur les performances des centrales interfacées par électronique de puissance (PV, éolien) en cas de perturbation réseau est une condition indispensable pour insérer de plus en plus d'énergie renouvelable dans le mix électrique.

EDF en pointe pour verdir le mix énergétique insulaire

Durant toute la semaine, EDF a réalisé une expérimentation inédite sur une centrale photovoltaïque. L'objectif: analyser son comportement en cas de problème sur le réseau. A terme, pouvoir augmenter la part d'ENR dans le mix énergétique

C'est une première. Une véritable innovation que de nombreuses paires d'yeux scrutent avec beaucoup d'intérêt.

La semaine dernière, les équipes EDF ont été mobilisées à quelques kilomètres de Corte, sur le site de Pacifaloni. Là, la société Alcan Energy a ouvert en 2011 une centrale photovoltaïque d'une capacité de 4,5 mégawatts. Centrale qui a servi de cobaye à une expérimentation totalement inédite.

Si l'on devait résumer, on dirait qu'il s'agissait de mettre en difficulté l'installation et son réseau, et d'observer comment elle se comporte.

"Nous gérons des creux de tension, explique dans le détail Clément Baudou, chef de projet. Cette expérimentation a nécessité de nombreux mois pour être finalisée et représente un travail de longue haleine qui a mobilisé beaucoup de compétences, en Corse et sur le continent."

Un creux de tension, c'est ce qu'il se passe sur le réseau à l'heure d'un défilé de matière électrique, précise Lavinia Thomas, responsable d'une équipe de diagnosticiens. C'est une perturbation du réseau qui peut avoir des conséquences plus ou moins graves et notamment, faire décoller la centrale de production du réseau concerné.

Mieux comprendre pour mieux gérer

Ce type de phénomène peut être déclenché par la foudre ou un câble qui se brise.

Pour les équipes d'EDF, c'est un peu un casse-tête, qui peut aller jusqu'à interrompre la fourniture d'électricité chez des clients, notamment.

L'outil important pour analyser, pour mieux le connaître



Le but de cette opération est de pouvoir mieux intégrer les énergies renouvelables au mix énergétique, tout en s'assurant que la fourniture d'énergie sera toujours garantie.

et donc, mieux le prévoir. Et en l'espèce, il s'agit de mieux l'anticiper dans le cadre d'une centrale photovoltaïque, ce qui n'a rien d'original. "Pour une bonne gestion du système, reprend Lavinia Thomas, nous avons besoin d'anticiper ce qu'il se passera en cas de creux de tension. Sur les installations EDF, nous bénéficions d'une longue expérience. Nous savons comment ça fonctionne et quelles sont les limites."

Sur le plan ENR, qui utilise des installations plus récentes, et des technologies différentes, nous avons moins de recul et tout autant besoin de maîtriser ce qu'il se passe. Il faut comprendre pour anticiper et mieux gérer. Nous dis-

bons des scénarios catégoriels pour être sûrs que notre réseau est suffisamment robuste."

Pour cette expérimentation, EDF a fait appel à Barbovento-Bocanos, une entreprise espagnole, "un de nos partenaires, dans ce domaine, qui a fait venir de Madrid un camion de 19 tonnes plein d'électronique et spécifiquement conçu pour générer des creux de tension."

Marcher vers la transition énergétique

Au terme de l'expérimentation, des milliers de données collectées par EDF, Alcan et Barbovento seront étudiées,

LE CHIFFRE

4,5 en mégawatts, la puissance du site de Pacifaloni.

19 500 le nombre de modules solaires.

1729 le nombre de jours d'arrêt.

5 le nombre de contrats qui Alcan possède sur l'île, pour une capacité totale de 33 mégawatts.



Bonain Nguyen Hong a reçu des mains de François Luciani un diplôme qui valide les tests effectués sur les installations.

recoupées, analysées et partagées pour que tout le monde puisse s'en servir.

"Mais l'objectif final est évidemment bien plus vaste: "Nous lui, c'est de répondre aux ambitions qui EDF a - à la suite de la Collectivité de Corse, de l'Etat et de la société en général - d'intégrer de plus en plus des énergies renouvelables dans le mix énergétique."

Marcher dans le sens de la transition énergétique, favoriser le solaire ou l'éolien, mais de manière prudente et sécurisée pour que la facture soit, à chaque fois que quelque'un appuiera sur un interrupteur.

Cet objectif dépasse, et de loin, nos ventes françaises insulaires. D'ailleurs, "de nombreuses équipes EDF, locales et nationales, ont été sollicitées", insiste Clément Baudou. Ainsi, l'expérimentation de Pacifaloni a été vécue par des équipes de professionnels de la région de Corse. "Nous étudions le phénomène sur une centrale. Les résultats seront applicables sur

pourra aider nos collègues de l'île. Tout le monde nous regarde."

MORGANE GUILCHINI
morgane.guilchini@edf.com



Les équipes françaises et espagnoles ont travaillé ensemble pendant une semaine sur le site de Pacifaloni.

Les exigences augmentent, les installations doivent suivre

François Luciani est le chef du service Gestion du système électrique. "C'est ce service, explique-t-il, qui est responsable à chaque instant de l'équilibre entre l'offre et la demande. Pour y parvenir, nous déployons de nombreux moyens de prévisions et nous travaillons beaucoup sur l'insertion des ENR. Cette semaine, nous testons une centrale solaire par rapport aux exigences que nous imposons en tant que gestionnaire de système."

Nous devons faire en sorte que chaque centrale, de n'importe quelle nature, respecte un certain nombre d'exigences techniques. Les solaires sont interfacés par de l'électronique de puissance, une technologie particulière et sensible aux perturbations du réseau: un choc de foudre en Corse du Sud peut se faire ressentir jusqu'à Corte. Des professionnels sont venus observer, regarder comment on peut déployer ce que l'on fait ici sur les autres installations insulaires, voire en France continentale. Nous savons bien que la part d'énergie produite par ce type d'installation a vocation à augmenter, si l'on veut réussir la transition énergétique. Nos exigences augmentent et nous devons contrôler la capacité de ces installations à les satisfaire, pour s'assurer que demain, la sûreté du système sera toujours assurée à chaque instant."

Les exigences augmentent, les installations doivent suivre

François Luciani est le chef du service Gestion du système électrique. "C'est ce service, explique-t-il, qui est responsable à chaque instant de l'équilibre entre l'offre et la demande. Pour y parvenir, nous déployons de nombreux moyens de prévisions et nous travaillons beaucoup sur l'insertion des ENR. Cette semaine, nous testons une centrale solaire par rapport aux exigences que nous imposons en tant que gestionnaire de système."

Nous devons faire en sorte que chaque centrale, de n'importe quelle nature, respecte un certain nombre d'exigences techniques. Les solaires sont interfacés par de l'électronique de puissance, une technologie particulière et sensible aux perturbations du réseau: un choc de foudre en Corse-du-Sud peut se faire ressentir jusqu'à Corte. Des professionnels sont venus observer, regarder comment on peut déployer ce que l'on fait ici sur les autres installations insulaires, voire en France continentale. Nous savons bien que la part d'énergie produite par ce type d'installation a vocation à augmenter, si l'on veut réussir la transition énergétique. Nos exigences augmentent et nous devons contrôler la capacité de ces installations à les satisfaire, pour s'assurer que demain, la sûreté du système sera toujours assurée à chaque instant."



Limite d'insertion instantanée de la production intermittente et interfacée par électronique de puissance dans les zones non interconnectées gérées par EDF SEI

Quelles solutions techniques à mettre en œuvre pour porter le seuil au-delà des 35 % en vigueur ?

Présenté par Laurent Capely

Contexte

Depuis l'arrêté du 23 avril 2008, possibilité offerte au gestionnaire du système de déconnecter des ENR fatales pour risque système dès que leur puissance instantanée dépasse 30% de la consommation d'une Zone Non Interconnectée (ZNI)

Fin 2018 en application des décrets PPE, ce seuil est relevé 35%

Des études EDF R&D ont permis de questionner cette limite et ont montré qu'il serait envisageable de la repousser moyennant la mise en œuvre de divers leviers

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Décret n° 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique

NOR : TRER1822552D

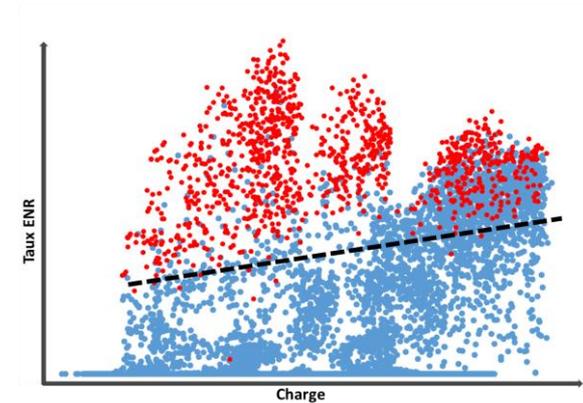
CHAPITRE III

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

Art. 6. – A la Martinique, le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire mentionné à l'article L. 141-9 du code de l'énergie est fixé à 35 % en 2018. Le gestionnaire du système établi, en collaboration avec l'Etat et la collectivité territoriale de Martinique, les conditions technico-économiques pour porter ce seuil à 45 % en 2023.

La démarche retenue

La méthodologie initiale utilisée par EDF R&D pour caractériser les impacts des ENR fatales et interfacées par électronique de puissance n'offre pas le degré de robustesse jugé suffisant car elle n'a été appliquée que sur un jeu de données d'entrée limité : 1 chronique d'indisponibilités des groupes, de consommation et de production fatale. Elle a néanmoins permis d'identifier les principaux leviers à activer pour repousser la limite d'insertion.



Objectif: Développer une méthodologie robuste permettant d'approcher au plus près la véritable limite technique instantanée garantissant le respect de la politique de risque d'un système donné.

Limite de l'approche :

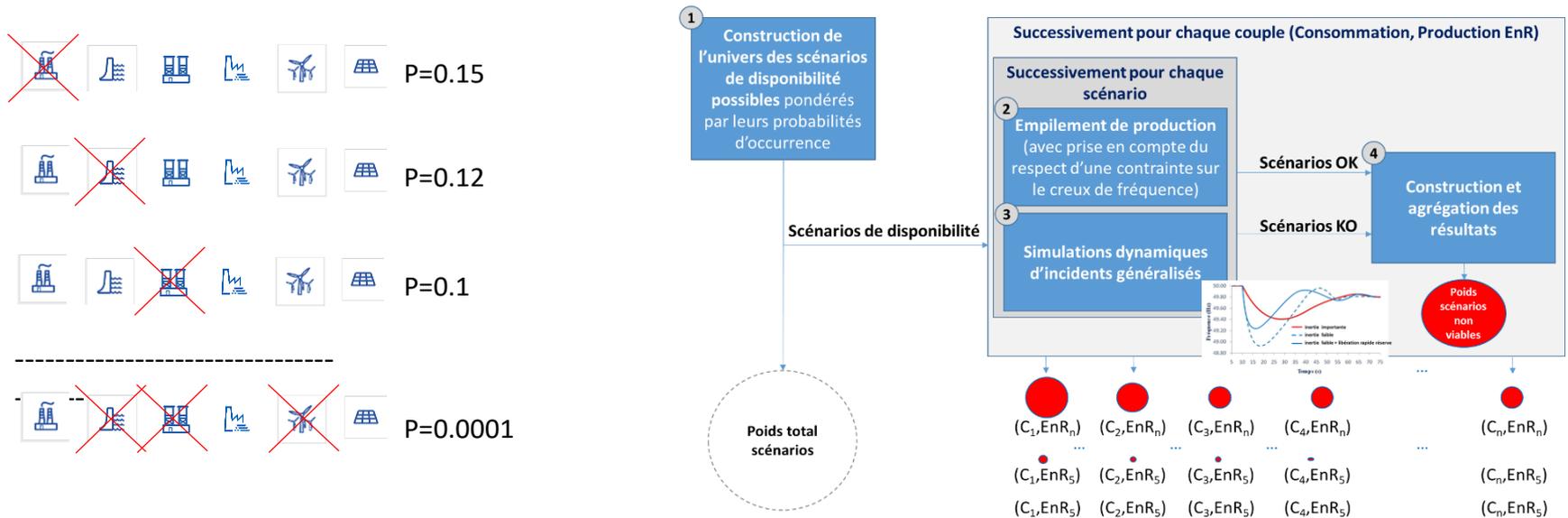
Les limites obtenues doivent s'entendre pour une production diffuse et équitablement répartie dans le système et elles pourraient être revues à la baisse en cas de concentration significative de la production ENR fatale et interfacée par électronique de puissance sur une zone du réseau.

Impact économique :

L'impact économique de l'évolution de la limite d'insertion devra faire l'objet d'études complémentaires. La méthodologie retenue ne permet pas de capter les impacts économiques liés notamment aux durées minimales de marche et d'arrêt des groupes de production.

Les principes méthodologiques

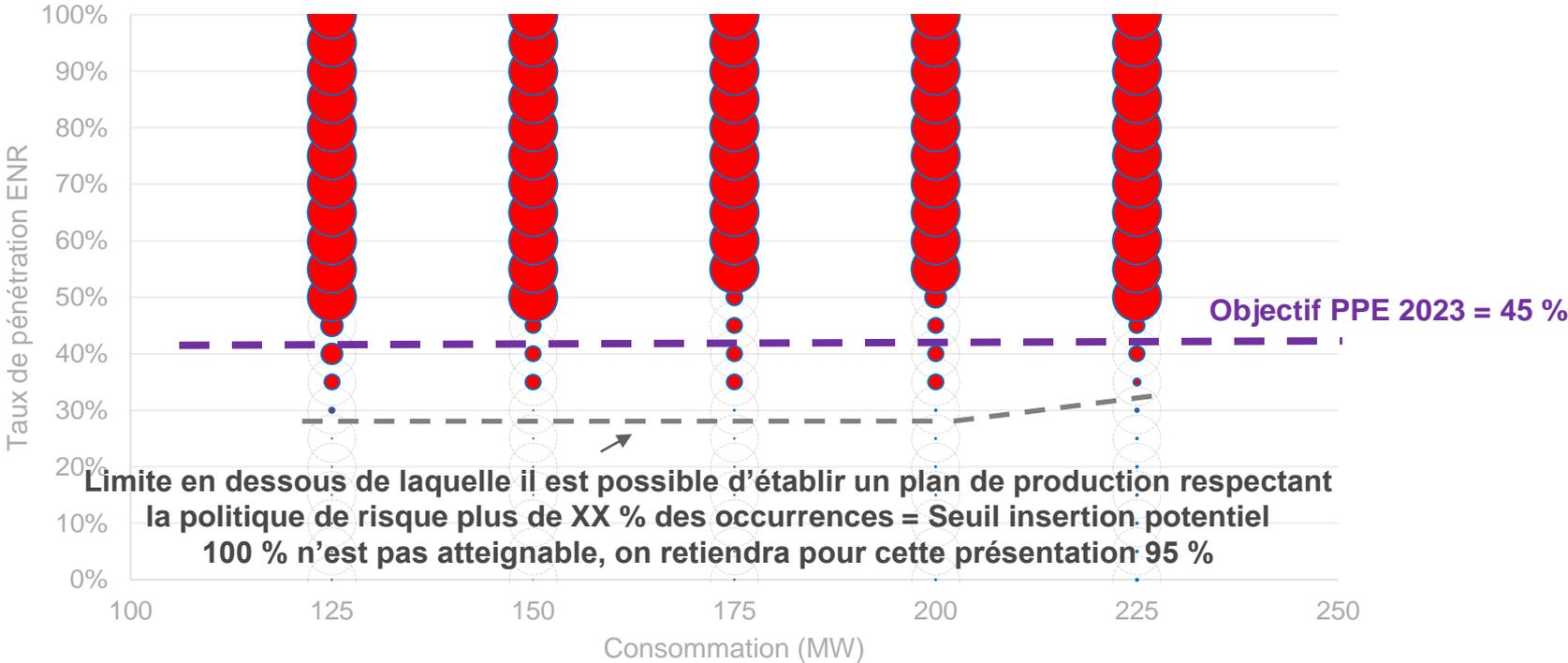
Pour divers couples d'une matrice (Consommation, Production EnR), déterminer la **probabilité** de pouvoir élaborer un plan de production **optimisé** répondant à la **politique de risque** (perte groupe et perte de site), à partir de l'analyse exhaustive de l'ensemble des scénarios de disponibilité des moyens de production dispatchables dans le système.



Par couple (consommation, production ENR) près de **2000 situations de disponibilité évaluées**
 Plus de **15 000 simulations dynamiques** réalisées par scénario testé (apport stockage, compensation synchrone ...)
Plusieurs journées de calcul par scénario sur les ordinateurs de EDF R&D

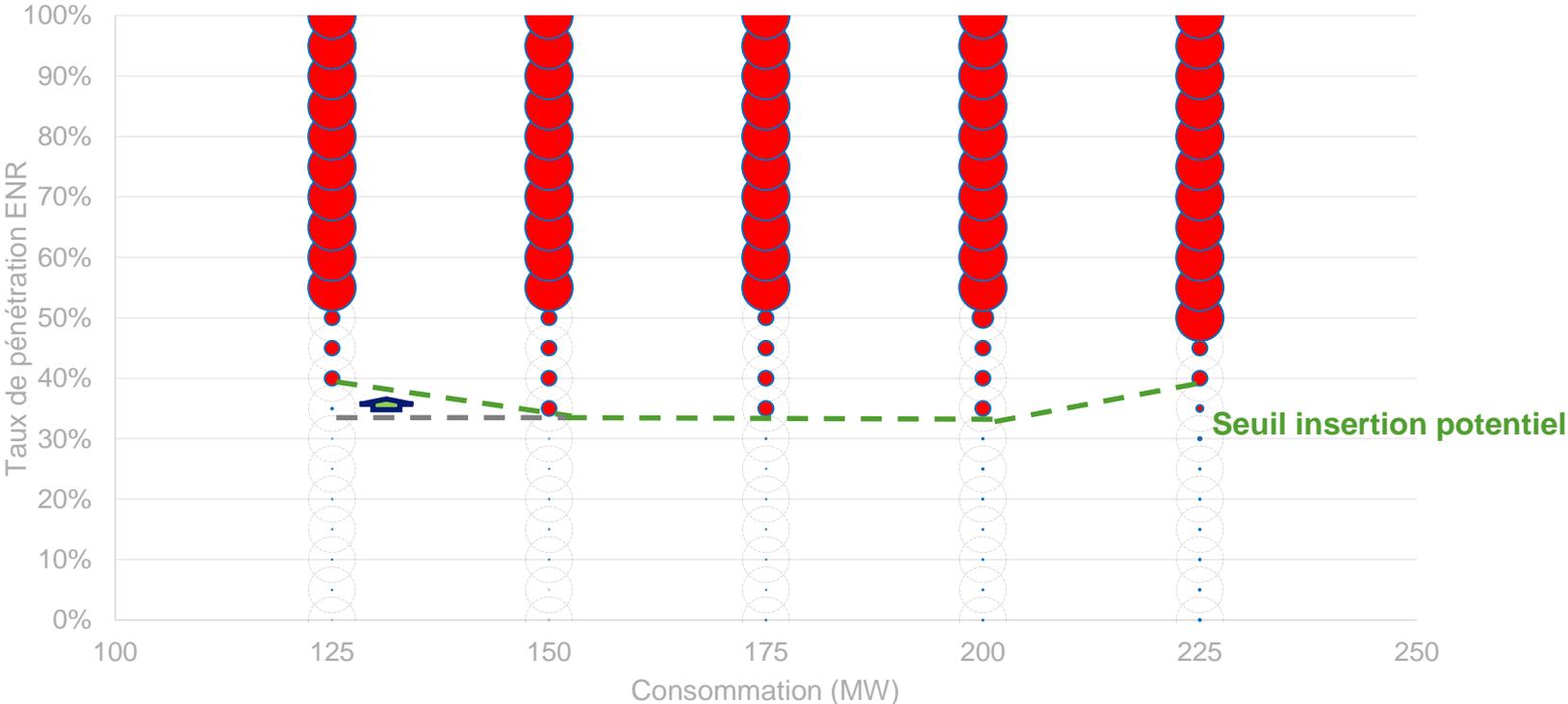
Application au système de la Martinique à l'horizon 2023 :

- Hors ENR fatales, parc de production tel que prévu au Bilan Prévisionnel
- 5 MW de stockage pour de la réserve primaire
- Les ENR fatales ne tiennent pas le creux de tension



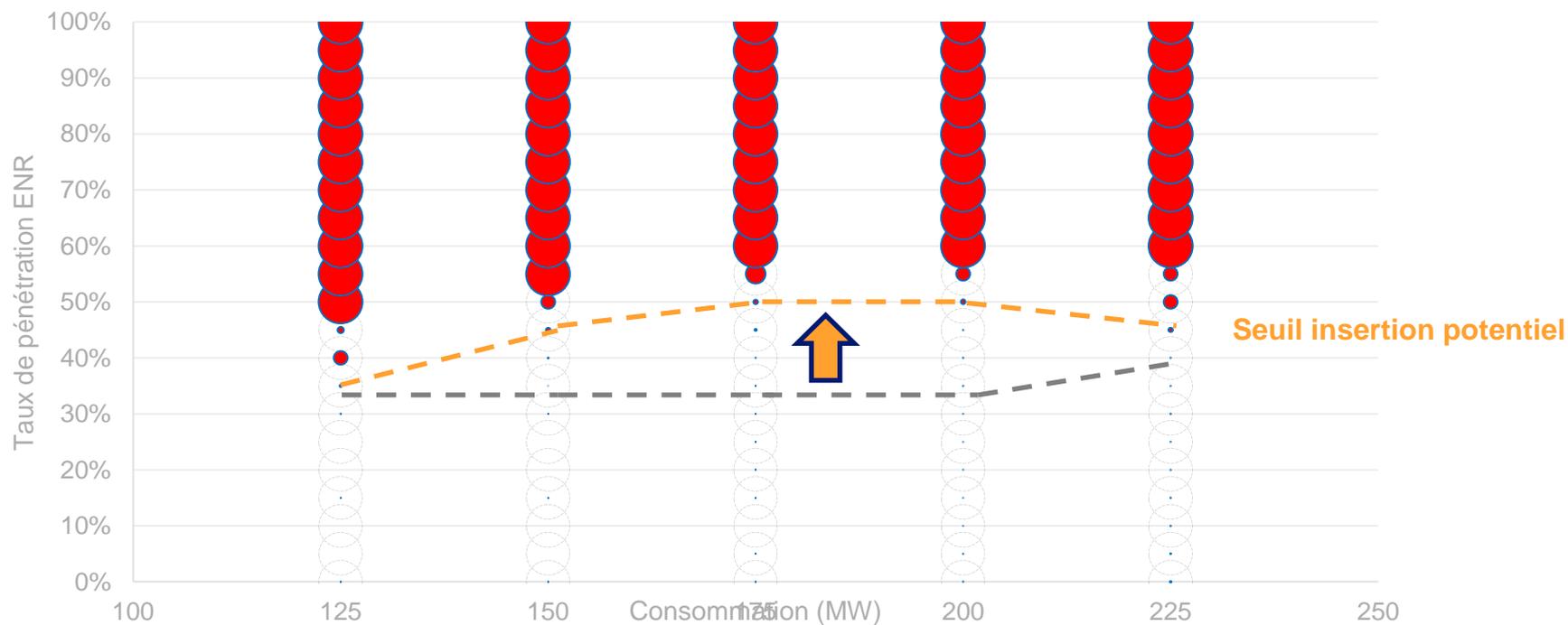
Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : un apport limité du stockage seul

+ 15 MW de stockage pour de la réserve primaire



Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : un apport significatif de la compensation synchrone

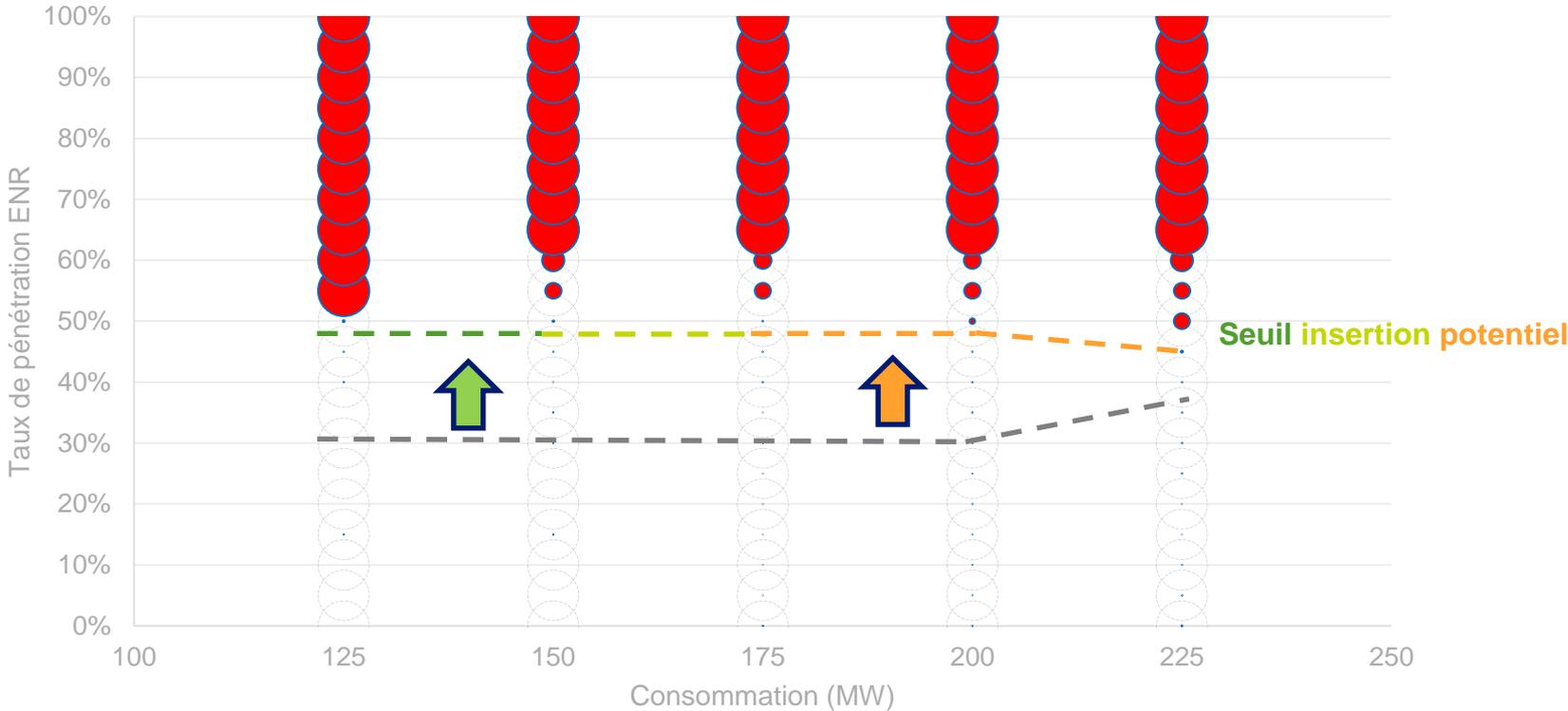
+ 200 MWs d'Énergie cinétique (équivalent TAC Heavy Duty)



Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : stockage + CS une solution efficace mais qui nécessite des investissements importants

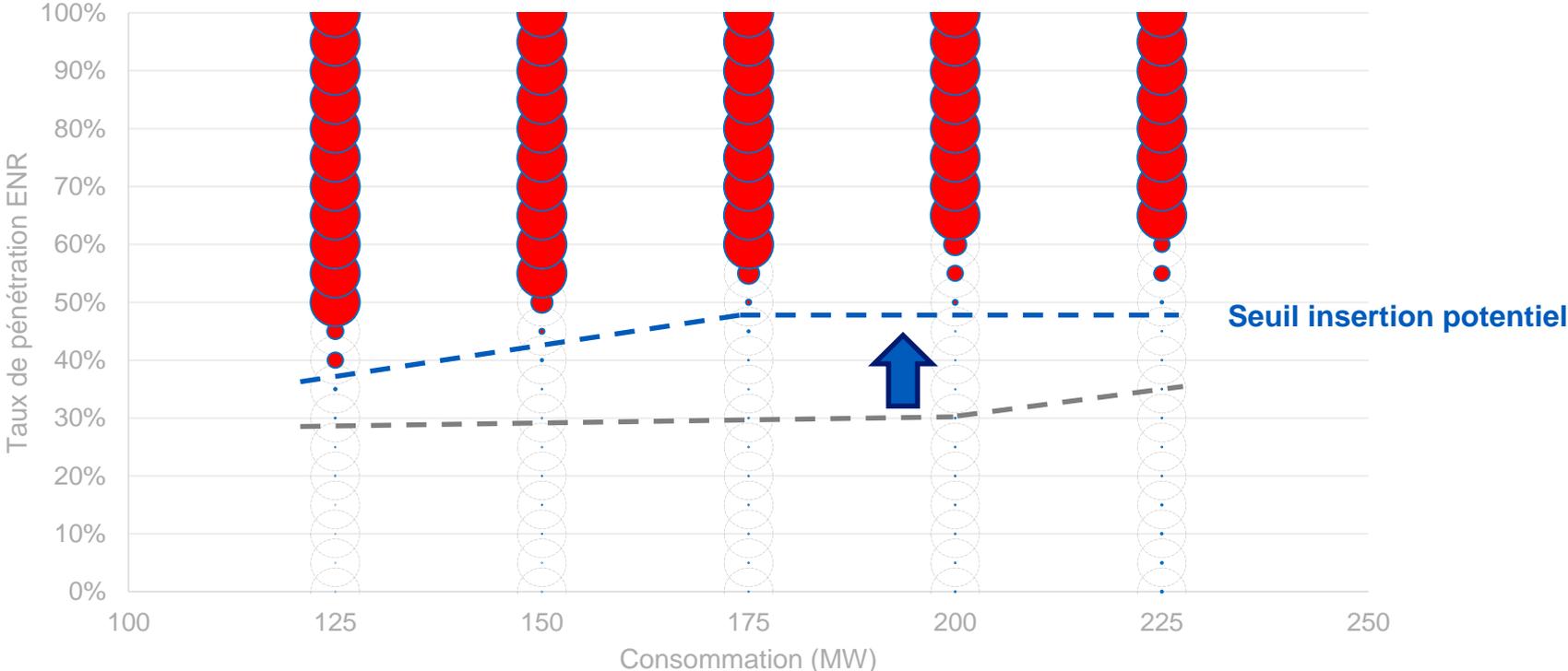
+ 15 MW de stockage pour de la réserve primaire

+ 200 MWs d'Énergie cinétique (équivalent TAC Heavy Duty)



Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : la tenue des ENR aux creux de tension un levier majeur à un cout modéré comparé au stockage ou à la compensation synchrone

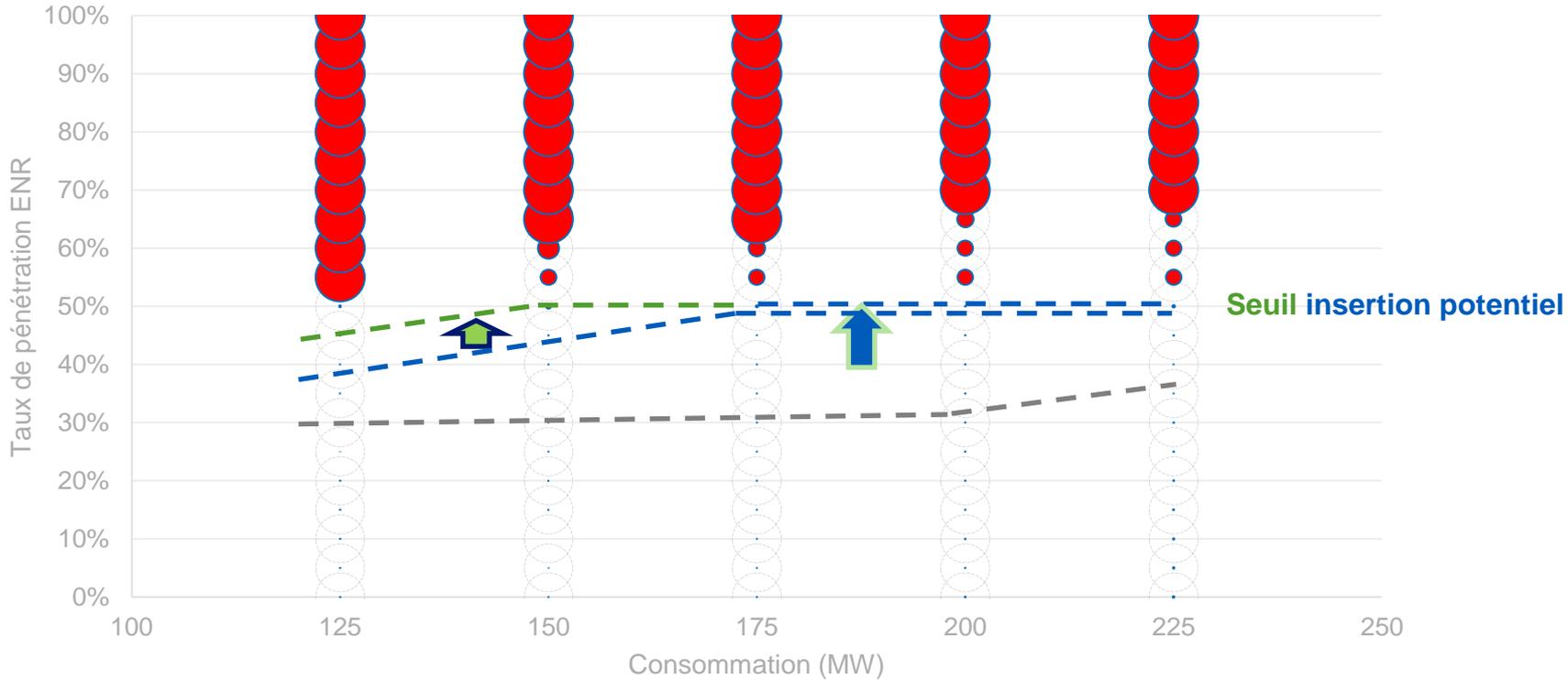
+ Tenue au creux de tension de 50 % de la production ENR fatale



Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : couplée au renforcement de la tenue des ENR aux creux de tension la contribution du stockage seul devient tangible

+ Tenue au creux de tension de 50 % de la production ENR fatale

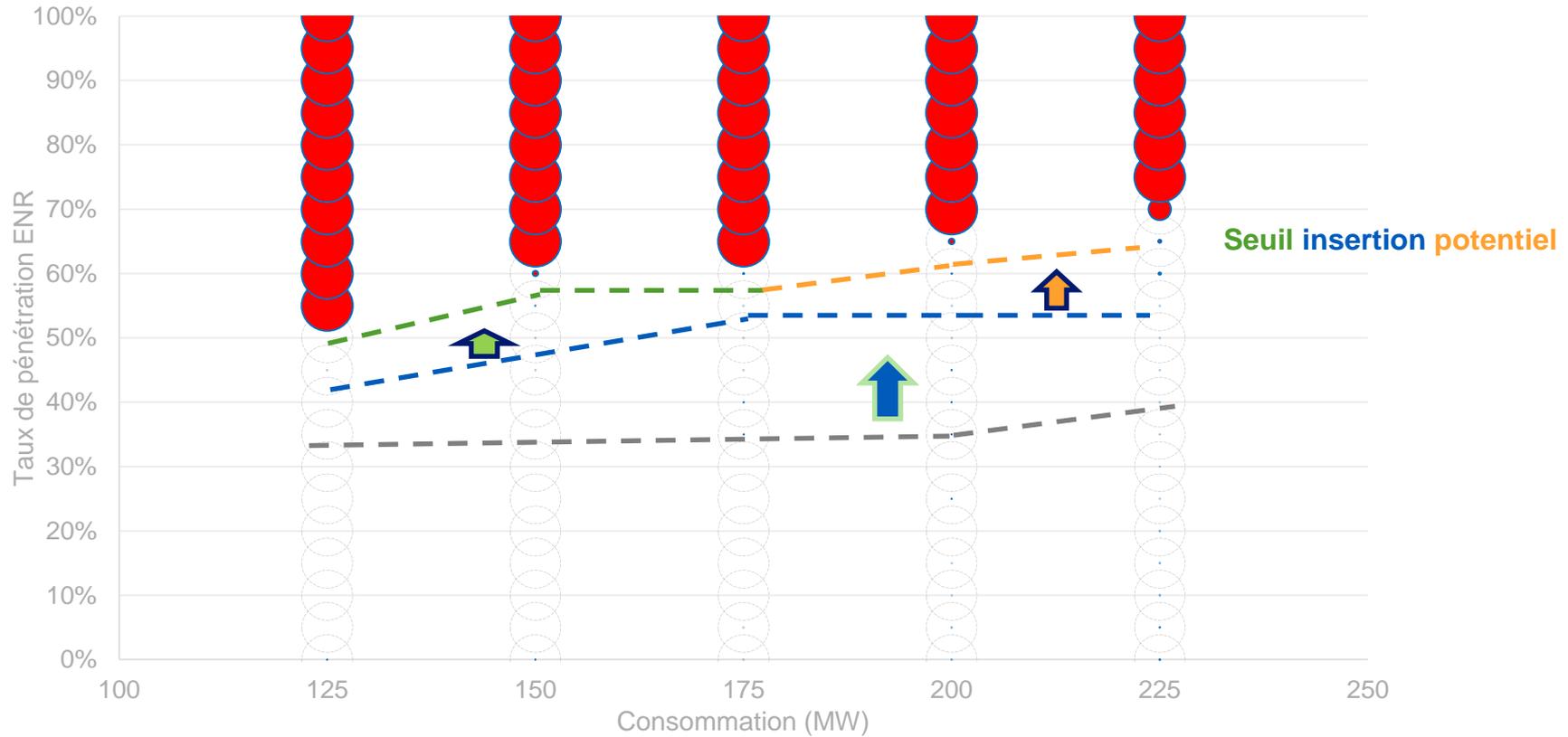
+ 15 MW de stockage pour de la réserve primaire



Quelles évolutions de la limite à l'horizon 2023 : la mise en œuvre des divers leviers repousse de façon significative la limite

+ Tenue au creux de tension de 50 % de la production ENR fatale

+ 15 MW de stockage pour de la réserve primaire + 200 MWs d'Energie cinétique



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.

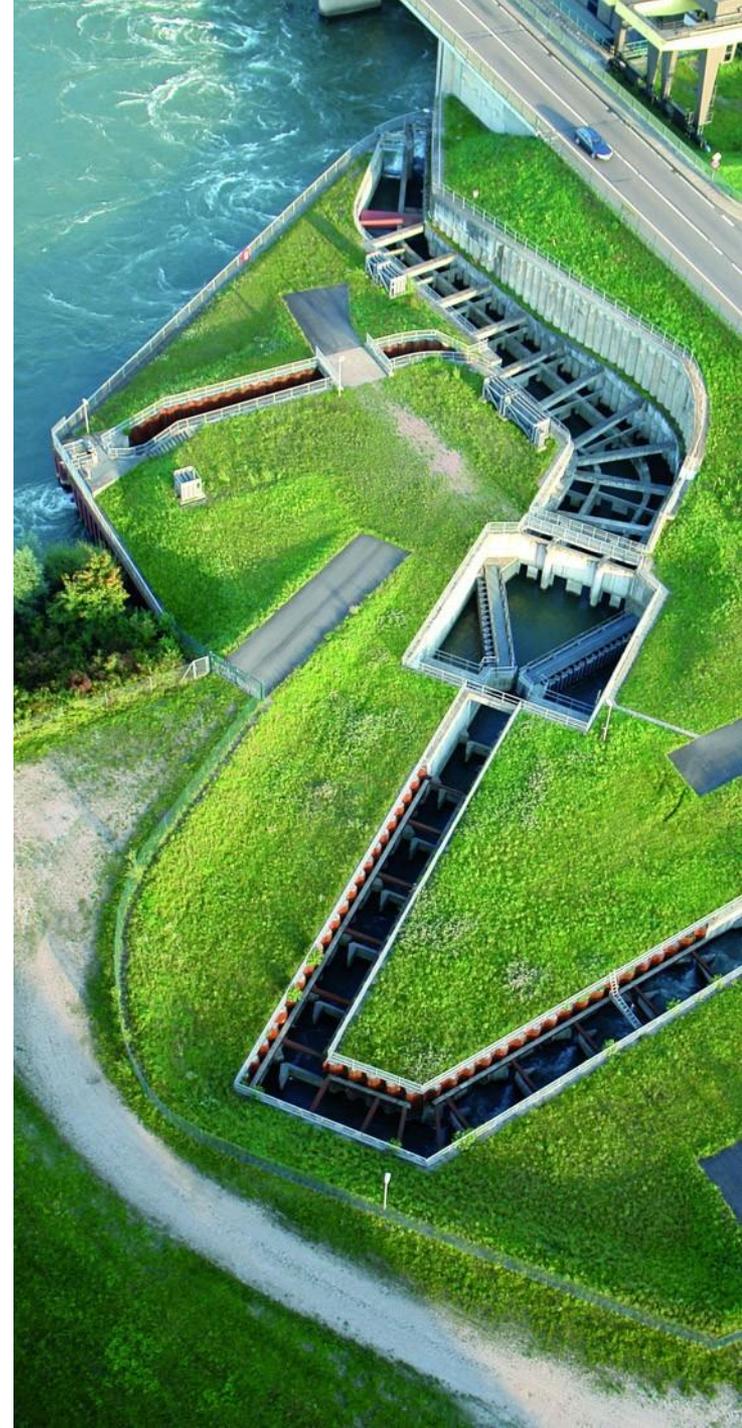
Les réflexions sur la voie la plus économique pour disposer de plus d'inertie dans le système : reconversion de moyens de production déclassés vs compensateurs synchrones neufs.

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.



APPEL D'OFFRE AUTOCONSOMMATION DU 12 JUILLET 2019

Présenté par Sébastien Quenet



PUISSANCE RECHERCHÉE

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Réunion	Martinique
2019	1 MW	2 MW	2 MW	3 MW	3 MW
2020	1 MW	2 MW	2 MW	5 MW	5 MW

■ Dépôt des offres :

- du 2 au 13 décembre 2019
- Du 1 au 12 juin 2020

S'agissant de la Guyane, seuls les projets raccordés sur le réseau électrique du littoral sont autorisés

CANDIDATER À L'APPEL D'OFFRE

- Toutes les filières sont éligibles :
 - Pour les installations photovoltaïques, seules celles implantées sur bâtiments ou ombrières sont éligibles et seules les installations dont l'évaluation carbone simplifiée est inférieure à 750 kgCO₂/kWc sont éligibles.
 - Les installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par de la biomasse doivent vérifier des conditions de performances énergétiques
 - Les installations éoliennes implantées sur bâtiments ne sont pas éligibles
- Seules peuvent concourir **des installations neuves** (Aucun travail lié au projet ne doit avoir été réalisé au moment de la soumission de l'offre.) La CRE a apporté la précision suivante (dans le cadre des Q/R sur l'appel d'offre en métropole) :
 - « *Le début des travaux liés au projet fait référence soit aux travaux de construction liés à l'investissement, soit au premier engagement ferme de commande d'équipement ou tout autre engagement rendant l'investissement irréversible, selon l'événement qui se produit en premier. L'achat de terrains et les préparatifs tels que l'obtention d'autorisations et la réalisation d'études de faisabilité préliminaires ne sont pas considérés comme le début des travaux. Dans le cas des rachats, le début des travaux est le moment de l'acquisition des actifs directement liés à l'établissement acquis.* »
- Le Producteur s'engage à ce que l'installation ne reçoive pas de soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.
- Si la date d'entrée en file d'attente (T0 = date de demande complète de raccordement) d'un projet est postérieure à la date d'entrée en vigueur du SRR(R)EnR du territoire considéré, le producteur devra s'acquitter de la quote-part du dit schéma. L'entrée en file d'attente peut s'effectuer au moyen du document administratif dont relève l'installation (PC, Autorisation environnementale, ...) ou de la lettre du ministre désignant l'installation lauréate de l'appel d'offre.

QUELLE RÉMUNÉRATION ?

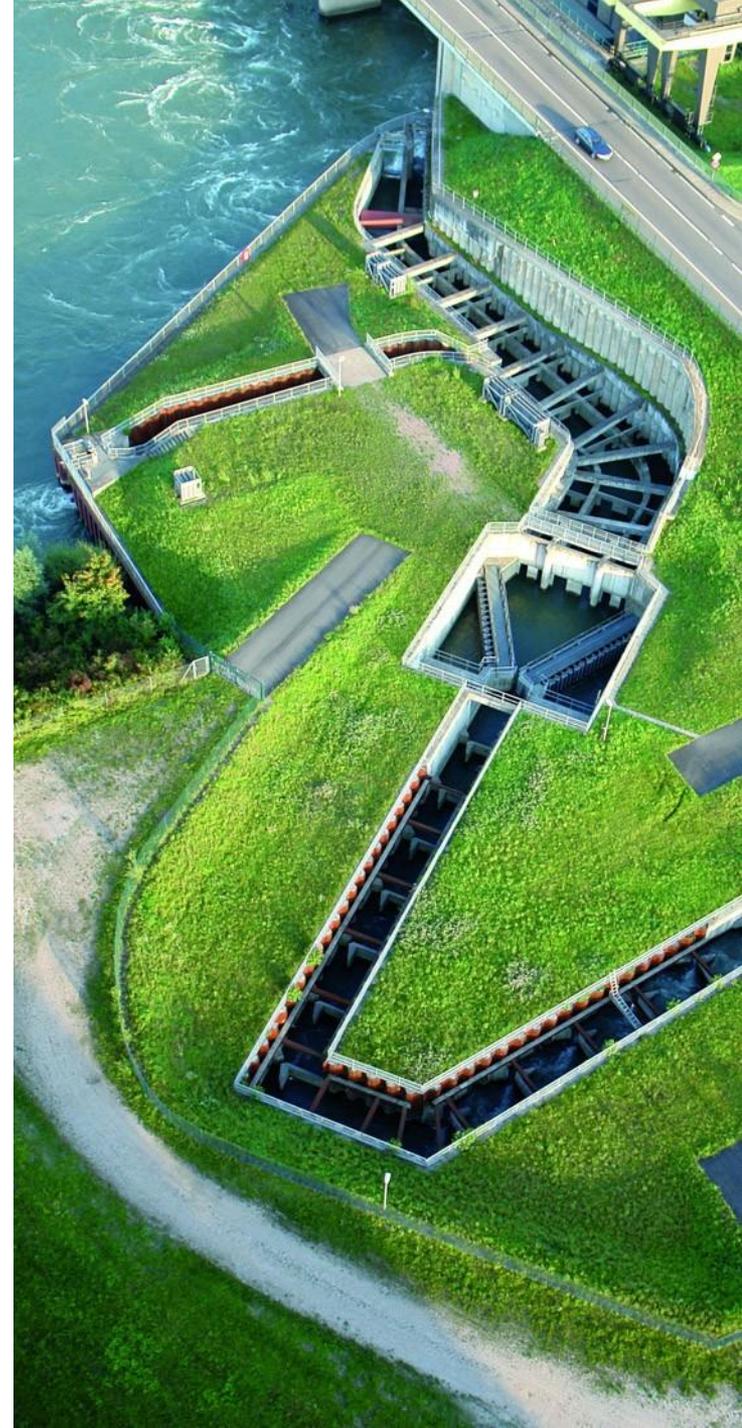
- **Durée du contrat : 10 ans**
- Les candidats remettent dans leur offre une **prime P en € / MWh** servant de base à leur rémunération
 - Ce prix pèse pour 100 % de la notation
 - **L'énergie non injectée suite à déconnexion demandée par le gestionnaire de système (« seuil des 35 % ») est « rémunérée ». Cette « rémunération » est symétrique autour du nombre d'heure indiquée dans la convention de raccordement (i.e. si le nombre d'heure réel est inférieur, le producteur « rembourse » EDF)**
- Le Producteur s'engage à consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite, ou à contracter pour vendre tout ou partie de l'électricité produite à un ou plusieurs clients sur site (même bâtiment ou même parcelle). Dans ces deux cas l'électricité sera considérée comme « autoconsommée » au sens de l'appel d'offres. L'installation doit être conçue de sorte à **garantir un taux annuel d'autoconsommation supérieur à 50%**. En cas de non respect diminution du tarif d'achat.
- Même rémunération que l'AO 2016 : **Incitation à maximiser le taux d'autoconsommation et à limiter la puissance maximale injectée sur le réseau.**

$$(P+10) * E_{\text{Autoconsommée}} + (P + p_{\text{ptv}}) * E_{\text{Injectée}} - 12 * E_{\text{produite}} * (P_{\text{max injectée}} / P_{\text{inst}})$$



APPEL D'OFFRE PV ET PV + STOCKAGE DU 12 JUILLET 2019

Présenté par Sébastien Quenet



	Corse	Guadeloupe	Guyane	Réunion	Martinique
1. PV + Stockage	3 MW	15 MW	3 MW	12 MW	8 MW
100 – 500 kWc sur bâtiment	1	3	1	2	3
0.5 – 1.5 MWc sur bâtiment	1	5	1	5	4
0.5 – 5 MWc au sol	1	7	1	5	1
2. PV Seul	3 MW	4 MW	10 MW	20 MW	20 MW
100 – 500 kWc sur bâtiment	1	1	2	4	4
0.5 – 1.5 MWc sur bâtiment	2	2	2	6	6
0.5 – 5 MWc au sol		1	6	10	10

■ **Dépôt des offres du 2 au 13 décembre 2019**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Réunion	Martinique
1. PV + Stockage	5 MW	25 MW	5 MW	20 MW	12 MW
100 – 500 kWc sur bâtiment	2	5	2	5	5
0.5 – 1.5 MWc sur bâtiment	2	10	2	5	5
0.5 – 5 MWc au sol	1	10	1	10	2
2. PV Seul	3 MW	8 MW	14 MW	32 MW	24 MW
100 – 500 kWc sur bâtiment	1	2	3	5	5
0.5 – 1.5 MWc sur bâtiment	2	3	4	10	7
0.5 – 5 MWc au sol		3	7	17	12

■ Dépôt des offres :

- PV + Stockage : 1 au 12 juin 2020
- PV seul : 7 au 18 septembre 2020

CANDIDATER À L'APPEL D'OFFRE

- Les bâtiments comprennent les **ombrières de parking et les serres agricoles**
- Pour les installations au sol (ou flottantes), des contraintes existent sur le site d'implantation (certificat d'éligibilité du terrain à émettre par le préfet)
- Seules peuvent concourir **des installations neuves** (Aucun travail lié au projet ne doit avoir été réalisé au moment de la soumission de l'offre.) :
 - « *Le début des travaux liés au projet fait référence soit aux travaux de construction liés à l'investissement, soit au premier engagement ferme de commande d'équipement ou tout autre engagement rendant l'investissement irréversible, selon l'événement qui se produit en premier. L'achat de terrains et les préparatifs tels que l'obtention d'autorisations et la réalisation d'études de faisabilité préliminaires ne sont pas considérés comme le début des travaux. Dans le cas des rachats, le début des travaux est le moment de l'acquisition des actifs directement liés à l'établissement acquis.* »
- S'agissant de la Guyane, seuls les projets raccordés sur le réseau électrique du littoral sont autorisés
- Le Producteur s'engage à ce que l'installation ne reçoive pas de soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.
- Si la date d'entrée en file d'attente (T0 = date de demande complète de raccordement) d'un projet est postérieure à la date d'entrée en vigueur du SRR(R)EnR du territoire considéré, le producteur devra s'acquitter de la quote-part du dit schéma. L'entrée en file d'attente peut s'effectuer au moyen du document administratif dont relève l'installation (PC, Autorisation environnementale, ...) ou de la lettre du ministre désignant l'installation lauréate de l'appel d'offre.

QUELLE RÉMUNÉRATION ?

- **Durée du contrat : 20 ans**
- Les candidats remettent dans leur offre un prix en **€ / MWh** auquel ils souhaitent vendre leur énergie :
 - Ce prix pèse pour 70 % dans la notation (puis impact carbone et pertinence environnementale)
 - Pour les installations sans stockage, **l'énergie non injectée suite à déconnexion demandée par le gestionnaire de système (« seuil des 35 % ») est « rémunérée »** à ce même tarif
 - Les installations avec stockage peuvent choisir de s'engager à fournir de l'énergie à la pointe (au moins 20% de la puissance installée). Dans ce cas, **l'énergie fournie à la pointe fait l'objet d'un bonus de 200 € / MWh. Les heures de pointe sont fixées par territoire et modifiables chaque année par EDF.**
- Les installations lauréates doivent constituer sous 2 mois une garantie financière au bénéfice de l'état (~50 k€ /MW). Si l'installation n'est pas achevée (attestation de conformité émise par un bureau de contrôle agréé) dans les délais (24 mois après la nomination), une partie de cette garantie est prélevée.
- Par ailleurs, en cas de dépassement du délai d'achèvement, le prix d'achat sera minoré (0,25 à 0,5 €/MWh / mois de retard)
- Les lauréats peuvent bénéficier d'un bonus s'ils mettent en place un mécanisme d'investissement (+ 3 € / Mwh) ou de financement (+ 1 € / MWh) participatif

QUELS SERVICES ?

- Très peu de modification par rapport au dernier appel d'offre. La DGEC renvoie leur mise éventuelle à plus tard :

**Annexe 9 bis - Conditions applicables au stockage de l'énergie
(projets en famille 1 uniquement)**

Les modalités décrites dans la présente annexe sont susceptibles d'être amendées aux périodes suivantes pour tenir compte du retour d'expérience.

- **Fonctionnement en régime perturbé** : les installations doivent se conformer aux exigences décrites dans la note SEI REF 02
- **Services systèmes** : participation au réglage de tension (mais pas de fréquence)
- **Prévisions de fonctionnement** :
 - PV seul : Transmission par le producteur à EDF d'un programme de fonctionnement
 - PV + Stockage : prévision au pas 1 minute en J-1 puis 3 redéclarations en infra J. Pénalité en cas d'écart entre prévisionnel et réalisé (tolérance = 5 % de Pmax)
- **Plage de fonctionnement** : Pas de limite en injection. Soutirage limité à 5% Pmax (pénalité renforcée par rapport au dernier appel d'offre)



ARRÊTÉ TARIFAIRE S17 :

- GESTION OPÉRATIONNELLE
DES DÉCONNEXIONS
- DURÉE DES CONTRATS

Présenté par Anne-Sophie Castille
23 octobre 2019



OBJECTIFS ET SOMMAIRE

Objectifs de la présentation

Présenter :

- Présenter les caractéristiques principales de l'arrêté tarifaire S17 : tarification, indexation, durée, etc ;
- Expliquer les évolutions de la facturation (valorisation des heures de déconnexion)
- Préciser les règles de calcul de la durée du contrat

Sommaire

- 1. Présentation de l'arrêté tarifaire du 4 mai 2017**
- 2. Nombre d'heures de déconnexion Neff**
- 3. Etablissement de la facture**
- 4. Durée des contrats d'achat**

1. PRÉSENTATION DE L'ARRÊTÉ TARIFAIRE DU 4 MAI 2017 (1/2)

- **L'arrêté du 4 mai 2017** fixe les conditions d'achat de l'électricité produites par les installations sur bâtiment, utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3 de l'article D. 314-15 du code de l'énergie, situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.



Arrêté du 4 mai
2017

- **En substance :**
 - Contrats de 20 ans, avec un tarif soumis à indexation annuelle à date anniversaire
 - Tarif dégressif par trimestre, comme pour l'ancien S11. Vente en surplus et vente en totalité sont concernées.
 - Les déconnexions pour dépassement du seuil de production instantanée des EnR intermittentes sont compensées à un facteur de charge de 75% → **Insensibiliser les producteurs aux déconnexions du GRD**
 - Le gestionnaire de réseau public d'électricité assure le suivi des heures de déconnexion. Le temps de déconnexion est la différence entre :
 - 1. L'instant de l'ordre de déconnexion (vérification faite que l'installation s'est bien déconnectée)
 - 2. L'instant de l'autorisation de re-couplage (à charge au producteur de reconnecter son installation au réseau).
 - L'énergie produite et compensée financièrement due aux heures de déconnexion au-delà du plafond défini comme le produit de la puissance installée par une durée de **1600 heures**, est rémunérée à un tarif fixe de 5c€/kWh non soumis à indexation.

1. PRÉSENTATION DE L'ARRÊTÉ TARIFAIRE DU 4 MAI 2017 – ENERGIE COMPENSÉE FINANCIÈREMENT DUE AUX HEURES DE DÉCONNEXION (2/2)

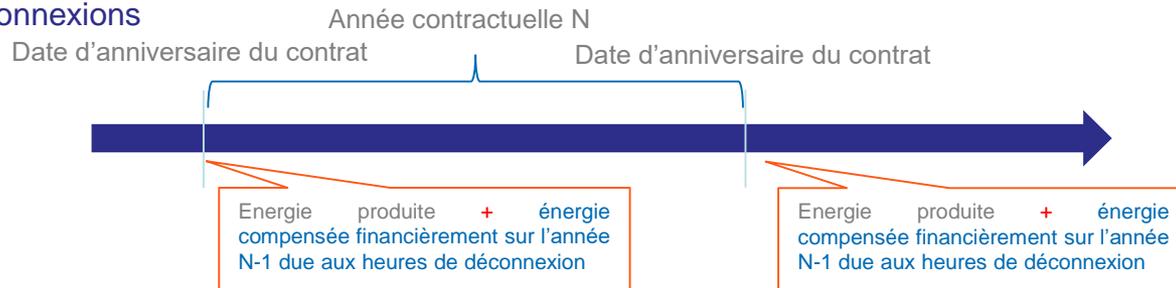
▪ Compensation financière des heures de déconnexion

$$\text{Compensation financière des heures de déconnexion} = 0,75 * \text{Neff} * P * \text{Tarif d'achat}$$

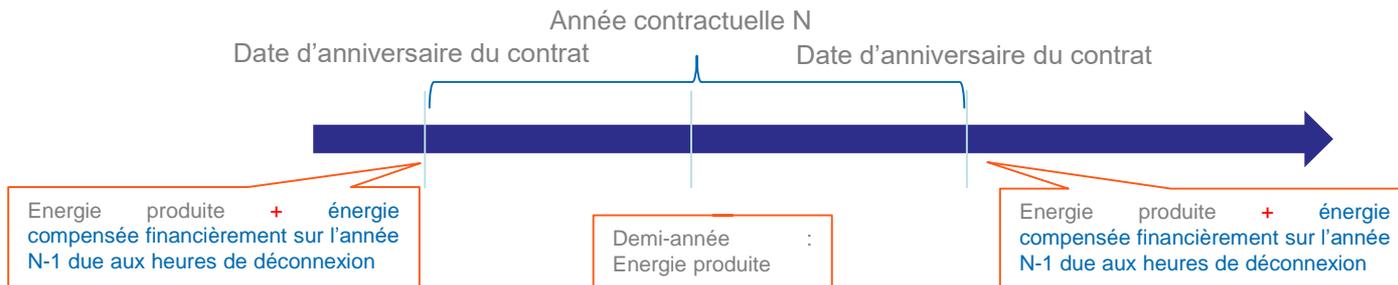
Avec **P** : puissance crête et **Neff** : le nombre d'heures de déconnexion effectives (défini plus loin)

▪ Impact sur la facturation : les heures de déconnexions sont calculées sur une année contractuelle et facturées à date d'anniversaire du contrat.

- Pour les inf 36 : facture annuelle à la date d'anniversaire de l'énergie produite et compensée financièrement due aux heures de déconnexions



- Pour les sup 36 : facture semestrielle (compensation financière des déconnexions sur la facture à date d'anniversaire)



2. NOMBRE D'HEURES DE DÉCONNEXION NEFF (1/2)

Rappel contractuel

- **La durée effective de déconnexion est définie à l'article VII.2. du contrat d'achat**

La durée effective d'une période de déconnexion est égale à la durée demandée si la puissance active mesurée est égale à zéro :

- *Sur le pas de mesure suivant l'ordre de déconnexion*
- *Sur le pas de mesure précédent l'autorisation de recouplage*
- *Sur tous les pas de mesure compris entre ces deux pas.*

Elle est égale à zéro sinon.

- **Il est également précisé à l'article VII.1. du contrat d'achat**

L'énergie éventuellement livrée au cours d'une période de déconnexion, telle que définie à l'article VII.2, n'est pas rémunérée par le cocontractant.

- **Ne pas respecter un ordre de déconnexion peut mettre en péril la sûreté du système**

- **Sur chaque période de déconnexion, le GRD analysera l'énergie produite par le producteur**

- 1^{er} cas : Si les ordres de déconnexion et d'autorisation de recouplage sont respectés

→ La durée effective de la période de déconnexion est égale à :

heure de l'ordre d'autorisation de recouplage – heure de l'ordre de déconnexion

- 2^{ème} cas : Si les ordres de déconnexion et d'autorisation de recouplage ne sont pas respectés

→ La durée effective de la période de déconnexion est égale à 0 et l'énergie produite défalquée du seuil est déduite de l'énergie produite sur la facture d'obligation d'achat (énergie non rémunérée)

2. NOMBRE D'HEURES DE DÉCONNEXION NEFF – ILLUSTRATION (2/2)

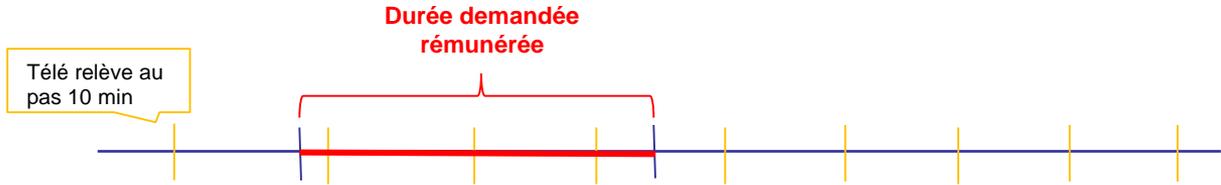


Illustration du 2^{ème} cas : Non respect de les ordres de déconnexion et/ou d'autorisation de recouplage

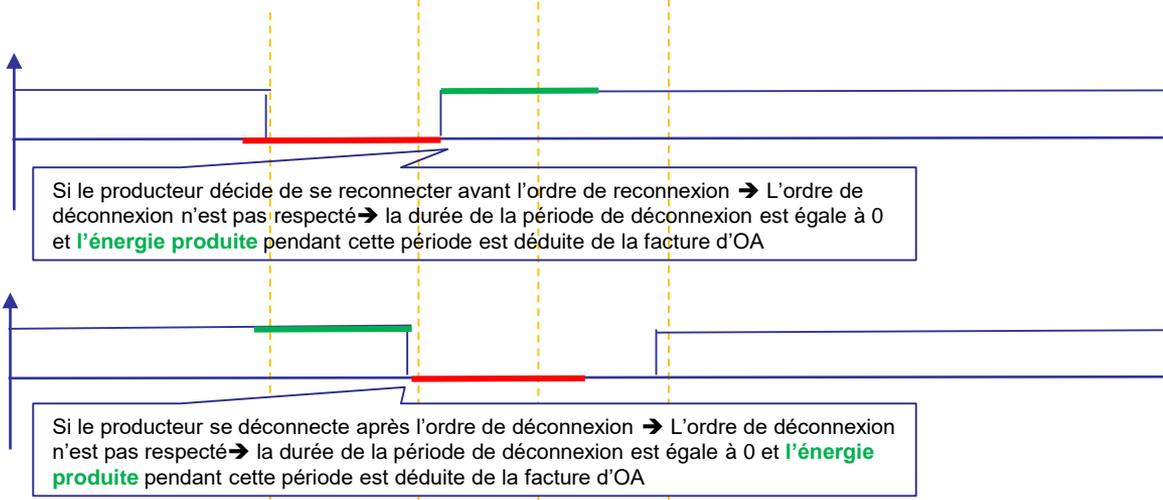
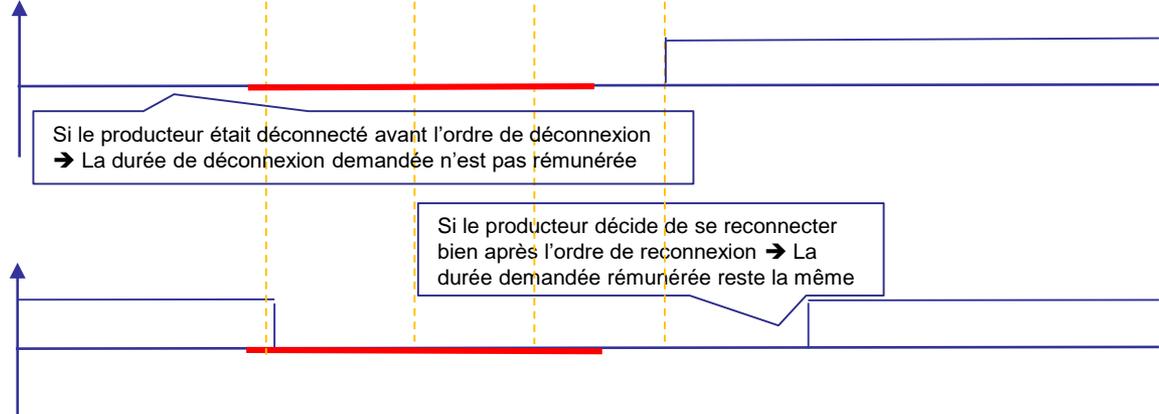


Illustration cas divers



3. ETABLISSEMENT DE LA FACTURE

- **Pour un contrat S17**, à la date d'anniversaire de votre contrat d'achat, le GRD vous communiquera :
 - Le nombre d'heures de déconnexion Neff
 - En cas de non respect des ordres de déconnexion, l'énergie produite pendant les périodes de déconnexion à défalquer de l'énergie produite

Compteur de production , n° :	
Nouveau relevé du : <input style="width: 80%;" type="text"/>	Valeur du nouvel index (P1) : <input style="width: 80%;" type="text"/>
Ancien relevé du : <input style="width: 80%;" type="text"/>	Valeur de l'ancien index (P2) : <input style="width: 80%;" type="text"/>
	Production (P1-P2) : _____ kWh

Compteur de contrôle de non-consommation (vente en totalité) , n° :	
Nouveau relevé du : <input style="width: 80%;" type="text"/>	Valeur du nouvel index (A1) : <input style="width: 80%;" type="text"/>
Ancien relevé du : <input style="width: 80%;" type="text"/>	Valeur de l'ancien index (A2) : <input style="width: 80%;" type="text"/>
	Consommation Auxiliaires (A1-A2) : _____ kWh

Seulement pour le S17, nombre d'heures de déconnexion reçu par mail	<input style="width: 90%;" type="text"/>
--	--

Production de kWh livrés (net des auxiliaires). Pnet = (P1-P2)-(A1-A2) :	kWh
---	-----

Seulement pour le S17, en cas du non-respect des ordres de déconnexion, énergie à défalquer de l'énergie produite (kWh)	<input style="width: 90%;" type="text"/>
--	--

Seulement pour le S17, production liée aux heures de déconnexion (0,75* Nbre d'heures de déconnexion*Pmax de l'installation)	kWh
---	-----



DURÉE DES CONTRATS D'ACHAT

- *Article. 8. –*

*Le contrat d'achat est conclu pour une durée de vingt ans à compter de la date de mise en service de l'installation. La date de mise en service de l'installation correspond à la date de mise en service de son raccordement au réseau public. **Cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de dix-huit mois à compter de la date de demande complète de raccordement au réseau public par le producteur.** En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat d'achat est réduite du triple de la durée de dépassement.*

Le délai mentionné au premier alinéa est prolongé lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement sous réserve que le Producteur ait mis en oeuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du gestionnaire de réseau pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais. Un délai supplémentaire de deux mois pour la mise en service est alors accordé à compter de la fin des travaux de raccordement (date déclarée par le gestionnaire de réseau).

Le second alinéa de l'article 8 prévoit un délai supplémentaire pour la mise en service en cas de délai dans la réalisation des travaux de raccordement, mais ne précise pas les règles à appliquer si la mise en service n'a pu avoir lieu dans ce délai. EDF SEI a donc demandé à la DGEC d'apporter les précisions nécessaire à la bonne mise en œuvre des contrats.

:

DURÉE DES CONTRATS D'ACHAT

Ces précisions ont été apportées par la Directire de l'Energie :

La durée du contrat d'achat entre EDF et le producteur n'est pas réduite dès lors que le Producteur a mis en oeuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du gestionnaire de réseau pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais et qu'il obtient **le visa de Consuel** sur l'attestation de conformité de son installation de production avant une limite définie par la date la plus tardive des deux dates suivantes :

- dans un délai de **dix-huit mois à compter de la date de demande complète de raccordement** au réseau public par le producteur **augmentée du retard éventuel à la délivrance de la proposition technique et financière ou de la convention de raccordement** par le gestionnaire de réseau, vis-à-vis des délais prévus par sa documentation technique de référence
- dans un délai de **deux mois à compter de la fin des travaux de raccordement augmentée du retard éventuel à la délivrance de la proposition technique et financière ou de la convention de raccordement** par le gestionnaire de réseau, vis-à-vis des délais prévus par sa documentation technique de référence

Dans le cas contraire, la durée du contrat est réduite du triple de la durée de dépassement, le **dépassement étant calculé entre la date du CONSUEL et la date limite définie ci-dessus.**