



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

COLLOQUE ATEE

1^{er} février 2017

**Les conditions réglementaires
accompagnant la cogénération en
basse tension**

Didier LAFFAILLE

Chef du département technique

UN HISTORIQUE DES DÉLIBÉRATIONS DE LA CRE SUR LES RÉSEAUX INTELLIGENTS



12 juin 2014

Recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension

- 41 recommandations, au terme d'une concertation de tous les acteurs du système électrique.
- Destinataires : législateur/ administration, normalisation, gestionnaires de réseaux, etc.
- Les gestionnaires de réseaux doivent proposer une feuille de route sur ce qui les concerne pour le 1^{er} novembre 2014.



25 février 2015

Communication sur le développement des réseaux intelligents

- Bilan succinct des feuilles de route transmises.
- Compléments à la première feuille de route, notamment au sujet des données et de l'autoproduction, des ELD, des zones non interconnectées, etc.
- Ouverture au gaz naturel et à la mutualisation des réseaux d'énergie.
- Établissement du principe d'une mise à jour annuelle des feuilles de route des gestionnaires de réseaux, au 1^{er} novembre de chaque année.



8 décembre 2016

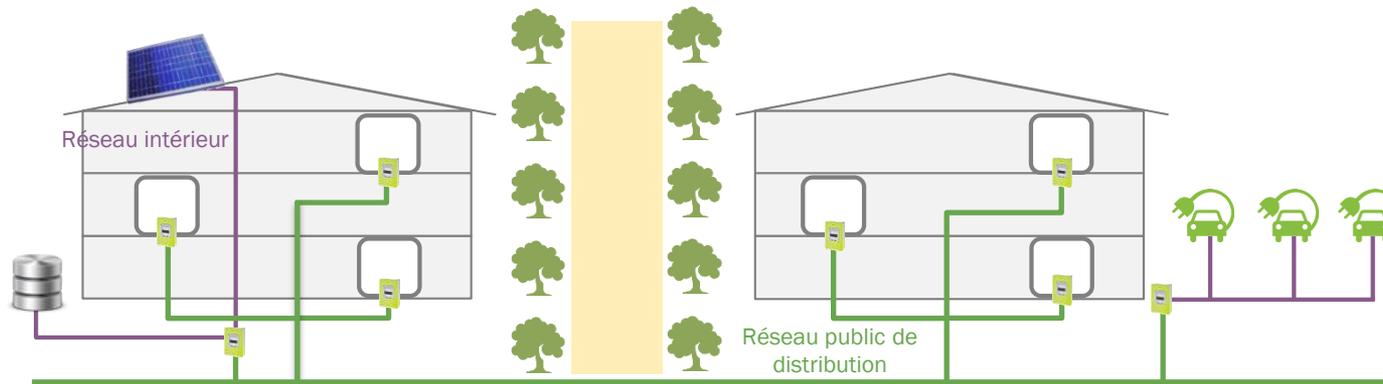
Communication sur l'état d'avancement des feuilles de route et nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents

- Bilan détaillé des mises à jour des feuilles de route et de l'évolution du contexte juridique.
- 17 nouvelles recommandations, dans la continuité de ce qui était demandées en 2014 et 2015.
- Nouvelles mises à jour des feuilles de route attendues pour le 1^{er} juin 2017.

LES PRINCIPALES ÉVOLUTIONS DU CADRE JURIDIQUE RELATIF À L'AUTOCONSOMMATION

- L'ordonnance du 27 juillet 2016, prise en application de l'article 119 de la *loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte* (LTECV), définit des dispositions législatives pour encourager l'autoconsommation. La loi de ratification est en cours d'examen par les assemblées. Elle passe en Commission mixte paritaire aujourd'hui.
- Celle-ci établit le principe :
 - d'opérations **d'autoconsommation individuelle**, à l'échelle d'un utilisateur à la fois producteur et consommateur ;
 - d'opérations **d'autoconsommation collective**, à l'échelle de plusieurs producteurs et consommateurs raccordés sur une même portion d'un réseau de distribution (définition précise en cours d'évolution).
- Par dérogation aux règles des responsables d'équilibre, le législateur autorise les *petits* autoproducteurs à injecter un surplus sur le périmètre du distributeur en compensation de ses pertes, **ce que la CRE réproouve**.
- Dans les deux cas, un **TURPE spécifique** sera établi pour les participants à des opérations d'autoconsommation, dont la production est inférieure à 100 kW, reflétant une utilisation particulière des réseaux.
- Pour les installations de puissance comprise entre 100 kW et 500 kW, un premier **appel d'offres spécifique** a été organisé par la CRE, à la suite d'un arrêté de la ministre du 2 août 2016. La part d'électricité autoconsommée fait l'objet d'une prime, qui est supérieure à celle de l'électricité produite et injectée sur le réseau.

LES ENJEUX LIÉS À L'AUTOCONSOMMATION



- La loi retient l'idée que la production autoconsommée à l'échelle des consommateurs participants doit être affectée à ces derniers : selon quels critères et quelles clés de répartition ?
- Quelles économies le futur TURPE spécifique à l'autoconsommation devra-t-il engendrer pour inciter à des comportements vertueux vis-à-vis de la collectivité ?
- Comment maintenir la péréquation tarifaire, malgré l'émergence d'échanges locaux d'électricité ?
- Comment éviter une évasion fiscale liée à la diminution des taxes assises sur les quantités d'énergie consommées ?

LE RACCORDEMENT ALTERNATIF DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION (1/2)



12 juin
2014

18

La CRE est favorable à ce que les installations de production décentralisées puissent participer au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive.

La CRE propose ainsi la suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008, afin de **permettre aux installations de production raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive**.



8 décembre
2016

→ La CRE reste favorable à cette modification : elle sera proposée dans sa consultation publique de 2017, au sujet de la modification des arrêtés portant sur les prescriptions techniques et les modalités financières applicables au raccordement.



12 juin
2014

19

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de faire évoluer, dès que la réglementation le permettra, leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de **solutions de raccordement alternatif**, comportant des obligations contractuelles pour les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution de **participer au réglage de la tension en absorbant de la puissance réactive**



8 décembre
2016

→ Enedis a déjà modifié sa DTR pour permettre le raccordement alternatif avec une loi de régulation de tension du type $Q = f(U)$ pour les producteurs HTA. Elle réalise des expérimentations concernant la basse tension.

LE RACCORDEMENT ALTERNATIF DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION (2/2)

20



12 juin
2014

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de faire évoluer, dès que la réglementation le permettra, leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de **solutions de raccordement alternatif**, comportant des **limitations de la puissance active injectée par les installations de production décentralisée**

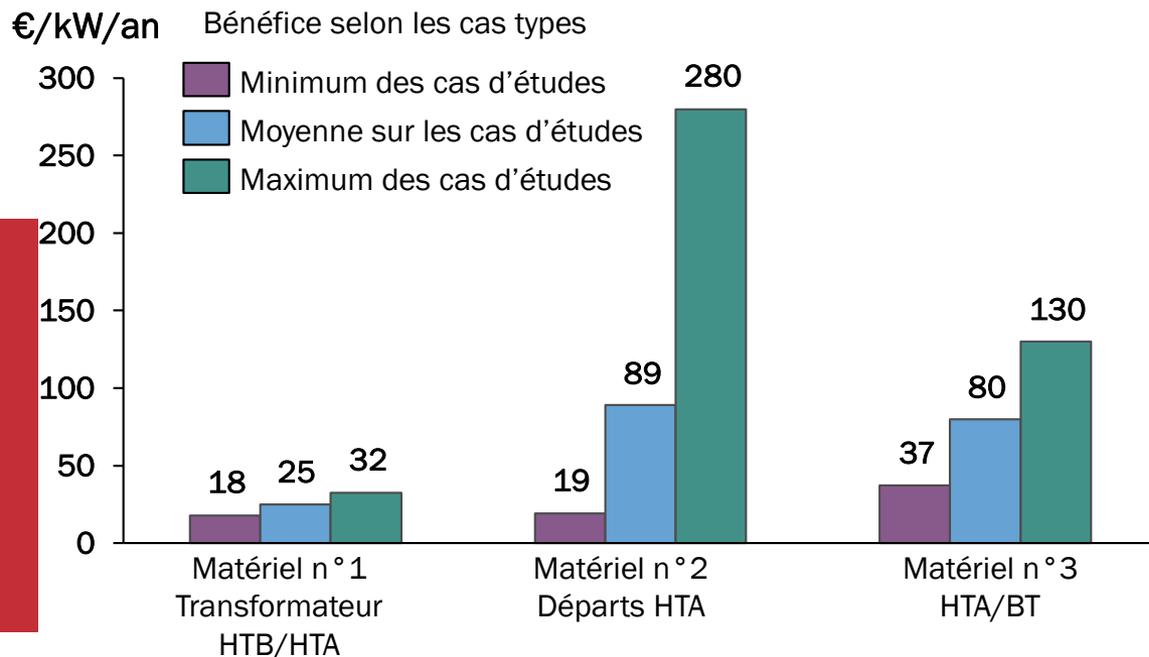


8 décembre
2016

→ *Des démonstrateurs ont été mis en place afin d'expérimenter de telles solutions alternatives. Une modification réglementaire est par ailleurs nécessaire afin de définir des opérations de raccordement alternatives permettant de telles limitations.*

→ *La CRE reste favorable à cette modification : elle sera proposée dans sa consultation publique de 2017, au sujet de la modification des arrêtés portant sur les prescriptions techniques et les modalités financières applicables au raccordement.*

LE RECOURS À LA FLEXIBILITÉ POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



Bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels
moyenne du bénéfice sur les 5 premières années après
l'entrée en contrainte

- La CRE a mené une première étude permettant d'étudier la **valeur théorique unitaire** de la flexibilité pour les réseaux de distribution, démontrant l'existence de cette potentielle valeur.
- Il est désormais nécessaire de **quantifier ces gisements locaux** à l'échelle nationale, les **méthodes de mobilisation et de valorisation** de ces gisements, les liens avec les **mécanismes nationaux** de flexibilité. La CRE a débuté une étude de ces sujets.

L'ARTICLE 199 DE LA LTECV : UNE EXPÉRIMENTATION DE LA FLEXIBILITÉ POUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

- L'article 199 de *la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte* (LTECV), ainsi que son décret d'application, permettent de mettre en place une expérimentation de 4 ans de **services locaux de flexibilité**, pouvant « le cas échéant », « porter sur l'optimisation globale des réseaux électriques et de gaz naturel par le biais de gaz issu d'électricité ».
- Les grands principes :
 - le porteur de projet, qui est nécessairement une **collectivité territoriale**, met en place un groupement de producteurs et de consommateurs ;
 - il soumet une proposition au gestionnaire de réseaux de distribution concerné ;
 - il signe une convention tripartite avec le gestionnaire de réseaux et l'autorité concédante propriétaire de ces réseaux ;
 - il est rémunéré par le TURPE, **à hauteur des coûts évités** par le gestionnaires de réseaux.

LA MISE EN ŒUVRE DES SERVICES LOCAUX DE FLEXIBILITÉ



8 décembre
2016

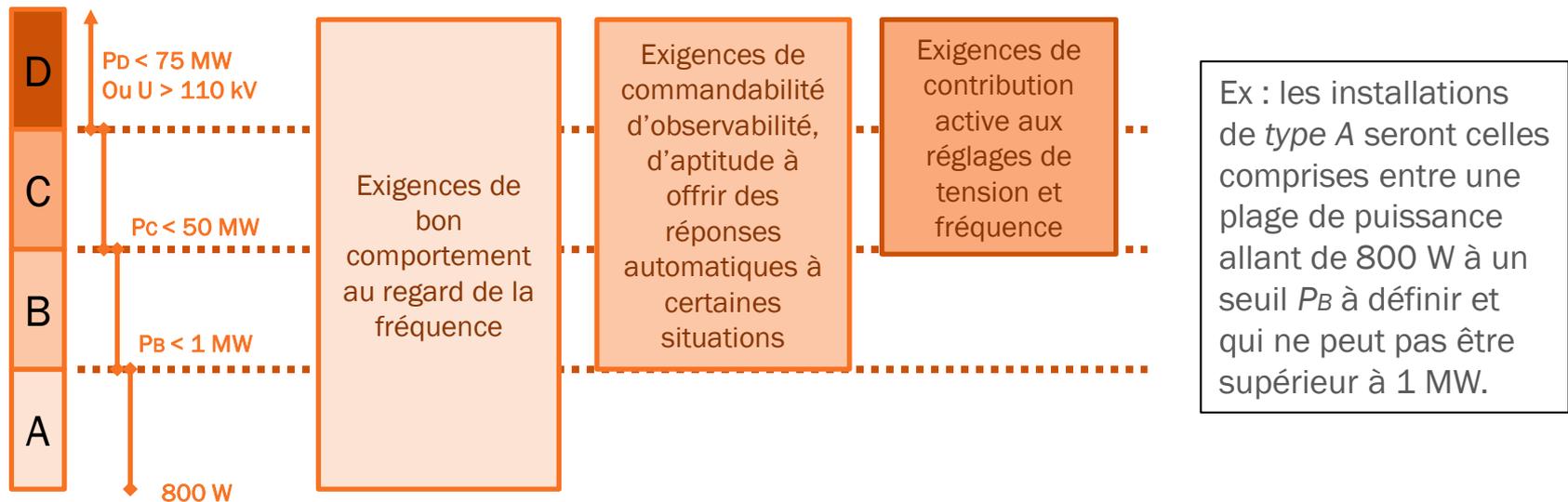
12

Afin de faciliter la mise en œuvre de l'expérimentation de services de flexibilité locaux permise par l'article 199 de la loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de lui soumettre un **modèle de convention**. Outre les éléments indiqués dans le décret en Conseil d'État n° 2016-704 du 30 mai 2016 *relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité*, ce modèle devra comporter les **données et hypothèses** permettant à la CRE d'approuver les modalités de rémunération de ce service.

→ La CRE accompagne opérationnellement les gestionnaires de réseaux dans cette tâche (Enedis a déjà débuté ses travaux et proposé informellement des modèles de documents qu'elle compte soumettre à consultation publique).

LE CODE RFG : LES PRINCIPALES DISPOSITIONS

- Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité a été **publié au JOUE le 27 avril 2016** et est **entré en vigueur le 17 mai 2016**.
- Ce règlement également appelé code de réseau RfG (pour « *Requirement for Generators* ») définit les **prescriptions techniques** à respecter pour le **raccordement de toute nouvelle installation de production** d'une puissance électrique ≥ 800 W (soit ≈ 8 m² de photovoltaïque).
- Les exigences sont applicables par type d'unité de production. Les limites de puissances P_B , P_C et P_D définissant chaque type sont à déterminer dans chacun des États membres (voir figure).



- D'autres dispositions sont à définir au niveau national. Pour cela, une instance de concertation pilotée par RTE et l'ADEeF a été mise en place en France pour définir ces dispositions (prescriptions techniques, modalités analyses-coûts bénéfiques, application du code aux installations existantes, etc.).

LE CODE RFG : TENUE EN FRÉQUENCE (DÈS LE TYPE A)

- Les unités de production de plus de 800 W se raccordant dans le domaine de tension BT (limite de puissance 250 kVA) se verront appliquer les **prescriptions techniques de Type A**.

ARTICLE 13(1) : TENUE EN FRÉQUENCE

Code de réseau RfG

- Tenue en fréquence des installations de production : tout producteur à partir du type A ($P \geq 800$ W) doit rester raccordé au réseau lors des excursions de fréquence.

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz – 48,5 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 30 minutes
48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins que la durée fixée pour la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutes

- Le gestionnaire du réseau de transport doit proposer des valeurs pour les plages :
 - 47,5 à 48,5 Hz
 - 48,5 à 49,0 Hz

Réglementation française actuelle

- Aucune exigence pour les installations de production $P_{\max} < 5$ MW.

Arrêté du 23 avril 2008 pour le RPD

- Pour les installations de production $P_{\max} \geq 5$ MW, l'arrêté du 23 avril 2008 fixe les plages suivantes :

Plage de fréquence	Durée minimale de fonctionnement
47,0 Hz – 47,5 Hz	1 min
47,5 Hz – 49,0 Hz	3 min
49,0 Hz – 49,5 Hz	5 H
49,5 Hz – 50,5 Hz	Sans limite
50,5 Hz – 51,0 Hz	60 min
51,0 Hz – 51,5 Hz	15 min

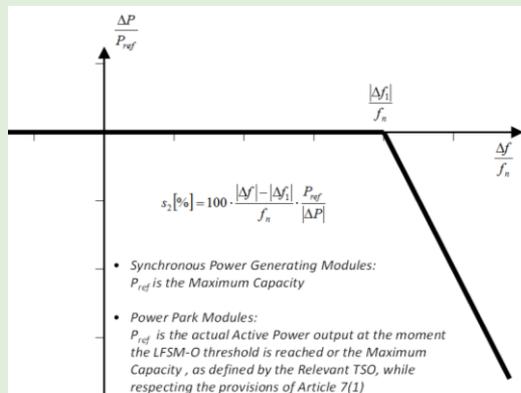
LE CODE RFG : BAISSÉ DE PUISSANCE À FRÉQUENCE HAUTE (DÈS LE TYPE A)

- Les unités de production de plus de 800 W se raccordant dans le domaine de tension BT (limite de puissance 250 kVA) se verront appliquer les **prescriptions techniques de Type A**.

ARTICLE 13(2) : BAISSÉ DE PUISSANCE À FRÉQUENCE HAUTE

Code de réseau RfG

- Baisse de puissance à fréquence haute pour les installations à partir du type A (≥ 800 W).
- Chaque installation de production doit être capable d'activer une réponse puissance/fréquence à partir d'une fréquence comprise entre 50,2 et 50,5 Hz, avec une valeur de statisme (pente) comprise entre 2 et 12 %.
- Valeurs à définir par le GRT et à approuver par l'autorité compétente.



Réglementation française actuelle

- Aucune exigence pour les installations de production $P_{max} < 5$ MW.

Arrêté du 23 avril 2008 pour le RPD

- Les installations de production $P_{max} \geq 5$ MW doivent être dotée d'un système contrôle/commande permettant de réduire sa puissance lorsque f dépasse un seuil convenu avec le gestionnaire de réseau entre 50,5 et 52,0 Hz.

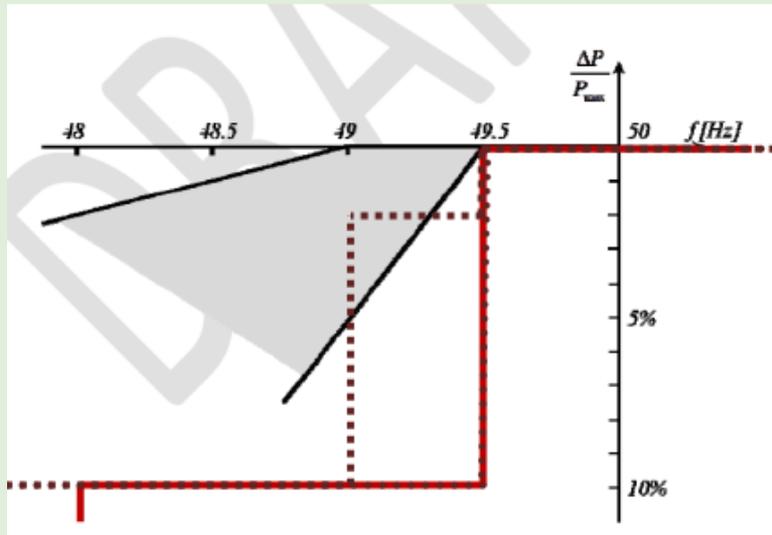
LE CODE RFG : MAINTIEN DE LA PUISSANCE ACTIVE À FRÉQUENCE BASSE (DÈS LE TYPE A)

- Les unités de production de plus de 800 W se raccordant dans le domaine de tension BT (limite de puissance 250 kVA) se verront appliquer les prescriptions techniques de Type A.

ARTICLE 13(4) : MAINTIEN DE LA PUISSANCE ACTIVE À FRÉQUENCE BASSE

Code de réseau RfG

- Maintien de la puissance active injectée à fréquence basse pour les installations à partir du type A (≥ 800 W).



- Distribution > 5 MW, éolien, TAC
- Transport < 40 MW
- Transport > 40 MW

Réglementation française actuelle

- Aucune exigence pour les installations de production $P_{max} < 5$ MW.

Arrêté du 23 avril 2008 pour le RPD

- Pour les installations avec $P_{max} \geq 5$ MW, des tableaux définissent les pertes maximales (en %) par seuil de fréquence.
- Les valeurs de ces tableaux sont représentées en rouge et en marron sur le schéma ci-joint.

LE CODE RFG : LES POSSIBILITÉS DE DÉROGER

Art.
6(4)

Sauf pour les exigences de l'article 13, paragraphes 2 et 4, ou sauf disposition contraire dans le cadre national, les exigences du règlement concernant la capacité à maintenir une puissance active constante ou à moduler la production de puissance active ne s'appliquent pas aux unités de production d'électricité des installations de production combinée de chaleur et d'électricité raccordées au sein de réseaux de sites industriels, lorsque tous les critères suivants sont remplis :

- a) l'objet principal desdites installations est de produire de la chaleur pour les processus de production du site industriel concerné ;
- b) les productions de chaleur et d'électricité sont interdépendantes, c'est-à-dire que toute modification de la production de chaleur entraîne nécessairement une modification de la production de puissance active, et inversement ;
- c) les unités de production d'électricité sont des types A, B ou C ou, dans le cas de la zone synchrone des pays nordiques, de type D, conformément à l'article 5, paragraphe 2, points a) à c).

- Par ailleurs, le code *RfG* prévoit deux dispositifs qui permettent de déroger aux exigences contenues dans le code :
 1. **La classification en technologie émergente** : permet à des unités de production de type A de déroger à la totalité du code de manière transitoire (à l'exception de l'article 30) afin de permettre leur développement commercial.
 2. **Le processus de dérogation** : permet à des unités de production ou à des gestionnaires de réseau de faire une demande de dérogation à une ou plusieurs exigence(s) du code de réseau qui devra être étudiée au regard de critères d'octroi de dérogations fixés par la CRE.

LE CODE RfG : PLANNING DE MISE EN ŒUVRE

