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

Septembre 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
3 Consultation 7
3.1. Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 – 2 8
3.2. Arrêt de l'injection (resp. du soutirage) de puissance active 8
3.3. Pente de modification de la puissance active 8
3.4. Capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS - Power System Stabilizer) 9
3.5. Données permettant de simuler le comportement de l'installation 9

1 Contexte

A l'initiative de RTE, dans un objectif d'accompagner l'insertion d'un volume important d'unités de production interfacées 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 et de stockage 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 l'obligation à fournir un modèle fréquentiel de l'installation pour les unités de stockage à l'instar des 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 l'insertion 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 (unité non synchrone raccordée en courant continu)
    - Ces évolutions visent à davantage détailler la façon dont seront conduites les études (données d'entrée, type de modèle, format)
- 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 groupe de travail (GT) de la Commission d'Accès au Réseau (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 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux publics d'électricité.

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 CAR du 2 décembre 2024 par une présentation aux membres du GT des modifications proposées.
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 stockeurs le 12 mai 2025.

RTE a par ailleurs organisé deux ateliers techniques dédiés à la présentation de l'outil de génération du rapport de validation du modèle phaseur le 11 mars et le 25 mars 2025 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 et les échanges issus 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 de la fonction PSS.
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'unités puisse contribuer à l'amortissement, et la plupart des pays

européens mettant en œuvre cette exigence disposent 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). RTE compte 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, …) le signal PSS doit pouvoir être non pris en compte* : RTE souhaite que le signal PSS soit actif en toute situation. On demande une justification technique pour démontrer que cela est impossible si le client n'est pas en mesure de répondre à cette exigence
- *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 comparables, 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 par RTE et sa validation avant la première injection, d'où les délais imposés. RTE a proposé lors de la consultation de faire passer le délai de 18 mois à 12 mois concernant la fourniture du 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 compréhensibles.

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 l'exige la DTR en vigueur (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). Dans les deux cas cette solution utilise le 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 / consommée 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 de la DTR, au paragraphe 3.2, et dans le cahier des charges télécom / téléconduite (article 8.25.3 de la DTR).

3 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

En réponse à la consultation, RTE a reçu trois (3) contributions de ENGIE, EDF SA et Vestas.

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

ENGIE s'interroge sur le fait que le réseau ne doit pas générer de contraintes au-delà des capacités des matériels existants pour lesquels la durée de vie ou le risque de casse pourraient être remis en cause au travers de ces nouvelles sollicitations d'injection de réactif (amorçage, claquage…).
ENGIE attire l'attention de RTE sur le fait que la mise en place d'un tel dispositif nécessitera de garantir le non-déclenchement des installations existantes non soumises à ces exigences. Pour cela, RTE devrait mettre en œuvre l'injection de courant réactif demandée aux parcs non synchrones de générateurs en réalisant au cas par cas des études de réseau afin de vérifier la bonne tenue des équipements, ainsi que la stabilité réseau. Dans tous les cas de figure, l'engagement de RTE à garantir le non-déclenchement des installations existantes suite à l'application de ces nouvelles exigences doit être explicitement inscrit dans la DTR.

Réponse :
RTE rappelle que la proposition soumise à consultation n'introduit pas une nouvelle exigence mais vise à simplifier sa description par l'intermédiaire de l'annexe C de la norme EN 50549-2.
L'injection de courant réactif est demandée pour améliorer la stabilité du système. Les installations sont censées être protégées contre les risques matériels par leurs protections internes.
Ainsi, la proposition n'est pas modifiée.

3.2. Arrêt de l'injection (resp. du soutirage) de puissance active

ENGIE estime que la phrase "*Il s'agit d'une réduction à 0 MW de puissance active qui ne conduit pas à la séparation du réseau.*" est à reformuler puisqu'aucune manœuvre d'organe n'est demandé. Il s'agit d'une réduction de puissance à 0 MW de puissance active.

Réponse :
La formulation proposée en consultation sera modifiée.

3.3. Pente de modification de la puissance active

ENGIE demande comment l'information en "état d'alerte" et en "état d'urgence" parviendra au Client (notamment pour les types A et B). Par ailleurs, il a été demandé de repréciser que la plage Xmin et Xmax est fixée « avec l'accord » du stockeur et non « en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation ».

Réponse :
Cet article n'a pas fait l'objet de modification lors de la consultation. Il est rappelé que l'article 4.7.1 de la DTR « *Echange d'informations et système de téléconduite* » décrit la manière dont les dispositifs de sauvegarde et de téléphonie de sécurité sont utilisés pour transmettre les informations.
Par ailleurs, il est convenu que la précision de la plage Xmin et Xmax est bien définie en concertation avec le stockeur dans les limites fixées par les valeurs de la fiche E1.
Ainsi aucune modification n'a été apportée au paragraphe concerné.

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

EDF considère qu'une limite à 75 MW pour une fonction PSS sur une connexion sur le réseau européen parait basse. Aujourd'hui la plupart des unités existantes n'est pas dotée de cette fonction et l'installation cette boucle de contrôle de peut générer un coût supplémentaire. Pour certaines installations, le ratio PCC au poste / Sn des groupes fait que l'ajout d'une boucle stabilisatrice a été démontré inutile, ce qui simplifie la structure de la régulation de tension. Cela rend la régulation de tension même plus robuste puisque moins sensible au risque de mauvaise optimisation du PSS ou à une défaillance de celui-ci (perte d'une mesure etc…).

Par ailleurs, dans la fiche essai F17, EDF préconise d'ajouter une définition de Pmax pour les tranches thermosensibles à l'image de ce qui est proposé pour les autres fiches essais, et de préciser les signaux à enregistrer au stator.

Réponse :
RTE a rappelé dans le bilan de concertation les seuils utilisés par la plupart des GRT au niveau européen (cf 2.1 ci-dessus). Ils sont très souvent inférieurs à la proposition de 75 MW.
L'introduction de cette exigence, qui décline une disposition du code RfG, vise à faire contribuer les unités à l'amortissement des oscillations interzones du système interconnecté européen et pas uniquement à assurer la stabilité du mode local de l'unité. Enfin, il est rappelé que cette disposition ne concerne pas les unités déjà raccordées, sauf si elles sont modifiées de manière substantielle conformément aux dispositions en vigueur.
Ainsi, l'introduction de l'exigence n'est pas modifiée par rapport à la concertation. Les précisions supplémentaires ont été apportées dans la fiche essai correspondante F17 pour tenir compte des commentaires sur les conditions d'essais.

3.5. Données permettant de simuler le comportement de l'installation

Les commentaires soulevés lors de la consultation portent essentiellement sur la modélisation des installations de production par machines synchrones. Plus particulièrement, des nombreux échanges concernent la génération des modèles de contrôles commandes à intégrer aux modèles EMT. Des difficultés ont été présentés par EDF concernant les méthodes de génération initialement requises et l'applicabilité dans le cadre des centrales nucléaires. D'autre part, des clarifications ont été demandées concernant la description de l'attendu de la modélisation des process de commande en dehors des systèmes de contrôle commande.

Réponse :
RTE a pris en compte les difficultés techniques présentées. Pour répondre aux demandes, les processus de génération et le format des modèles DLL ont été élargis pour laisser plus de possibilités aux constructeurs des systèmes de contrôle des unités synchrones de fournir des modèles de contrôle commande utilisable dans les modèles EMT utilisés par RTE. De plus, certaines exigences ont été modifiées pour décrire de façon plus détaillée et pour clarifier les points de modélisation attendus par RTE.

* * *