Consultation de RTE sur les règles relatives aux « services système fréquence »

Réponse d'EDF – éléments principaux

06/04/2020

La réponse d'EDF à la consultation de RTE est constituée de ce document qui reprend les éléments principaux et d'un document détaillé qui liste exhaustivement les remarques d'EDF.

EDF remercie RTE pour cette consultation sur les règles SSY fréquence, dont le périmètre est très large. Cette proposition d'évolution des règles est marquée par l'introduction de plusieurs notions nouvelles (installations de stockage, EDP soutirage, distinction capacités marchés/capacités raccordement, offres d'aFRR…) pour lesquelles il convient d'avoir des définitions et modalités d'application claires, précises et cohérentes avec les textes européens afférents et autres jeux de règles existants (MA/RE notamment).

Stockage et Agrégat

EDF accueille très favorablement la démarche d'intégration du stockage et des agrégats dans les règles Services Système Fréquence, via la nouvelle trame de certification et les dispositions transitoires (expérimentations).

EDF souligne néanmoins que ces évolutions ne prennent pas explicitement en compte et sont parfois inadaptées aux caractéristiques du stockage non stationnaire, en particulier du V2G, bien que les enjeux associés soient explicitement soulignés dans la note d'accompagnement de la consultation. Des premières solutions industrielles de charge et de décharge des batteries des véhicules électriques, pouvant notamment contribuer aux Services Système Fréquence, verront le jour prochainement. Il importe de ne pas retarder le développement de cette filière industrielle qui pourra fournir un réservoir de flexibilité très intéressant (économique, résilient et performant) pour le système électrique. EDF propose ainsi plusieurs amendements aux règles soumises à consultation de façon à permettre la certification d'Entités de Réserve V2G dans des conditions économiquement acceptables (sans compromettre la sécurité du système électrique) et à faciliter la valorisation de leurs flexibilités sur les marchés.

Le développement du stockage pour la réserve primaire est intimement lié à la notion de réservoir à énergie limitée et aux exigences qui lui sont associées (dimensionnement, durée de tenue de la RP). Dans ce contexte, EDF souhaite que soient précisés les critères de vérification du caractère de LER et que la définition proposée dans la version des règles en vigueur soit réinterrogée. En effet, cette définition englobe les entités se rechargeant sur le réseau ou via des apports naturels : les impacts de ces deux modes de recharge sur le système étant fondamentalement différents, EDF souhaite qu'une possible distinction soit instruite. Il est à noter que la particularité d'un rechargement via des apports naturels n'est pas précisée par les textes européens définissant un LER (SOGL, proposition des GRT pour les propriétés additionnelles de la FCR). EDF voudrait également alerter sur le fait que, concernant les critères d'aptitude pour ce type de moyens au réglage primaire de fréquence, les règles proposées (Paragraphe 5 de l'Annexe 15 notamment) ne traduisent pas l'exigence de l'article 156 de SOGL. Il est ainsi important de clarifier à partir de quand s'applique la durée de tenue de la RP pour une entité à réservoir à énergie limitée : passage en état d'alerte ou en état d'urgence.

EDF accueille favorablement la possibilité d'agréger à titre expérimental les entités d'injection et de soutirage, mais juge les critères imposés trop restrictifs. Notamment, EDF ne comprend pas pourquoi les EDP soumises aux obligations de capacités constructives sont exclues de l'expérimentation : il existe un intérêt à associer ces actifs de production à des moyens de stockage (qui sont des EDP Soutirages selon les définitions) afin d'augmenter leurs capacités de réglage ou de limiter l'usure des matériels. EDF estime que de telles agrégations, correspondant à des hybridations de moyens, devraient être permises dans la mesure où les capacités constructives existantes sont préservées.

EDF propose que soit introduite dès le prochain jeu de règles la possibilité de fusionner des EDRs certifiées. Cette disposition, déjà présente dans les règles RR/RC, permettrait de faciliter l'agrégation : un acteur pourrait par exemple certifier un nombre restreint de Sites (et notamment des puissances inférieures à 1 MW) et ensuite les intégrer à une EDR existante afin de les proposer au marché, sans que les sites initiaux soient contraints de refaire un processus de certification, jugé contraignant. Cette procédure serait complémentaire de celle proposée par RTE dans le cadre des dispositifs transitoires du 17.10 pour gérer les EDR composées de Sites Diffus. EDF souhaite souligner que de telles dispositions représentent un enjeu important pour l'émergence de nouvelles technologies, notamment du fait du seuil de programmation fixé à 1 MW.

Enfin, EDF souhaite que soient instruites au plus tôt les modalités de certification des moyens de stockage, stationnaire et non stationnaire (dont V2G) à la réserve secondaire (trame complémentaire à celle proposée ici pour la réserve primaire), dans l'optique de permettre la participation de ces moyens au futur Appel d'Offre de réserve secondaire, prévu mi-2021.

Réserve primaire (FCR)

Evolution des modalités de contractualisation de la réserve primaire

EDF accueille favorablement les évolutions de l'Appel d'Offre FCR. Cette deuxième étape, validée en 2018, va permettre d'évoluer vers des produits plus fins et une enchère plus proche du temps réel, ce qui devrait permettre encore plus de liquidité. EDF regrette simplement que les GRTs n'aient pas été en mesure de proposer des phases de test plus tôt, suite aux retours d'expérience des acteurs lors de l'étape précédente.

Critères et exigences FCR

EDF s'oppose à la modification des critères d'aptitude concernant la dynamique de réponse pour la certification à la FCR de nouvelles EDR et propose donc de maintenir la certification à la FCR des EDR existantes.
EDF tient à souligner que la suppression de la référence à l'incident dimensionnant ne représente pas une « clarification » des critères comme mentionné dans le rapport d'accompagnement mais un changement de paradigme sur ce que RTE considère comme la signature de référence de la fréquence. Le passage de la notion d'incident dimensionnant à un échelon est un changement de critère important, et il est essentiel que RTE justifie que l'échelon est désormais plus représentatif. Dans le document d'accompagnement à la consultation, RTE estime que la perte de 3000 MW « ne semble plus représentative des conditions actuelles », sans que affirmation soit étayée.
EDF souligne également que le critère actuel n'est pas moins exigeant mais différent dans le sens où il ne fait pas appel aux mêmes aptitudes : le critère sur incident de référence permet des dynamiques de réglage utiles pour la stabilité du système électrique avec des capacités pouvant répondre rapidement sur des gros transitoires, malgré une dynamique plus lente sur de plus petites variations.
Ce changement de paradigme n'est pas justifié par le code SOGL (art.154 et Annexe V), qui ne fixe pas les caractéristiques de cette signature de référence de la fréquence. Vu d'EDF, cette signature doit être cohérente avec le rôle attendu de la réserve primaire européenne, à savoir faire face à l'incident de

référence (perte de 3000 MW), sans présenter de sur-exigence. C'est d'ailleurs bien sur ce critère qu'est dimensionné le besoin en réserve primaire de la zone synchrone.
Ainsi, pour EDF, les évolutions successives des règles services système fréquence, et en particulier les modifications proposées ici, sont de nature à fixer un critère de dynamique de réponse qui constitue une sur-exigence à la fois par rapport à ce qui est requis dans le code SOGL , mais aussi par rapport au besoin réel du système électrique en terme de dynamique de réponse en réglage primaire de fréquence. Cette sur-exigence serait de nature à augmenter les coûts de constitution du réglage primaire de fréquence, au détriment des consommateurs d'électricité finaux.
Dans le rapport d'accompagnement, RTE propose d'instruire le calcul des volumes respectant ces nouveaux critères et la nouvelle certification au cours de l'année 2020 afin de viser une conformité d'ici le 1er janvier 2021. EDF constate que le présent jeu de règles modifie les critères de dynamique existants pour les moyens hydrauliques mais ne décrit nullement les principes du calcul ou les modalités d'une nouvelle certification. EDF est opposé à la modification de ces critères et appelle à ce que ce l'ensemble des modalités liées à la dynamique de FCR (évolution des critères de dynamique dans les règles, modalités de recertification, date de mise en conformité) soient définies conjointement et de façon concertée avec les acteurs concernés et la CRE. Il apparait en outre illusoire de recertifier l'ensemble des moyens hydrauliques d'ici le 1er janvier 2021, d'autant plus au regard de la crise sanitaire actuelle.

Concernant les exigences de la FCR, EDF note que RTE maintient une exigence de bande morte nulle pour les acteurs français. Avec la mise en oeuvre de RfG, la présentation d'un benchmark des valeurs d'insensibilité/bande morte retenue dans les principaux pays de la zone synchrone est indispensable. En l'état, EDF considère l'imposition d'une bande morte nulle non justifiable et pénalisante pour les producteurs français. Dans le cadre de la mise en œuvre du RfG et du raccordement de moyens de production, EDF appliquera ce qui sera défini dans l'arrêté à paraître. En exploitation, EDF suggère l'application de la règle GLSO, en l'occurrence à date : « {insensibilité + bande morte} <= 10 mHz ».

Réserve secondaire (aFRR)

EDF accueille favorablement l'introduction des dispositions relatives à l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique, ce qui permet de donner de la visibilité aux acteurs. De façon générale, il est important que RTE donne au plus tôt de la visibilité aux acteurs sur la fourniture des guides d'implémentation et les phases de tests comme sur les risques de décalage de planning, pour que tout impact sur les plans de charge puisse être anticipé.

Cette évolution est prévue pour mi-2021, simultanément à la mise en œuvre de l'appel d'offres pour la contractualisation et la nouvelle méthode de dimensionnement. EDF souhaite noter que même si cette mise en œuvre conjointe apparait cohérente elle sera complexe à mettre en œuvre pour les acteurs : un délai de 3 mois pourrait être envisagé entre la mise en œuvre de l'activation à la préséance économique d'une part et de l'appel d'offre avec la nouvelle méthode de dimensionnement d'autre part. Il semble nécessaire que ce délai, qui permet de sécuriser les bascules, soit pris en compte dès la planification initiale : par exemple Merit Order au 1er juillet 2021 et Appel d'Offres et nouveau dimensionnement au 1er octobre 2021.

EDF accueille favorablement la possibilité laissée par RTE de recertifier les moyens en FAT 300s en levant la pente rapide dès l'entrée en vigueur des prochaines règles et en prévision de l'harmonisation fin 2024. Il conviendra d'instruire également les modalités de certification de l'ensemble des moyens historiques, en considérant notamment des modes de certifications plus souples (certification papier par ex). EDF propose en outre que soient reprises les conditions particulières des trames de Rapport de contrôle de conformité des Performances permettant de se limiter à des essais pour un groupe tête de série dans le cas de groupes de production ayant des équipements identiques. Par ailleurs, la crise

sanitaire actuelle conduit à une refonte en profondeur des calendriers de maintenance et, dans ce contexte, la faisabilité d'essais de certification en 2020 est remise en question.
EDF souhaite attirer l'attention sur le fait que ce passage à une FAT harmonisée à 300s devra s'accompagner de la suppression de toutes les exigences liées à la pente d'urgence afin qu'il n'existe pas de distorsions de concurrence entre les acteurs français et les autres acteurs européens.

Dans le cadre la mise en place d'une expérimentation sur le mode de calcul du besoin de RTE en Réserve Secondaire, EDF demande à RTE de donner de la visibilité aux acteurs sur l'articulation entre le dimensionnement des différentes réserves et les actions liées aux variations déterministes de fréquence (Exemple : quel lien articulation entre le besoin RS et futur produit fréquence mentionné dans RR/RC).