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.

Lancement de consultation

mai 2025

SOMMAIRE

1 Contexte 3
2 Concertation 4
2.1. Capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS - Power System Stabilizer) 4
2.2. Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 – 2 6
2.3. Clarification des exigences sur les modèles EMT 6
2.4. Modèle de simulations en temps réel 6
2.5. Modification de certaines fiches de contrôles de conformité (clarification des conditions de tests, des données à fournir, description des essais pour un automate, etc) 7
2.1 Consultation 7

1 Contexte

A l'initiative de RTE, dans un objectif d'accompagner l'insertion d'un volume important d'unités de production interfacée par électronique de puissance et d'assurer la stabilité du système électrique, il a été proposé de compléter les exigences techniques attendues pour les unités de production par l'ajout des spécifications suivantes :

- Ajout de la capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS - *Power System Stabilizer*) pour les unités synchrones de type D d'une puissance supérieure à 75 MW
- Ajout de la fourniture d'un modèle fréquentiel de l'installation pour les unités de stockage, par homogénéité avec les unités non synchrone (y compris en mer)

Il a également été proposé un ensemble de modifications visant à apporter des clarifications dans les cahiers de charges, dans les données et simulations à fournir, et sur les fiches de contrôle de conformité :

- Mise en cohérence de l'injection de courant réactif avec la norme NF EN 50549-1,2
    - Cette évolution permet de simplifier la description de l'exigence en faisant référence à la norme
- Etudes de stabilités : Paramètre b de la réactance du réseau pour les études de stabilité
    - Cette évolution permet d'améliorer la robustesse des unités non synchrones dans des situations de réseaux plus faibles du fait de la pénétration croissante de l'électronique de puissance
- Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande et des protections
    - Cette évolution permet de simplifier la fourniture de la réplique du contrôle commande (lorsqu'il est demandé) avec l'introduction d'une solution logicielle (SiTL)
- Clarifications sur le modèle EMT
- Clarifications sur les études d'interactions à mener lors du raccordement d'un PPM DC
    - Ces évolutions visent à davantage détailler la façon dont seront conduites les études
- Modification de certaines fiches de contrôles de conformité (clarification des conditions de tests, des données à fournir, description des essais pour un automate, etc)

Enfin, un outil construit par RTE permettant de générer le rapport de validation pour les fiches du modèle phaseur (fiches I16 et F16) a été proposé aux acteurs dans le but de simplifier la génération et la transmission de ces fiches essais lors de la procédure de contrôle de conformité.

Ces modifications ont été détaillées lors du GT de la CAR du 2 décembre 2024.

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

- 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 (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.

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).

La concertation a été initiée lors du GT producteurs et stockeurs de la Commission d'Accès au Réseau (CAR) du 2 décembre 2024 par une présentation aux membres du GT des modifications proposées. Elle a été clôturée le 16 février 2025. Les supports de la réunion ont été diffusés aux membres du GT et sont également disponibles sur la plateforme concerte.fr.

Cinq (5) documents ont été mis en concertation :

- Article 5.1.1 Exigences de conception et de fonctionnement – Producteurs
- Article 8.3.1 CDC des capacités constructives – Parc non synchrone de générateurs y compris en mer
- Article 8.3.2 CDC des capacités constructives - Unité synchrone
- Article 8.3.3 Trame de procédure de contrôle de conformité - Producteur et stockeur
- Article 8.3.4 CDC des capacités constructives – Stockeur

A l'issue de cette concertation, RTE a reçu cinq (5) contributions et réalisé une réunion avec deux (2) contributeurs sur l'exigence de la fonction PSS, et deux autres avec deux (2) contributeurs sur les modèles de simulations en temps réel.
Un bilan de cette phase de concertation a été présenté en GT producteurs et stock le 12 mai.

RTE a par ailleurs organisé deux ateliers techniques dédiées à la présentation de l'outil de génération du rapport de validation du modèle phaseur le 11 mars et le 25 mars 2024. Ces ateliers ont permis de faire une démonstration de l'outil et de répondre aux questions des participants.

2.1. Capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS - Power System Stabilizer)

Les différentes contributions écrites accompagnées de la réunion avec deux (2) contributeurs ont permis d'apporter plus de clarification dans la rédaction de l'exigence et la définition des paramètres. D'autres commentaires (en italique ci-dessous) n'ont pas été pris en compte, parmi lesquels on peut citer :

- *Le seuil de 75 MW est trop bas* : cette remarque n'a pas été prise en compte car l'objectif est qu'un grand nombre d'unité puisse contribuer à l'amortissement, et la plupart des pays

européens mettant en œuvre cette exigence dispose de seuils encore plus bas

Pays	Seuil PSS	Seuil Type D
Austria	200	50
République Tchèque	type D	75
Allemagne	type D	45
Dannemark	type D	25
Estonie	type D	15
Espagne	50	50
Finlande	10	30
UK	50	50
Grèce	50	75
Irlande	50	10

Pays	Seuil PSS	Seuil Type D
Italie	type D	10
Lithuanie	15	15
Pays-Bas	>220 kV	60
Pologne	20	45
Portugal	45	45
Roumanie	150	20
Suède	75	30
Slovenie	10	30
Slovaquie	50	20

- *Limitation de l'intervalle de fréquence* : Les modes interzones sur la plaque continentale européenne peuvent avoir des fréquences très basses (<0.15 Hz). Nous comptons sur les PSS pour aider à amortir ces modes.
- *Beaucoup de simulations demandées* : Les travaux sur cette exigence ont montré la difficulté de la détermination des cas critiques et la nécessité de balayer différents points de fonctionnement
- *Durant les limitations AVR (OEL, UEL,…)k, le signal PSS doit pouvoir être non pris en compte* : on souhaite que le signal PSS soit actif en toute situation. On demande une justification technique pour démontrer que ce n'est pas possible si ce n'est pas le cas
- *La plage de phase demandée (+-30°) est trop contraignante* : elle est demandée dans plusieurs codes de réseau (NERC, Fingrid, TEIAS,…)
- *L'AVR peut avoir une fonction de changement de gain si le PSS est désactivé* : les tests avec et sans PSS doivent être faits à AVR constant pour être comparable, le but étant de montrer que le PSS apporte de l'amortissement.
- *La comparaison des réponses fréquentielles avec et sans PSS doit se faire sur un intervalle limité* : nous recherchons un PSS efficace pour les modes interzones et locaux, ce qui amène à couvrir un intervalle fréquentiel étendu
- *Marge de 10 dB sur le gain trop importante* : certains GRT demandent aussi 10 dB (TEIAS, NERC entre 6 et 10 dB, NESO,..). De plus, comme on fait le test réel en testant une marge de 6 dB, on prend une marge en simulation.
- *La mesure de la réponse fréquentielle va être compliquée du fait du bruit aux fréquences basses* : Il existe plusieurs techniques de diminution de l'impact du bruit dans la mesure des fonctions de transfert (moyennage, utilisation des corrélations…)
- *Limitation du nombre de point de fonctionnement testés* : on se limite à 2 points, ce qui est beaucoup moins qu'en simulation. De plus des tests sont déjà demandés à Pmin, le producteur peut optimiser pour profiter des différents tests déjà prévus. Le but du test est aussi de vérifier que les mesures sont proches des simulations.

En complément de la présentation lors du GT producteurs et stockeurs du 02/12/2024, quelques références concernant cette exigence avaient été communiquées aux membres du GT :

- REE, « Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631 »
- Terna, « Piano di Difesa del Sistema Elettrico »
- TEIAŞ, « Elektrik Şebeke Yönetmeliği »
- National Grid, « The Grid Code, Issue 6, Revision 20 »

- NERC, « Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America »
- FINGRID, « Grid Code Specifications for Power Generating Facilities VJV2018 »
- Svenska Kraftnät, « Synkron kraftproduktionsmodul: Bilaga 6, Provning »
- Standard IEEE 421.2 2014, « Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems »
- IEEE Tutorial Course Power System Stabilization Via Excitation Control, 1990
- Control and dynamic performance of power systems, University of Adelaide Press 2015

2.2. Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 – 2

RTE rappelle que cette exigence est déjà présente dans la trame type de cahier des charges sur les capacités constructives pour les unités non synchrones. La modification proposée consiste à faire référence à une norme (EN 50549-2) en précisant les valeurs numériques des paramètres nécessaires à la définition du fonctionnement qui sont listés dans l'annexe C de cette norme.

2.3. Clarification des exigences sur les modèles EMT

Certains acteurs ont indiqué que les délais de fourniture des données préliminaires du modèle EMT (18 mois avant la première injection) ne sont pas compatibles avec le déroulement de la construction d'un projet par exemple EnR (délai de livraison des équipements de plusieurs mois). Des délais de 8 et 4 mois ont par exemple été proposés par un client.

Il est rappelé que les modèles EMT préliminaires peuvent être disponibles avant leur réception sur site, dès la phase de sélection du matériel, et que la structure de l'installation est normalement déjà connue. Il est également nécessaire de laisser un délai pour la prise en compte du modèle et sa validation avant la première injection, d'où les délais imposés. Il est proposé lors de la consultation de faire passer le délai de 18 mois à 12 mois concernant le modèle préliminaire pour tenir compte d'éventuelles difficultés à disposer des données.

Ensuite, la brochure technique CIGRE 958, du WG B4.82, *Guidelines for use of real code in EMT models for HVDC, FACTs, and inverter based generators in power systems analysis*, a été officiellement diffusée. Le respect des exigences de cette brochure est intégré aux exigences de la DTR.

Enfin, certaines clarifications ont été apportées pour rendre les spécifications (des modèles EMT et fréquentiel) plus cohérentes et plus compréhensible.

2.4. Modèle de simulations en temps réel

Certains acteurs ont demandé davantage de clarifications concernant la fourniture d'un modèle de simulation en temps réel sur demande de RTE par le biais d'une solution logicielle et non exclusivement par une solution matérielle comme actuellement en vigueur dans la DTR (Article 8.3.1, paragraphe 3.11.3 « réplique du contrôle commande »).
RTE rappelle que la proposition mise en concertation consiste à apporter plus de souplesse à la fourniture d'un modèle, en laissant la possibilité au propriétaire de choisir entre une solution logicielle (Software in the Loop) et la solution matérielle (Hardware in the Loop) aujourd'hui présente dans la

DTR. Dans les deux cas cette solution utilise le vrai code des systèmes de contrôle et de protection installés sur site.

Finalement, à l'issue de la concertation, seule la solution logicielle (dite *« Software in the loop »*) sera proposée dans les documents mis en consultation afin de simplifier la fourniture du modèle lorsqu'il est demandé.

Quelques exemples de solutions ont été proposés (liste non exhaustive) :

- "Real-Time Software-in-the-Loop EMT Models of Wind Turbine and Power Plant Controller: Applicability and Experiences" - Gabriel Miguel Gomes Guerreiro - 23rd Wind & Solar Integration Workshop | Helsinki, Finland | 8 – 11 October 2024
- Livrable Interopera 04/07/2024 -V2: Requirements for AC/DC converter stations, DC switching stations, Power Park Modules and DC Grid controller offline models, SIL models and C&P cubicles
- "Methodology of the SOFIA / Dogger Bank C interaction study ", S Dennetière, V. Rudan, C. Smith, C. Kaysers, ACDC Conference, Birmingham, March 2025

2.5. Modification de certaines fiches de contrôles de conformité (clarification des conditions de tests, des données à fournir, description des essais pour un automate, etc)

Les commentaires ont porté sur des demandes de clarification dans la compréhension des fiches.

Concernant la fiche de contrôle de conformité F14 sur l'essai du dispositif de modulation de puissance, des compléments ont été fournis par RTE pour les unités de stockage. En effet, il est nécessaire de s'assurer que l'unité respecte le signal en injection, mais également en soutirage. Pour ce faire, elle doit être équipée d'une interface capable de respecter le double-signal communiqué par RTE. Ce dernier délimite une plage de puissance active pouvant être produite / soutirée par le Stockeur. Cette plage pourrait être applicable simultanément pour réduire l'injection et le soutirage de puissance active. RTE communique via un autre signal le début et la fin de l'application de cette période de réduction de puissance active.
La description de l'exigence se trouve dans l'article 8.3.4, au paragraphe 3.2, et dans le cahier des charges télécom / téléconduite.

2.1 Consultation

À l'issue de la phase de concertation, RTE propose de soumettre six (6) documents à la consultation des acteurs du 12 mai au 16 juin 2025 :

- Article 5.1.1 Exigences de conception et de fonctionnement – Producteurs
- Article 8.3.1 CDC des capacités constructives – Parc non synchrone de générateurs y compris en mer
- Article 8.3.2 CDC des capacités constructives - Unité synchrone
- Article 8.3.3 Trame de procédure de contrôle de conformité - Producteur et stockeur
- Article 8.3.4 CDC des capacités constructives – Stockeur
- Article 8.25.3 CDC système de téléconduite - Stockeur non synchrone

* * *
* *
*