Evolution de la
Documentation Technique de Référence de RTE

Consultation relative à la mise à jour des exigences des capacités constructives des producteurs et des stockeurs.

Bilan de consultation

Janvier 2024

SOMMAIRE

1 Rappel du contexte de la concertation et de la consultation 3
1.1. Contexte 3
1.2. Concertation 3
1.3. Consultation 4
1.4. Objet du bilan 4
2 Déroulement de la concertation 5
2.1. Evolution du réglage secondaire de fréquence 5
2.2. Propriétés additionnelles de la FCR 5
2.3. Mesure de fréquence en mer pour les PPM DC 6
2.4. Réseau séparé non viable 6
2.5. Création de deux fiches modèle Phaseur et mise à jour des fiches des modèles EMT 6
3 Les principales remarques de la consultation 7

1 Rappel du contexte de la concertation et de la consultation

1.1. Contexte

L'objectif de cette concertation est de mettre à jour les exigences techniques relatives aux raccordements des clients producteurs et stockeurs raccordés sur le réseau public de transport afin :

- De se mettre en conformité avec les évolutions du cadre règlementaire existant (aFRR et la prise en compte des nouvelles exigences sur la propriété additionnelle de la FCR) ;
- De clarifier le cadre existant suite au retour d'expérience ;
- De compléter le cadre concerté en 2022 (mesure de fréquence à terre pour les raccordements HVDC) ;
- De compléter le cadre contractuel (ajout du modèle phaseur, découplage des réseaux séparés non viables).

Ces objectifs s'inscrivent dans le cadre règlementaire existant, à savoir :

- 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 (dit « Code RfG»).
- L'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.

1.2. Concertation

Afin de recueillir l'avis des clients producteurs et stockeurs et/ou de leurs représentants, RTE a mené une concertation sur les évolutions envisagées de la Documentation Technique de Référence (DTR).

Les principaux objectifs poursuivis par RTE sont les suivants :

- Le passage en pente de 600 secondes du réglage de fréquence secondaire (aFRR) ;
- La mise en conformité avec les règles Marché de la propriété additionnelle de la FCR (Frequency Containment Reserve) ;
- L'intégration des spécifications pour la mesure de fréquence en mer pour les Power Parc Module raccordés en courant continu (PPM DC) ;
- L'ajout d'exigences sur les réseaux séparés non viables : découplage de la production ;
- La création d'une fiche modèle Phaseur ;
- La mise à jour des fiches EMT (*electromagnetic transients*) ;
- Des clarifications et mises en cohérences entre les trames des cahiers des charges et les autres chapitres de la DTR.

RTE a organisé deux ateliers le 2 juin 2023 et le 13 juin 2023 au cours desquels ont été présentés l'ensemble des projets de modification de la DTR.

La concertation s'est déroulée entre le 7 juillet 2023 et le 15 septembre 2023.

A l'issue de cette concertation, RTE a reçu trois contributions et réalisé trois réunions bilatérales avec les contributeurs.

Les supports de réunion ainsi que le projet de modification de la DTR ont été diffusés aux membres du GT et sont également disponibles sur le site concerte.fr.

1.3. Consultation

À l'issue de la phase de concertation, **huit documents ont été soumis à la consultation des acteurs du 25 octobre 2023 au 22 novembre 2023 :**

- [1] Article 5.1.1 - Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production ;
- [2] Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives Conditions Générales (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer) ;
- [3] Article 8.3.2 – Cahier des charges des capacités constructives : Conditions Générales (Unité synchrone) ;
- [4] Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage ;
- [5] Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives : Conditions Générales (Unité de stockage non synchrone) ;
- [6] Article 8.26 – Cahier des charges des performances du système de protection ;
- [7] Article 4.4 – Réseau séparé ;
- [8] Fiche D1 D2 – Données à fournir par un Utilisateur.

En réponse à la consultation, RTE a reçu deux contributions de la part d'EDF SA et d'ENGIE.

1.4. Objet du bilan

Ce bilan résume les principales évolutions apportées à la DTR pendant la phase de concertation puis la phase de consultation. Il intègre également les principales remarques des contributeurs, à chacune de ces deux phases, sur les principales propositions d'évolutions ainsi que les réponses apportées par RTE.

2 Déroulement de la concertation

La concertation a permis de présenter l'ensemble des sujets d'évolution de la DTR. Certains sujets n'ont pas fait l'objet de questions, d'autres, plus complexes, ont été plus longuement présentés et expliqués. Enfin, pour quelques dispositions, RTE et les clients sont parvenus à un consensus sur les modifications proposées.

2.1. Evolution du réglage secondaire de fréquence

Cette évolution permet de prendre en compte celles décrites dans l'article 5 du document de l'ACER[1] à savoir une pente unique à 600 secondes pour l'évolution de -1 à 1 du niveau N de téléréglage. Cette évolution deviendra obligatoire à partir du 18 décembre 2024 (entrée en vigueur du texte de l'ACER mentionné ci-dessus). Elle permet de préciser la réserve secondaire minimale à dégager pour chaque unité de production.

Suite à une proposition de modification d'un acteur, RTE a accepté d'ajouter la partie en rouge pour le réglage secondaire de fréquence. Cette modification ne modifie pas les exigences demandées : "Lors d'une variation du niveau, noté N, du RSFP (réglage secondaire fréquence/puissance) en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s-1 et supérieure ou égale à 2/600 s-1, la dynamique devrait autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Ainsi, une telle pente ne doit pas être considérée comme aberrante, et l'unité doit réagir au mieux de ses capacités au niveau RSFP a minima selon une pente équivalente de 600s."
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation a été modifiée.

2.2. Propriétés additionnelles de la FCR

RTE s'appuie sur des évolutions du code RfG pour transcrire ces exigences dans les cahiers des charges des capacités constructives. Elles concernent :

- L'algorithme du mode réserve pour les unités de stockage tel qu'il a été acté en CAM[2].
- L'unité de production ou de stockage doit être équipée d'une mesure de fréquence locale au moins par point de raccordement ou en dessous lorsque c'est techniquement faisable.
- L'unité de stockage ou de production doit être capable d'activer sa réponse en puissance active dans la plage de fréquence de 47,5 Hz à 51,5 Hz, et ne doit pas réduire son activation lorsque l'écart de fréquence se situe en dehors de la plage de fréquences de +/- 200 mHz autour de 50 Hz.

Ce sujet n'a pas fait l'objet de remarque.
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation est maintenue.

1 "Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing"
2 Commission d'Accès au Marché

2.3. Mesure de fréquence en mer pour les PPM DC

RTE a complété le cadre existant afin de spécifier les exigences de mise à disposition de la mesure de la fréquence aux PPM DC. Ce sujet a soulevé des remarques concernant le lieu de mise à disposition de la mesure.

Réponse RTE : A ce stade du projet, RTE a statué pour une mise à disposition, par défaut, de la mesure à terre mais n'exclue pas la possibilité de la mettre à disposition en mer. La spécification sera enrichie avec la maturité de ce type de projet.
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation est maintenue.

2.4. Réseau séparé non viable

RTE souhaite éviter la création d'un réseau séparé non viable, à l'aide de parade telle que le découplage des installations de production.
Des clients ont fait remarquer que, lors des phases de reconstitution de réseau il pouvait exister des réseaux s'apparentant, selon la définition émise par RTE, à des réseaux séparés non viables.

Réponse RTE : RTE a précisé que ces nouvelles exigences ne concernent pas les phases de reconstitution du réseau. En effet, l'objectif de ces exigences est d'éviter la création de réseau séparé dit non viable car il regroupe à la fois des producteurs n'ayant pas la capacité à faire du "grid forming" et des consommateurs. Les grandeurs électriques tension et courant dans ce cas ne sont pas contrôlables. Une modification a été apportée à la DTR en ce sens.
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation a été modifiée.

2.5. Création de deux fiches modèle Phaseur et mise à jour des fiches des modèles EMT

L'ajout du modèle Phaseur (modèles importants pour les études de la stabilité électromécanique et les écroulements de tension) et la mise à jour du modèle EMT (modèle pour les interactions entre les contrôles commandes ainsi que des harmoniques), ont soulevé des inquiétudes de la part de clients qui alertent sur le risque de complexité de la DTR de RTE et aussi du risque de retard s'il y a trop d'exigences.

Réponse RTE :
RTE partage d'une part la vision des clients sur l'importance de réduire la complexité du corpus règlementaire en général et de la DTR en particulier et d'autre part l'importance de spécifier le strict nécessaire afin de ne pas retarder le processus de raccordement.
Modèle Phaseur : Proposition d'une fiche dans la DTR pour normaliser la structure de ce type de modèle (le champ des modélisations possibles pour un PPM est large). Cela permet également de donner de la visibilité aux clients sur les attentes du GRT. Finalement RTE s'est inspiré des normes IEC 61400-21-1:2019 et IEC 61400-27-2:2020.
Pour le modèle EMT, il n'y a pas de norme applicable. Il existe une fiche en DTR pour laquelle RTE a réduit le nombre de simulations (d'un facteur supérieur à 2) sans modifier les critères de conformité déjà concertés.
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation est maintenue.

Des clients ont questionné RTE sur les risques en lien avec les échanges de modèles notamment dans le cadre des PPM DC. En effet, dans le cas de risque d'interaction entre le PPM DC et la HVDC, RTE devra veiller à ce que les données techniques, par exemple les algorithmes de contrôle commande, ne soient pas échangés entre les acteurs (dans le cas où les propriétaires du PPM DC et de la HVDC ne sont pas les mêmes).

Réponse RTE : RTE a rappelé être soumis à la même règle que les clients à savoir celle de l'article 12 du code RfG : « Obligations en matière de confidentialité »
RTE a ajouté une formulation sur la confidentialité des données conformément à l'article 12 (ne pas communiquer les données à un tiers).
Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation a été modifiée.

3 Les principales remarques de la consultation

RTE a recueilli deux contributions : EDF SA et ENGIE.

Pour tenir compte de leurs remarques, RTE a apporté des clarifications ainsi que quelques précisions rédactionnelles telles que celles présentées ci-dessus. Ces évolutions sont sans effet sur le fond des modalités concertées puis consultées.

Globalement, la consultation n'a pas fait apparaitre d'autres questions de fond que celles vues lors de la consultation.

D'autres sujets ne faisant pas partie du cadre de la consultation ont été abordés lors des échanges entre RTE et les clients.
Ils n'ont pas fait objet de modification de la DTR mais seront discutés lors de prochaines consultations.
Ces sujets sont les suivants :

Tension minimale et maximale pour la définition du diagramme PQU (Umin/Umax) :

- Les formules de calcul de Umin/Umax sont anciennes. Ces paramètres sont utilisés pour préciser les exigences en termes de capacités constructives pour le réactif.

Injection de courant réactif :

- Mise en cohérences des exigences d'injection de courant réactif avec la norme NF 50549 - 1 et 2.

Dérogation de classe : Cette dérogation permettra aux unités avec une faible Pmax raccordées en HTB2 ou 3 d'avoir des exigences moins contraignantes que celles prévues par le code RfG. Ce sujet fait l'objet d'échanges avec la CRE (qui est compétente pour instruire ces dérogations).

Ainsi, la formulation des sujets soumise à consultation est maintenue.

* * *
* *
*