

**Rapport en suivi administratif de la décision
D-2018-098 relatif à l'encadrement du
rétablissement de la fréquence à la suite de
l'activation du programme de délestage en
sous-fréquence**

Contexte

Dans sa décision D-2018-098, la Régie s'exprime comme suit :

«[66] La Régie constate que ni la norme PRC-006, applicable aux études de planification, ni la norme PRC-024, applicable aux systèmes de protection des groupes de production, ne définissent d'exigence pour ce qui est des responsabilités du CCR, eu égard au rétablissement de la fréquence à la suite de l'action du DSF.

[67] Ainsi, à la lumière des informations dont elle dispose, la Régie est d'avis qu'il existe présentement un vide normatif et qu'il serait pertinent de codifier dans une norme appropriée des exigences permettant de le combler.

[68] La Régie demande au Coordonnateur de l'informer de façon administrative, au plus tard dans un délai de trois mois suivants la date de la présente décision, des dispositions en place ou prévues par le NPCC ou la NERC permettant de s'assurer qu'à la suite de l'activation du DSF, la fréquence du réseau est rétablie à l'intérieur de la zone de non-déclenchement en fréquence définie par la norme PRC-024. »

Le présent rapport présente l'encadrement prévu par la NERC et le NPCC du rétablissement de la fréquence à la suite de l'activation du programme de délestage en sous-fréquence. La conclusion principale est que le rétablissement de la fréquence est encadré dans les régimes obligatoires nord-américains, y compris dans celui du Québec, et donc qu'il n'y a pas de vide réglementaire à cet égard.

Encadrement du rétablissement de la fréquence à la suite de l'activation du programme de délestage en sous-fréquence

Le programme automatique de délestage en sous-fréquence (DSF) est conçu pour arrêter une chute de la fréquence du réseau et d'en assurer la reprise à la suite d'un événement. La norme PRC-006-3 définit les critères de performance en fréquence à respecter pour les 100 premières secondes suivant un événement, tel qu'illustré à la figure suivante. Par la suite, les exploitants doivent appliquer leurs moyens de gestion pour ramener la fréquence à l'intérieur de la zone de non-déclenchement.

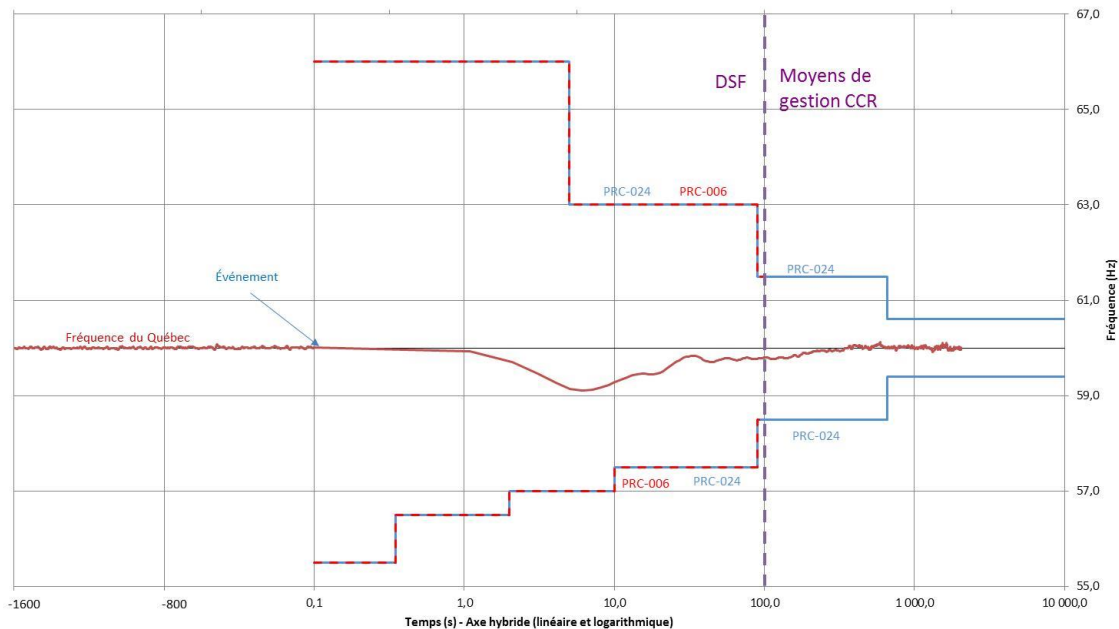


Figure 1: le Programme DSF et les moyens de gestion

Le responsable de l'équilibrage est celui qui active ces moyens de gestion qui visent à assurer l'équilibre entre la production et la charge du réseau pendant les variations de charges quotidiennes et, aussi, lors d'événements causant une variation de fréquence.

La norme NERC PRC-024 permet d'assurer une zone d'opération (en tension et en fréquence) dans laquelle les groupes de production ne doivent pas déclencher. La coordination entre cette zone d'opération du réseau et la performance des groupes de production lors de la partie transitoire, soit les 100 premières secondes, suivant un événement en sous-fréquence est assurée par la norme NERC PRC-006-3. Ensuite, d'autres seuils sont considérés. Par exemple, un autre seuil de déclenchement long-terme est spécifié en sous-fréquence dans la norme PRC-024, soit 59,4 Hz à 11 minutes.

La norme BAL-002-1 « Performance du contrôle en régime perturbé » est un encadrement important relatif aux obligations du responsable de l'équilibrage à la suite d'un événement. L'exigence E4 de cette norme oblige un retour de l'écart de réglage de la zone (l'« ACE ») à 0 dans un délai de 15 minutes depuis le début de la perturbation. Pour l'Interconnexion du Québec, le retour de l'ACE à zéro est équivalent à un retour de la fréquence de l'Interconnexion à 60 Hz.

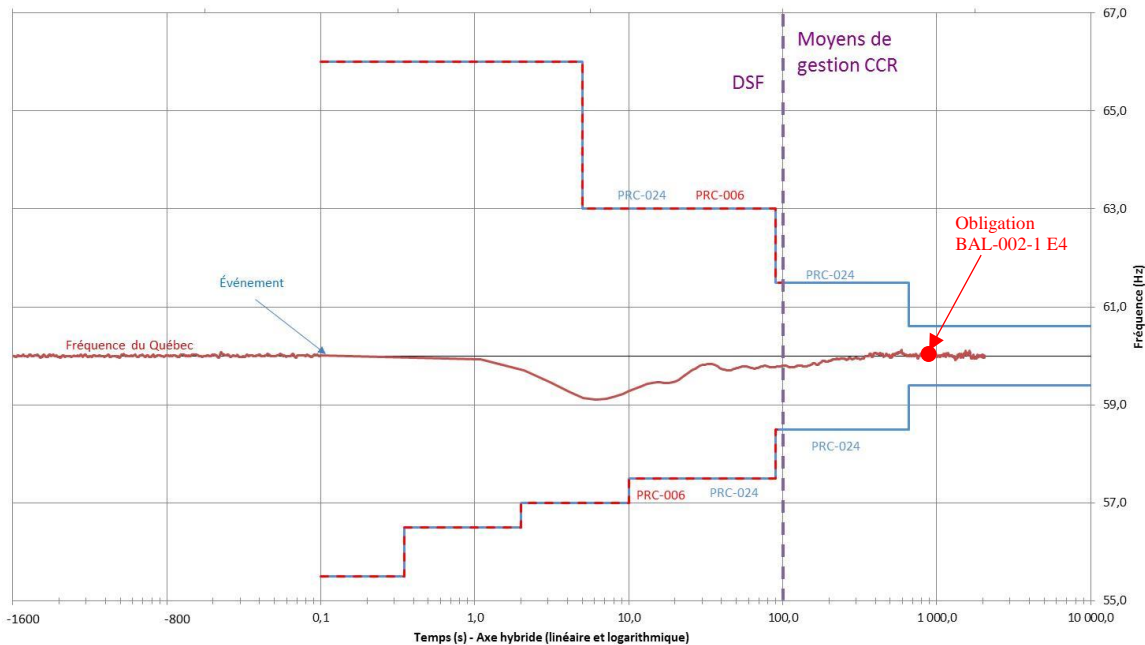


Figure 2: Obligation de l'exigence 4 de la norme BAL-002-1

L'exigence E3 de la norme BAL-002-1 oblige également le responsable de l'équilibrage d'exploiter avec des réserves suffisantes pour couvrir la contingence simple la plus grave. Le Coordonnateur s'assure que cette réserve soit disponible à l'intérieur d'un délai de 10 minutes, cela afin de respecter le délai de 15 minutes précisé dans la norme. Par ailleurs, cette pratique respecte le Directory #5 du NPCC qui est la pratique pour les membres du NPCC dans la région du NPCC relatif aux réserves d'exploitation. Avec cette réserve et les moyens de gestion qui lui sont disponibles, le Coordonnateur s'attend de pouvoir respecter la norme BAL-002-1.

Par contre, tel qu'illustré à la figure suivante avec le cercle vert, la norme BAL-002-1 n'exclut pas que la fréquence soit inférieure à 59,4 Hz pendant plus de 11 minutes.

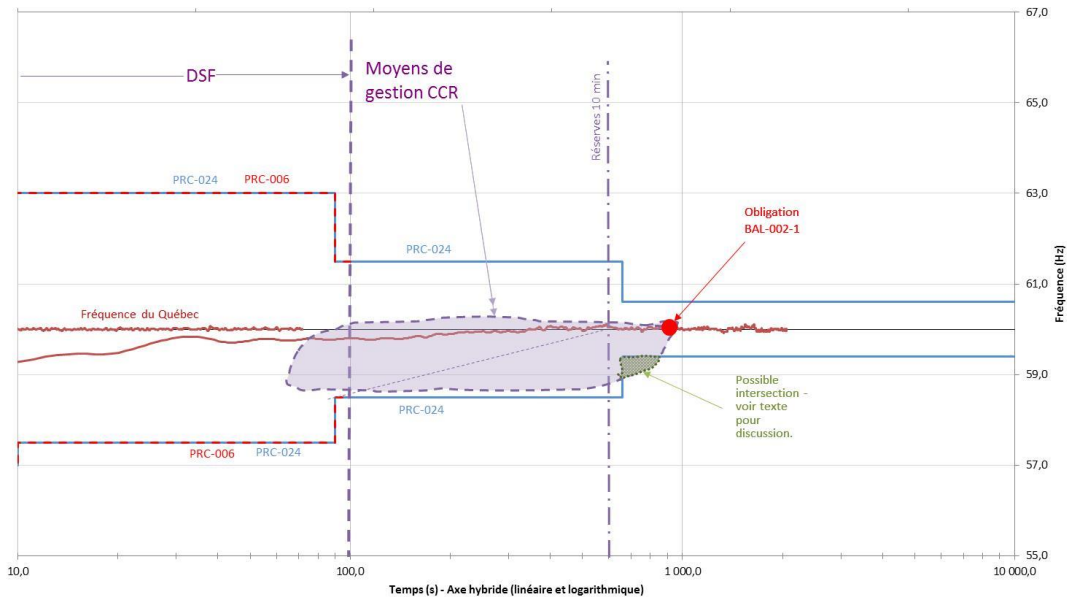


Figure 3: Intersection des moyens de gestion et la courbe PRC-024 lors d'un événement en sous-fréquence

Cependant, le Coordonnateur est d'avis que la norme BAL-002-1 est suffisante pour encadrer les obligations du responsable de l'équilibrage. Par exemple, si le responsable de l'équilibrage ne tenait pas compte du déclenchement possible de groupes à la 11^e minute et que l'impact de ce déclenchement rendait impossible le rétablissement de la fréquence avant le délai total de 15 minutes, il serait non-conforme à la norme BAL-002-1. Par contre, s'il pouvait rétablir la fréquence même avec le déclenchement de groupes de production à la 11^e minute, il serait conforme à la norme BAL-002-1. Par exemple, si l'exploitant sait qu'il y a peu de production éolienne raccordée au réseau au moment de l'événement, il pourrait prendre des actions sans se préoccuper de son déclenchement éventuel à la 11^e minute.

Ces explications démontrent que l'encadrement de l'exploitation par la norme BAL-002-1 est suffisant pour assurer la fiabilité et tenir le responsable de l'équilibrage responsable pour le respect de la fréquence. Aussi, il n'est pas souhaitable d'obliger le responsable de l'équilibrage à respecter le seuil à 11 minutes comme cible intermédiaire dans la norme BAL-002-1. Le principe directeur du développement des normes de fiabilité depuis quelques années est de fixer la performance attendue et non les moyens nécessaires. Dans ce cas, la performance attendue est le retour de la fréquence à 60 Hz dans les 15 minutes. Les moyens à prendre pour y parvenir relèvent du responsable de l'équilibrage.

Cela dit, le Coordonnateur avait déjà identifié un risque potentiel relatif à ce seuil en sous-fréquence à 11 minutes, notamment en raison de l'augmentation de la

production éolienne au Québec dans les derniers 10 ans et dont la technologie était susceptible de déclencher en sous-fréquence. Il évaluait déjà et évalue encore différentes options pour s'assurer d'atteindre l'objectif de la norme BAL-002-1.

Entre autres, le Coordonnateur évalue la possibilité de mettre en place une alerte pour les exploitants pour leur rappeler qu'il y a un seuil en sous-fréquence à 11 minutes. Il échange également avec certains exploitants voisins pour comprendre leurs pratiques.

Aussi, le Coordonnateur suit les réflexions de la NERC relative à la norme PRC-024. La NERC est préoccupée par l'application de la norme PRC-024 aux groupes de production décentralisée, éolienne et solaire à la suite de certains événements aux États-Unis¹ et ailleurs qui ont révélé certains problèmes avec les courbes de tenue en fréquence et en tension. La NERC a commencé sa réflexion avec une alerte en juin 2017² et a continué cette réflexion cette année avec une seconde alerte en mai 2018³. La réflexion en cours à la NERC débouchera vraisemblablement sur le développement d'une nouvelle version de la norme PRC-024, soit la norme PRC-024-3. Le cas échéant, le Coordonnateur la déposera pour adoption au Québec.

Par ailleurs, le Coordonnateur note qu'il compte déposer la norme PRC-024-2 prochainement. Cependant, la norme PRC-024-2, révisée pour tenir compte de l'évolution de l'encadrement des automatismes de réseaux dans les normes de la NERC, ne tient pas compte de cette nouvelle problématique en lien avec la tenue en fréquence.

¹ Notamment, deux incidents dans le sud de la Californie ont donné lieu aux rapports suivants : « [900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report : Southern California Event : October 9, 2017 – Joint NERC and WECC Staff Report](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/October%202017%20Canyon%20Fire%20Disturbance%20Report/900%20MW%20Solar%20Photovoltaic%20Resource%20Interruption%20Disturbance%20Report.pdf) » qui est disponible à l'adresse internet suivante :

<https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/October%202017%20Canyon%20Fire%20Disturbance%20Report/900%20MW%20Solar%20Photovoltaic%20Resource%20Interruption%20Disturbance%20Report.pdf> et « [1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report : Southern California 8/16/2016 Event](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_Interruption_Final.pdf) » qui est disponible à l'adresse internet suivante : https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_Interruption_Final.pdf

² « [Loss of Solar Resources during Transmission Disturbances due to Inverter Settings](https://www.nerc.com/pa/rrm/bpsa/Alerts%20DL/NERC%20Alert%20Loss%20of%20Solar%20Resources%20during%20Transmission%20Disturbance.pdf) », juin 2017, disponible à l'adresse internet suivante:

<https://www.nerc.com/pa/rrm/bpsa/Alerts%20DL/NERC%20Alert%20Loss%20of%20Solar%20Resources%20during%20Transmission%20Disturbance.pdf>

³ « [Loss of Solar Resources during Transmission Disturbances due to Inverter Settings – II](https://www.nerc.com/pa/rrm/bpsa/Alerts%20DL/NERC_Alert_Loss_of_Solar_Resources_during_Transmission_Disturbance-II_2018.pdf) », mai 2018, disponible à l'adresse internet suivante:

https://www.nerc.com/pa/rrm/bpsa/Alerts%20DL/NERC_Alert_Loss_of_Solar_Resources_during_Transmission_Disturbance-II_2018.pdf