Intégration des sources d'énergie renouvelable à puissance de sortie variable – L'importance des services essentiels de fiabilité

Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines

St. Andrews by-the-Sea, au Nouveau Brunswick

Août 2017

Intégration des sources d'énergie renouvelable à puissance de sortie variable – L'importance des services essentiels de fiabilité

Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines

St. Andrews by-the-Sea, au Nouveau Brunswick

Août 2017

Le présent document a été préparé pour le compte de Ressources naturelles Canada par la société Power Advisory LLC qui s'est appuyée dans son travail sur l'orientation et les commentaires du Groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur le réseau d'électricité.

Power Advisory LLC

Also available in English under the title: Integration of Variable Output Renewable Energy Sources – The Importance of Essential Reliability Services

N° de cat. M2-14/2017-1F-PDF (En ligne)
ISBN 978-0-660-08978-2

Table des matières

RÉSUMÉ 1

1. PRÉSENTATION 3
   1.1 Contexte 3
   1.2 Objet 4

2. MAINTENIR LA FIABILITÉ : IMPORTANCE DES SEF 4
   2.1 Importance de la fiabilité pour l'électricité 4
   2.2 Importance des SEF pour la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité 5
   2.3 Définitions des services essentiels de fiabilité 6
      2.3.1 Soutien de la fréquence 9
      2.3.2 Suivi de la charge 12
      2.3.3 Maintien de la tension 13
   2.4 Détermination des contributions des SEF 14

3. FACTEURS DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ SUR UN RÉSEAU INTÉGRÉ 16
   3.1 Bouquet énergétique changeant 16
   3.2 Exigences plus importantes pour les générateurs non variables de varier leur sortie 19
   3.3 Exigences de contrôle accru de la tension 20

4. CARACTÉRISTIQUES ESSENTIELLES DES PRINCIPALES SOURCES DE PRODUCTION 20
   4.1 Charge desservie 21
   4.2 Capacité nominale 23
   4.3 Facteur de capacité 23
   4.4 Limites opérationnelles 24
   4.5 Variabilité/contrôlabilité 25
   4.6 Considérations liées aux coûts 25
   4.7 Résumé des caractéristiques essentielles des ressources de production 25

5. IMPACT DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES SUR LA FIABILITÉ 27
   5.1 Définition 27
   5.2 Avantages 28
   5.3 Défis 28
   5.4 Rôle des convertisseurs intelligents 29
   5.5 Gestion de quantités accrues de RED 29

6. AUTRES TECHNOLOGIES APPLICABLES POUVANT FOURNIR DES SEF 29
   6.1 Nouvelles technologies de stockage 30
   6.2 Systèmes de transport CA flexibles 30
   6.3 Réponse à la demande 31

7. INITIATIVES DE RÉGLEMENTATION 31
   7.1 Initiatives de la FERC 32
   7.2 Autres initiatives 33

8. OBSERVATIONS ET CONSTATATIONS 35

ANNEXE A – GLOSSAIRE 37

ANNEXE B – RÉFÉRENCES 39

Liste des tableaux

Tableau 1. Sommaire des fondements des SEF 7
Tableau 2. Capacité des principales sources de production à fournir des SEF 14
Tableau 3. Charge desservie par différents types de générateurs 22
Tableau 4. Caractéristiques des principales sources de production 26
Tableau 5. Description des types de RED 27
Tableau 6. Sommaire des autres technologies SEF applicables 31

Liste des figures

Figure 1. Illustration du temps de planification opérationnelle et des services nécessaires 9
Figure 2. Chute de fréquence à la suite d'une perturbation 10
Figure 3. Impact de la production variable sur le suivi de la charge et les besoins d'augmentation de la sortie 12
Figure 4. Exemple de représentation du contrôle de la puissance réactive 13
Figure 5. Production d'électricité nette dans le monde par combustible 16
Figure 6. Production mondiale nette d'électricité avec des ressources renouvelables, par ressource 17
Figure 7. Croissance de la capacité éolienne installée (MW) au Canada 18
Figure 8. Production d'électricité par énergie solaire PV et prévisions par région 19
Figure 9. Charge nette en Californie après les ressources variables : « courbe du canard » 20
Figure 10. Charge de base, charge intermédiaire et charge de pointe 21
Figure 11. Facteurs de capacité des technologies de production à échelle industrielle 24
Figure 12. Exemple de vitesses de coupure et de découpage des générateurs d'énergie éolienne 24

RÉSUMÉ

Pour bon nombre de provinces et territoires, il est intéressant de recourir aux technologies de production d'énergie à puissance variable, comme les technologies de production d'énergie éolienne et les technologies de production d'énergie solaire photovoltaïque (PV), afin que le secteur de l'électricité apporte sa contribution à la réalisation des engagements du Canada en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Partout au Canada, des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles sont mises hors service pour cette même raison. Cela modifie l'offre et la demande pour trois « services essentiels de fiabilité » (SEF) sur lesquels comptent les exploitants de réseaux pour maintenir la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité. L'importance des SEF a augmenté compte tenu des changements intervenus dans le bouquet énergétique, lesquels ont réduit l'offre de SEF (p. ex., en raison de la fermeture de grandes centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles). Par ailleurs, l'arrivée sur le marché de fournisseurs de grandes quantités de ressources énergétiques variables, qui ne fournissaient habituellement pas ces services, a créé de nouveaux besoins en matière de SEF.[1]

Le présent rapport a pour but de présenter aux responsables des politiques et aux organismes de réglementation un aperçu des SEF nécessaires pour maintenir un réseau de production-transport d'électricité fiable, de recenser et de décrire les sources de production qui offrent ces services et de passer en revue les initiatives en matière de politiques et de réglementation en vigueur afin d'accroître le nombre de ressources susceptibles d'offrir ces services.

Les trois SEF sont (1) le soutien de la fréquence, afin de garantir que le système d'approvisionnement en électricité maintienne la fréquence cible de 60 Hz à la suite de perturbations. L'échec du maintien de la fréquence dans ces limites peut perturber le fonctionnement de l'équipement des clients, amorcer la déconnexion de l'équipement des centrales électriques (pour qu'elles ne soient pas endommagées) et entraîner des pannes d'électricité à grande échelle, (2) la capacité de satisfaire à la demande, qui garantit que des ressources flexibles en quantité suffisante sont capables d'augmenter et de réduire la production permettent de faire face aux fluctuations de la demande, et (3) le maintien de la tension, qui garantit que les ressources sont suffisantes pour maintenir les tensions des réseaux d'alimentation à l'intérieur de limites acceptables. La tension doit être régulée afin de protéger le réseau contre les fluctuations pouvant causer des dommages et afin de répartir l'électricité selon les besoins. On utilise la gestion de la puissance réactive pour contrôler la tension et permettre le transport de la tension dans le réseau électrique.

Afin d'intégrer ce bouquet énergétique changeant et les besoins connexes en matière de SEF d'une plus grande variété de ressources de production, divers modèles d'éoliennes sont maintenant en mesure de fournir une réponse inertielle, d'effectuer une régulation primaire de la fréquence et de maintenir la tension. Les projets d'énergie solaire PV ont démontré leur capacité à assurer une régulation primaire de

[1] NERC, Essential Reliability Services Task Force, A Concept Paper on ERS that Characterizes BPS Reliability, octobre 2014, p. v. FERC, Notice of Proposed Rulemaking, Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response, p. 10-13.

la fréquence, une commande automatique de la production, des services de gestion des fluctuations de l'offre et de la demande et un contrôle de la tension.

Dans le passé, le coût de ces services était intégré au coût des services publics ou recouvré grâce au tarif de transport. Étant donné les besoins croissants en ce qui concerne ces services, les ressources énergétiques variables doivent occuper une place dans la fourniture de ces services, et le coût supplémentaire pour les fournir doit être pris en considération. Les organismes de réglementation et les décideurs ont un rôle important à jouer dans le soutien de cet effort afin d'assurer que les SEF sont offerts aux exploitants de réseaux en vue de maintenir la fiabilité du réseau. Les organismes de réglementation et les responsables des politiques prennent des mesures dans les marchés où les ressources énergétiques variables sont fortement implantées.

Compte tenu de l'accroissement de la production d'énergie éolienne dans de nombreux marchés américains, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a imposé aux projets d'énergie éolienne l'exigence de fournir des services de gestion de la puissance réactive, qui contribuent à maintenir la tension du réseau, et demande à tous les générateurs assujettis à ses exigences en matière d'interconnexion d'être en mesure d'assurer une régulation primaire de la fréquence. La FERC a aussi permis aux générateurs de fournir le service de régulation primaire de la fréquence à des tarifs fondés sur le marché.

En Ontario, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (IESO) exige que les grands générateurs d'énergie éolienne suivent ses instructions de répartition en matière de gestion des fluctuations de l'offre et de la demande, et soient en mesure de fournir une réponse inertielle. La Californie a créé un nouveau service pour s'assurer qu'elle est en mesure d'augmenter ou de réduire la production même en cas de fortes fluctuations de la demande d'électricité, après avoir pris en considération la puissance de sortie des installations d'énergie solaire et éolienne. Des mesures semblables pourraient devoir être prises au Canada puisque la part des ressources énergétiques variables s'accroît.

1. PRÉSENTATION

1.1 Contexte

Lors de la Conférence de Paris sur le changement climatique qui s'est déroulée en 2015, le Canada a signé un accord visant à renforcer l'intervention internationale dans le but de limiter la hausse de température moyenne internationale à moins de 2 degrés Celsius. Dans le cadre de cet engagement, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux du Canada travaillent sur un plan visant à limiter les émissions de carbone. Les technologies de production d'énergie renouvelable à puissance variable (c'est-à-dire la production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque [PV]) constituent une stratégie attrayante dans bon nombre de provinces et de territoires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de l'électricité, en particulier en raison de l'électrification accrue adoptée en tant que stratégie de réduction pour l'environnement bâti et le secteur des transports.

Parallèlement à cela, partout au Canada, des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles sont mises hors service pour cette même raison. La pénétration accrue de production d'énergie éolienne et solaire PV renouvelable à puissance de sortie variable, ainsi que la mise hors service des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles, présentent des défis en matière d'opérabilité et de fiabilité. La Essential Reliability Services Task Force de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) a été créée en 2014 afin d'analyser la manière dont les changements du bouquet énergétique de production d'Amérique du Nord ont un impact sur la disponibilité des trois « services essentiels de fiabilité » : soutien de la fréquence, capacité de satisfaire à la demande et maintien de la tension. Ces services essentiels de fiabilité (SEF) fournissent aux exploitants de réseaux les outils nécessaires pour maintenir la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité.[2] Les SEF représentent les « éléments constitutifs de fiabilité » essentiels et s'assurent que le réseau électrique est en mesure de répondre aux divers événements et d'y résister (p. ex., la perte de grandes centrales électriques ou d'installation de transport). La quantité nécessaire de chaque SEF et de ressources les produisant varie selon la région.[3]

L'importance de ces SEF a augmenté en raison des changements du bouquet énergétique qui ont eu tendance à réduire l'offre de SEF tout en augmentant le besoin de tels services.[4] Plus particulièrement, la mise hors service des générateurs chauffés au charbon et nucléaires a fait baisser l'offre de tels services, tandis que l'introduction de plus grandes quantités de ressources énergétiques variables et de ressources énergétiques distribuées (RED) a fait augmenter le besoin de SEF.[5] Étant donné qu'un nombre croissant de ces grands générateurs est mis hors service, il faut rechercher d'autres ressources pour fournir des SEF. En outre, les caractéristiques d'exploitation des ressources énergétiques variables sont assez

[2] Ces SEF sont définis plus formellement à la section 2.3.
[3] En Amérique du Nord, il existe un ensemble commun de normes de fiabilité qui définit les exigences de fiabilité pour la planification et l'exploitation du réseau de production-transport d'électricité nord-américain. Ces normes de fiabilité sont établies sous les auspices de la NERC.
[4] FERC, Notice of Proposed Rulemaking, Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response, p. 10-13.
[5] Le rôle des RED est abordé dans le chapitre 6.

différentes de celles des types de production traditionnels. Notamment, leur sortie est variable, et ils n'ont pas été généralement conçus ou configurés pour fournir des SEF. De plus, les régimes de marché et réglementaires auxquels ils participent n'ont généralement pas encouragé ou exigé la fourniture de SEF. Cependant, comme discuté auparavant, ces technologies sont utilisées pour fournir des SEF lorsque cela est techniquement faisable.

Le champ d'application du présent rapport est axé sur les SEF, comme le définit la NERC. Ces services font partie de ce que l'on appelle plus généralement les services auxiliaires. Les services auxiliaires incluent également les services de protection des réseaux, le service d'indemnisation en cas de perte, le contrôle des réseaux, les services de répartition de la charge et les services de déséquilibre énergétique. Selon la NERC, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour soutenir un réseau de production-transport d'électricité fiable et pour maintenir une exploitation fiable du réseau de transport interconnecté.[6]

1.2 Objet

Le présent rapport a pour but de présenter aux responsables des politiques et aux organismes de réglementation un aperçu des SEF nécessaires pour maintenir un réseau de production-transport d'électricité fiable, de recenser et de décrire les sources de production qui offrent ces services et de passer en revue les initiatives en matière de politiques et de réglementation en vigueur afin d'accroître le nombre de ressources qui peuvent offrir ces services. Le rapport a pour but d'aider les responsables des politiques et les organismes de réglementation à comprendre les fondements de la planification électrique et des opérations des réseaux d'électricité, ainsi que les services essentiels qui assurent la fiabilité du réseau.

2. MAINTENIR LA FIABILITÉ : IMPORTANCE DES SEF

2.1 Importance de la fiabilité pour l'électricité

L'électricité est une denrée unique pour plusieurs raisons. Premièrement, la production d'électricité doit combler la demande des clients de manière continue, avec des écarts pouvant entraîner des changements de fréquence qui, à leur tour, peuvent compromettre l'équipement connecté au réseau de distribution électrique, notamment les moteurs et les générateurs. Deuxièmement, les fournisseurs et les consommateurs sont connectés à des installations de transport conçues pour fonctionner dans des conditions précises et touchées par la perte de composants majeurs (générateurs ou installations de transport) du réseau de production-transport d'électricité, ainsi que par les charges importantes.

L'électricité est un service vital; par conséquent, la fiabilité du service d'électricité est essentielle. La fiabilité est la capacité à répondre aux besoins en électricité des consommateurs finaux, même en cas de pannes d'équipement imprévues ou lorsque d'autres conditions réduisent l'alimentation électrique disponible. La fourniture d'un service d'électricité fiable est rendue difficile, car elle requiert un contrôle et une coordination en temps réel de milliers de générateurs, tout en respectant les contraintes

[6] Glossaire des termes utilisés dans les normes de fiabilité de la NERC : http://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf

d'exploitation de vastes réseaux de transport pour finalement approvisionner en électricité des millions d'utilisateurs finaux par l'entremise de réseaux locaux de distribution.[7] Les planificateurs et exploitants des réseaux électriques tiennent compte de nombreux facteurs lorsqu'ils décident de la manière de maintenir la fiabilité d'un réseau électrique. Les planificateurs sont chargés de prévoir les besoins futurs en électricité (c'est-à-dire la consommation annuelle d'électricité et la demande de pointe en électricité), tandis que les exploitants veillent à ce que les ressources soient disponibles pour équilibrer le réseau de distribution électrique chaque seconde et que les ressources soient mises en attente pour pallier la perte des principaux composants.

Un des aspects importants de la planification et de l'exploitation du réseau visant à maintenir la fiabilité est de reconnaître que la sortie de toutes les ressources de production est différente.[8] Un générateur qui fournit des SEF n'équivaut pas à un générateur qui n'en fournit pas. Par exemple, un générateur de 100 MW alimenté au charbon peut augmenter ou diminuer sa sortie pour se conformer aux instructions de répartition de l'exploitant du réseau et, en faisant cela, il a la capacité de satisfaire à la demande, d'être connecté de manière synchrone au réseau de transport, de fournir un soutien de la fréquence et de maintenir les tensions du réseau. Si le générateur alimenté au charbon est remplacé par un projet de production d'électricité éolienne à sortie variable de 100 MW, il faut tenir compte de la fiabilité. Selon la conception et les exigences réglementaires, le nouveau générateur ne pourrait peut-être pas augmenter sa sortie en réponse à une demande d'un exploitant du réseau pour satisfaire à la demande, n'est pas connecté de manière synchrone au réseau, n'est peut-être pas en mesure de fournir un soutien de la fréquence et de contrôler la tension.[9]

Cependant, les technologies éoliennes et solaires PV peuvent fournir un certain nombre de ces SEF. En outre, on peut faciliter l'intégration de l'énergie éolienne et solaire PV grâce à une planification et une optimisation avancées.[10] Étant donné que la proportion d'énergie éolienne et solaire PV augmente, l'exploitant du réseau aura peut-être besoin de réduire le projet de générateur éolien ou solaire PV (c'est-à-dire de faire en sorte que chacun réduise sa sortie énergétique). La sortie d'énergie éolienne et solaire PV est déterminée par la vitesse du vent et le rayonnement solaire disponibles, ce qui pose un gros problème étant donné qu'ils sont variables. Par conséquent, ces projets seront mis en œuvre bien moins souvent, par rapport à un générateur alimenté au charbon et leur sortie fluctuera.

2.2 Importance des SEF pour la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité

Les SEF sont nécessaires pour fournir aux clients de l'électricité en permanence à une tension et à une fréquence appropriées, et pour s'assurer que le réseau de production-transport d'électricité peut

[7] http://www.electricity.ca/industry-issues/economic/reliability.php

[8] http://www.energycentral.com/c/um/all-megawatts-are-not-same

[9] Une connexion synchrone est une connexion dans laquelle un générateur fonctionne à la même fréquence que le réseau électrique auquel il est connecté. Comme il a été discuté précédemment, ces générateurs sont naturellement capables de soutenir la fréquence du réseau par sa réponse inertielle. Certains générateurs, notamment de nombreuses ressources à sortie variable, sont connectés de manière asynchrone et n'ont donc pas cette capacité.

[10] Gérer un réseau important avec des quantités limitées d'énergie renouvelable variable (ERV) n'est pas forcément un défi. Le défi important est la proportion d'ERV par rapport à la taille du réseau.

supporter de soudaines perturbations ou des pertes imprévues de composants du réseau, qu'elles soient causées par des événements naturels ou par l'homme.[11] Maintenir la fiabilité du réseau est important pour diverses raisons. Dans un réseau électrique fiable, l'approvisionnement est adéquat pour satisfaire à la demande d'électricité toutes les heures de l'année, et le réseau fournit une qualité d'alimentation acceptable (c'est-à-dire des tensions et une fréquence fiables, essentielles à l'utilisation des appareils électriques) pour les clients. En d'autres termes, la fiabilité du réseau électrique permet aux clients d'avoir confiance en la qualité du service d'électricité comme le démontrent le peu d'interruptions du service et la qualité d'alimentation uniforme. Les trois principaux éléments d'une telle fiabilité du service sont l'approvisionnement suffisant pour répondre à la demande, un réseau solide pour maintenir la livraison aux clients, et une tension et une fréquence appropriées pour que l'électricité puisse être utilisée. En résumé, le maintien de la fiabilité du réseau électrique est important pour les raisons suivantes :

- Protège les composants du réseau (tels que les unités de génération et l'équipement de transport) et les équipements électriques contre tout dommage.
- Permet de contrôler le réseau afin qu'il puisse respecter les limites de tension et de fréquence acceptables.
- Limite les répercussions et l'ampleur des pannes électriques.
- Permet de remettre en service rapidement le réseau à la suite d'une panne (par exemple, à la suite d'une catastrophe naturelle).
- S'assure que le réseau est capable de répondre aux besoins en électricité des consommateurs en tout temps, même en cas de pannes prévues ou imprévues des composants du réseau.

2.3 Définitions des services essentiels de fiabilité

Selon la NERC, les SEF sont les éléments constitutifs essentiels au maintien de la fiabilité du réseau d'électricité.[12] Voici les SEF :

- Soutien de la fréquence : veiller à ce que le réseau d'approvisionnement en électricité maintienne la fréquence cible de 60 cycles par secondes ou 60 hertz (Hz) après des perturbations du réseau.
- Suivi de charge/capacité de satisfaire à la demande : veiller à ce qu'il y ait des ressources souples en quantité suffisante et pouvant augmenter et diminuer leur sortie afin de pallier les fluctuations de la demande.
- Maintien de la tension : veiller à ce qu'il y ait suffisamment de ressources pour maintenir les tensions du réseau.

Ces SEF sont résumés dans le tableau 1 et font l'objet d'une discussion plus détaillée ci-dessous.

[11] http://www.electricity.ca/industry-issues/economic/reliability.php
[12] http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF_Draft_Concept_Paper_Sep_2014_Final.pdf

Tableau 1. Sommaire des fondements des SEF

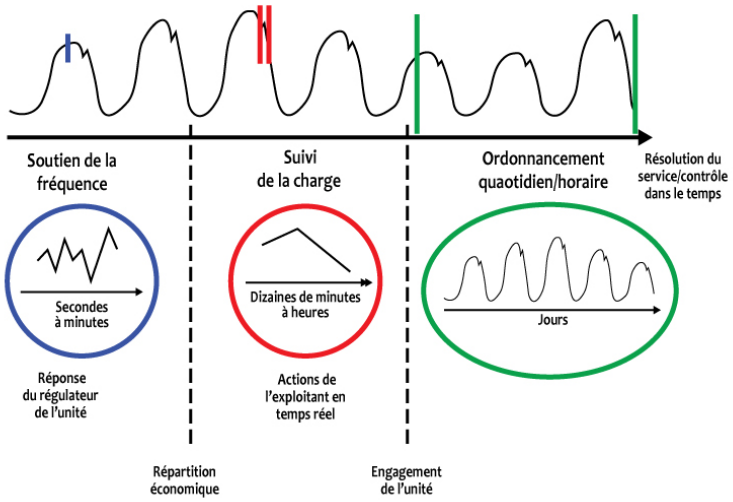
Service	Description des SEF	Effets d'un manque de disponibilité des SEF	Service fourni par
Soutien de la fréquence	Veille à ce que la fréquence du réseau de production-transport d'électricité puisse être soutenue et soit stable dans des conditions normales et anormales (perte de composants). Des ressources sont nécessaires pour une mobilisation rapide afin que le réseau revienne à son niveau requis de 60 hertz. Le contrôle de la fréquence peut être divisé en plusieurs éléments, comme suit : ○ Réponse inertielle ○ Régulation primaire de la fréquence ○ Régulation secondaire de la fréquence	De grands écarts de fréquence peuvent endommager l'équipement et provoquer un effondrement du système électrique. Des écarts de fréquences d'interconnexion peuvent entraîner : ○ une perte de génération; ○ un délestage des charges; ○ un îlotage durant lequel des segments du réseau de production-transport d'électricité ne fonctionnent plus de manière synchrone.	**Réponse inertielle :** généralement assurée par de grands générateurs synchrones (alimentés au charbon, au gaz, nucléaires, hydroélectriques, etc.) qui ont une « inertie de rotation » ou de grandes masses en rotation pour compenser les perturbations de fréquence. L'inertie permet au générateur d'accélérer (avec une perte de charge) ou de ralentir (avec une perte de génération ou de transport) en réponse à une perturbation de fréquence. **Régulation primaire de la fréquence :** généralement assurée par des régulateurs de générateurs (p. ex., surtout hydroélectriques ou alimentés au charbon), qui répondent automatiquement à des perturbations de fréquence par rapport à la cible de 60 Hz. **Régulation secondaire de la fréquence :** généralement assurée par des générateurs avec production commandée automatiquement (p. ex., des centrales hydroélectriques, alimentées au charbon et alimentées au gaz) qui permet aux générateurs de répondre à des signaux de répartition chaque seconde envoyés par l'exploitant du réseau pour augmenter ou diminuer la sortie.
Suivi de charge/ capacité de répondre à la demande	L'exploitation quotidienne du réseau de production-transport d'électricité requiert un équilibre continu de la génération et de la charge. Une souplesse	La stabilité et la fiabilité du réseau sont menacées. Un déséquilibre de la production et de la charge peut surcharger les installations de transport (excédent de production	Généralement assuré par des générateurs de pointe (p. ex., des turbines à gaz à cycle simple) et des générateurs intermédiaires (p. ex., des turbines à gaz à cycle combiné) pouvant augmenter ou diminuer

	opérationnelle est nécessaire pour gérer les changements en temps réel de la charge et de la génération. Les modifications du bouquet de production ou de la capacité de l'exploitant du réseau à ajuster la sortie des ressources peuvent avoir une incidence sur la capacité de l'exploitant à maintenir un réseau équilibré.	par rapport à la charge) ou entraîner une chute de tension (déficit de production). L'équipement de protection peut ne pas bien fonctionner ou être endommagé.	la production (c'est-à-dire qu'ils ont la capacité de sortie disponible ou la capacité suffisante pour augmenter ou diminuer la sortie) et démarrer rapidement pour répondre aux besoins immédiats du réseau.
Maintien de la tension	Le principal objectif du maintien de la tension est de maintenir les tensions du réseau de transport dans une gamme stable et sécuritaire. Le maintien de la tension dépend de l'emplacement et nécessite un contrôle de la puissance réactive des ressources distribuées dans tout le réseau électrique.	Des problèmes de tension localisés peuvent se manifester dans une zone étendue, entraînant ainsi une perte de charge. En cas de dépassement des paramètres de tension prévue, l'équipement peut être détruit en divisant l'isolation. Une sous-tension peut entraîner un calage des moteurs et une surchauffe de l'équipement. Un écroulement de tension peut entraîner une chute de tension en cascade et des pannes du réseau.	Les sources contrôlables pour le maintien de la tension incluent les générateurs capables de varier leur sortie de puissance réactive, les compensateurs à induction et capacitifs, et les transformateurs qui servent à injecter et à absorber la puissance réactive et à maintenir la tension entre les niveaux minimum et maximum requis. Ces sources fonctionnent en tandem pour contrôler la tension.

Source : Modifié à partir des sites Web suivants :
http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF_Draft_Concept_Paper_Sep_2014_Final.pdf
http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERS%20Abstract%20Report%20Final.pdf,
https://vimeopro.com/nerclearning/erstf-1/video/132358336

Le soutien de la fréquence et le suivi de la charge sont semblables, car ils servent tous deux à s'assurer que l'offre et la demande sont équilibrées comme il convient. Toutefois, comme l'illustre la figure 1, ils sont axés sur des dimensions temporelles différentes.

Figure 1. Illustration du temps de planification opérationnelle et des services nécessaires



Source : Adapté de la NERC : *Accommodating High Levels of Variable Generation*

2.3.1 Soutien de la fréquence

Le fonctionnement fiable du réseau électrique requiert le maintien de la fréquence du réseau dans la limite des niveaux prédéfinis, qui varient en fonction du réseau, au-dessus et en dessous de 60 Hz.[13] En cas d'échec de maintien de la fréquence dans ces limites, le fonctionnement du matériel des clients peut être perturbé, l'équipement des centrales électriques peut commencer à se déconnecter (pour éviter qu'il soit endommagé) et des pannes à grande échelle peuvent se produire.

Le soutien de la fréquence est le SEF qui régule la fréquence. La régulation de la fréquence est la capacité d'une ressource à stabiliser la fréquence à la suite de changements importants de la charge ou des ressources, une capacité essentielle pour maintenir la fréquence de 60 Hz. La capacité d'une ressource à offrir une régulation de la fréquence peut être évaluée dans trois dimensions temporelles.

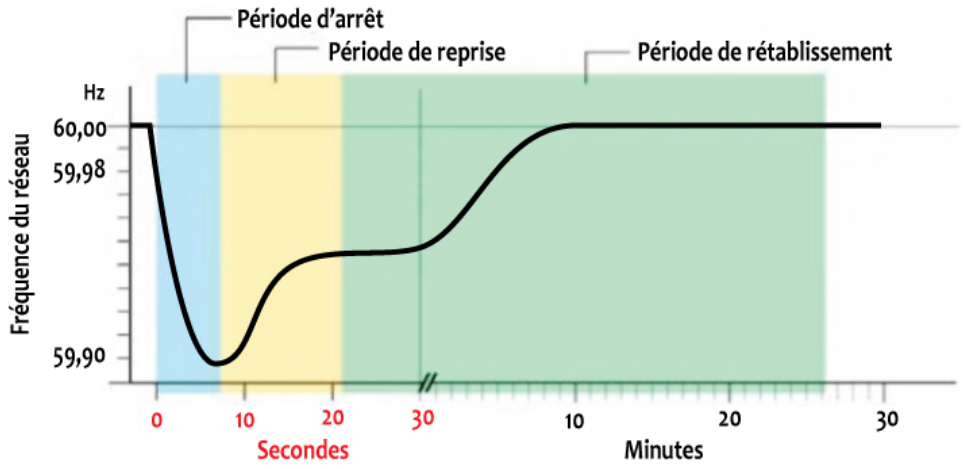
1. **Réponse inertielle :** Elle est fournie par l'inertie physique de grands générateurs lorsqu'ils ralentissent en raison de la perte de capacité de génération ou de l'augmentation de la charge électrique (c'est-à-dire inertie du générateur qui limite le déclin de la fréquence causé par la perte de génération ou l'augmentation de la charge.)[14] Inversement, il comprend l'accélération des générateurs due à la perte de charge électrique. L'inertie réduit le taux de changement de la fréquence, en laissant suffisamment de temps à la régulation primaire de la fréquence pour arrêter l'écart de fréquence et stabiliser le réseau électrique.

[13] 60 Hz est la fréquence cible pour la majorité des réseaux électriques en Amérique du Nord. Il existe de petits groupes de réseaux anciens qui fonctionnent à des fréquences différentes.
[14] La réponse inertielle décrit la capacité des générateurs rotatifs (et des charges) à résister aux changements de fréquence. Moins un réseau électrique a d'inertie, plus la fréquence chutera rapidement après une perte de génération. L'inertie est définie en physique comme la propriété d'une matière à demeurer dans son état de repos existant ou dans son mouvement uniforme en ligne droite, à moins que cet état soit modifié par une force externe.

2. **Régulation primaire de la fréquence :** Normalement, elle est contrôlée automatiquement par les régulateurs de générateurs qui réagissent directement aux changements de fréquence du réseau (c'est-à-dire que les régulateurs de générateurs détectent une baisse de fréquence et augmentent la sortie). Pour un fonctionnement fiable du réseau électrique, il faut une quantité suffisante des ces régulations automatiques de fréquence (qui ont lieu au bout de cinq à 15 secondes) pour s'assurer que la fréquence du réseau ne chute pas jusqu'au point de perte de la charge et de mise hors ligne des générateurs. Bien que cette option ne soit pas toujours souhaitable, car elle implique une déconnexion des clients, le délestage des charges en sous-fréquence peut servir à éviter les basses fréquences qui peuvent endommager l'équipement connecté au réseau ou entraîner des pannes plus importantes du réseau. Le délestage des charges en sous-fréquence est considéré comme étant une régulation primaire de la charge, car il peut s'effectuer en quelques secondes.
3. **Régulation secondaire de la fréquence :** Elle implique de régler manuellement la sortie de chaque centrale électrique à la demande des exploitants du réseau, et prend généralement bien plus de temps pour restaurer la fréquence du réseau (de 30 secondes à cinq minutes). Elle comprend le contrôle automatique de la production (CAP); elle est souvent précisée dans les tarifs de transport en tant que service pour lequel les générateurs sont indemnisés et les clients de transport doivent payer. Le CAP est fourni dans une dimension temporelle plus étendue que la régulation primaire de la fréquence et, par conséquent, est un élément de la régulation secondaire de la fréquence.

Comme l'illustre la figure 2, la fréquence chutera immédiatement à la suite d'une perturbation, telle que la perte d'un groupe générateur important. Pour cela, il faut une régulation instantanée (inertielle) de certaines ressources et une régulation rapide d'autres ressources pour réduire le taux de chute pendant la période d'arrêt lorsque la régulation principale de la fréquence a lieu; une augmentation rapide de la sortie d'électricité pendant la période de reprise pour stabiliser la fréquence et une contribution plus

Figure 2. Chute de fréquence à la suite d'une perturbation



Source : http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERS%20Abstract%20Report%20Final.pdf

longue de puissance supplémentaire (régulation secondaire de la fréquence) pour compenser les ressources perdues et pour que la fréquence du réseau revienne à son niveau normal.[15]

Besoins en capacités

Pour offrir un soutien de la fréquence, les ressources doivent être connectées et réparties en dessous de la sortie maximale pour qu'elles puissent augmenter la sortie immédiatement afin de maintenir un équilibre entre l'offre et la demande, et de maintenir la fréquence cible de 60 Hz. Les grands générateurs synchronisés (synchronisés avec le réseau) fournissent une régulation inertielle de la fréquence en accélérant ou en ralentissant naturellement en raison de leur inertie inhérente afin de maintenir la fréquence cible lorsqu'un générateur ou une ligne de transport tombe en panne. Les éoliennes peuvent fournir une réponse inertielle si elles sont spécialement configurées pour offrir ce service. Hydro-Québec TransÉnergie a exigé que les projets éoliens avec une sortie nominale supérieure à 10 MW d'augmenter leur sortie de puissance active d'au moins 5 % pendant au moins 10 secondes en cas de chute de fréquence importante.[16,17]

La régulation primaire de la fréquence est en grande partie assurée par les régulateurs de turbine (réponse du régulateur) qui détectent les changements de fréquence et corrigent automatiquement la puissance du générateur en conséquence. Certaines charges peuvent offrir une régulation primaire de la fréquence en réduisant automatiquement la demande en réponse à une chute de fréquence. À l'époque, on dépendait de presque tous les générateurs pour fournir une réponse du régulateur. De nos jours, certains générateurs, y compris tous les générateurs nucléaires actuels, la majorité des éoliennes d'Amérique du Nord,[18] et de nombreuses nouvelles turbines à gaz naturel, ne fournissent pas de réponse du régulateur. Les raisons sont exposées ci-après.

Les ressources énergétiques variables n'ont pas d'inertie de rotation (comme c'est le cas pour l'énergie solaire) ou peuvent fournir une inertie au réseau seulement si elles sont spécialement configurées pour le faire (comme le vent).[19] D'autres générateurs, qui peuvent fournir une réponse du régulateur, sont parfois exploités de manière à ce qu'ils ne puissent pas fournir une telle réponse (p. ex., les régulateurs sont désactivés). Par exemple, un générateur exploité à sa capacité maximale ne peut pas offrir de contrôle primaire de la fréquence ascendant, car il ne peut pas augmenter sa sortie. Sur les marchés concurrentiels de l'électricité, l'exploitation en dessous de la capacité maximale nécessite des générateurs pour sacrifier

---

[15] http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERS%20Abstract%20Report%20Final.pdf
[16] Marcus Fischer, Operational Experiences with Inertial Response Provided by Type 4 Wind Turbines, p.1
[17] Cette capacité était importante pour Hydro-Québec TransÉnergie, car il n'était pas connecté de façon synchrone à d'autres réseaux CA, et la production éolienne devait représenter environ 10 % de la charge de pointe et environ 25 % de sa charge minimale.
[18] Bien que les éoliennes aient une masse rotative qui leur permettrait de fournir une réponse inertielle, les convertisseurs de puissance qui connecte électriquement les éoliennes au réseau électrique découplent la rotation de leurs éoliennes du réseau.
[19] Voir, par exemple, General Electric WindINERTIA Control Fact Sheet (2009), http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf

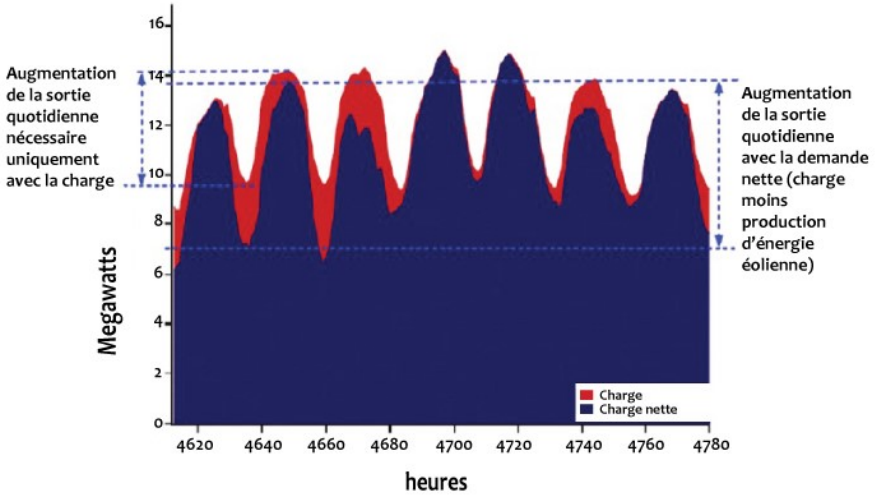
des revenus, ce qui nuit à la profitabilité. Enfin, certains générateurs ont des contrôles supplémentaires qui contournent la livraison soutenue de réponse du régulateur.[20]

Le California Independent System Operator (CAISO), First Solar et le National Renewable Energy Laboratory (NREL) ont démontré qu'une grande installation solaire PV à échelle industrielle peut fournir un contrôle primaire de la fréquence et un CAP en utilisant de l'électronique de puissance avancée, et que le rendement du CAP est meilleur que les technologies de turbine à gaz à réponse rapide.[21] La régulation secondaire de la fréquence implique des changements de sortie des ressources sous CAP (p. ex., des ressources de régulation) qui répondent aux instructions de répartition.

2.3.2 Suivi de la charge

Afin de maintenir la fiabilité, les exploitants de réseaux doivent gérer les variations rapides de l'offre et de la demande. Le suivi de la charge (capacité de satisfaire à la demande) est la capacité d'un générateur à changer la sortie en réponse à des changements de la demande, plus particulièrement une fois que la sortie de ressources énergétiques variables non acheminables est prise en compte. Une installation « augmente sa sortie » pour répondre à une demande accrue afin de compenser des déficits entre l'offre et la demande ou « diminue sa sortie » pour réduire la surproduction lorsque l'offre dépasse la demande. La capacité de suivi de la charge est définie en termes de niveaux opérationnels minimums et de vitesse d'augmentation (p. ex., la vitesse en MW/min à laquelle la sortie peut augmenter). Comme illustrées à la figure 3, les augmentations de génération variable peuvent entraîner des hausses importantes des besoins en matière de suivi de la charge.

Figure 3. Impact de la production variable sur le suivi de la charge et les besoins d'augmentation de la sortie



Source : Adapté de la NERC : Accommodating High Levels of Variable Generation

[20] https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/frequencyresponsemetrics-report.pdf
[21] http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf

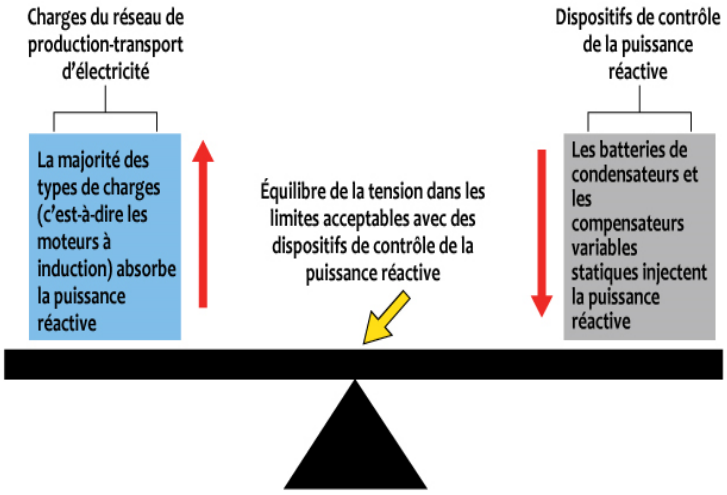
Pour donner un exemple de la manière dont une région s'adapte aux besoins changeants d'augmentation de la sortie, l'exploitant du réseau électrique de Californie a établi un marché distinct pour les produits d'augmentation souples en août 2011, qui est devenu efficace lors de la mise en marché du produit en question en novembre 2016.

Pour assurer le suivi de la charge, une installation de production doit être en mesure d'ajuster la sortie dans des conditions « d'opérations de routine » à la vitesse d'augmentation attendue, en général, en suivant un calendrier relativement prévisible (p. ex. une augmentation de la charge matinale) avec des facteurs prévus (p. ex., des modèles de charge quotidiens et saisonniers, comme cela est mentionné à la section 4). Le suivi de la charge est habituellement assuré par des ressources de production spécialement conçues pour offrir une certaine souplesse opérationnelle (par exemple, vitesse d'augmentation rapide). Les fabricants d'équipement à turbines à gaz tels que General Electric et Mitsubishi se sont concentrés sur la conception et l'élaboration de turbines à gaz très souples et bien adaptées pour offrir de telles capacités de suivi de la charge. Les éoliennes peuvent également servir à fournir ce service et sont utilisées à cette fin en Ontario et dans le Colorado.

2.3.3 Maintien de la tension

Comme l'illustre la figure 4, il est nécessaire de maintenir la tension afin d'équilibrer ou de réguler les niveaux de tension dans le réseau dans une plage donnée. La tension doit être régulée afin de protéger le réseau contre les fluctuations pouvant causer des dommages et de répartir l'électricité selon les besoins. On utilise la puissance réactive en tant qu'outil permettant de contrôler la tension et de transmettre la tension dans le réseau électrique.

Figure 4. Exemple de représentation du contrôle de la puissance réactive



Source : http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF%20Concept%20Paper.pdf

À l'instar des exigences relatives à la réponse inertielle, Hydro-Québec TransÉnergie impose également des exigences sur les éoliennes au Québec pour offrir un maintien de la tension.[22] En particulier, les éoliennes au Québec doivent être équipées d'un système de régulation automatique de la tension pouvant fournir ou absorber la puissance réactive. Les exigences relatives à la régulation de la tension peuvent être satisfaites par les éoliennes ou l'équipement installé pour offrir un tel maintien de la tension. De la même façon, le CAISO, First Solar et le NREL ont démontré qu'une grande installation solaire PV à échelle industrielle peut fournir un contrôle de la tension en utilisant l'électronique de puissance avancée.

Soutien réactif

Pour maintenir des niveaux de tension précis, les dispositifs de puissance réactive (parfois appelés compensateurs) servent à fournir ou à absorber la puissance réactive. Les ressources d'énergie renouvelable qui utilisent une technologie de convertisseur pour l'interconnexion peuvent également offrir ce service si elles sont conçues pour ajuster la tension au point d'injection dans le réseau. Un condensateur est l'une des formes les plus courantes de dispositif de commande de la puissance réactive. Pour réguler la tension, de tels dispositifs doivent se trouver au même endroit que le générateur ou à proximité, ou aux principaux centres de charge.

2.4 Détermination des contributions des SEF

Le tableau 2 donne un aperçu plus détaillé de chaque SEF en déterminant les technologies de production que chaque SEF peut fournir, et les conditions dans lesquelles ils peuvent le faire. Les sources doivent fonctionner et être en ligne pour fournir des SEF. En outre, le suivi de la charge exige d'une ressource qu'elle fonctionne en dessous de sa sortie maximale et au-dessus de sa sortie minimale pour lui permettre d'augmenter ou de diminuer sa sortie, respectivement.

Tableau 2. Capacité des principales sources de production à fournir des SEF

Technologie	Soutien de la fréquence	Suivi de la charge	Maintien de la tension
Turbine à gaz à cycle simple	Peut fournir une réponse inertielle et une régulation primaire durant son fonctionnement. Nécessite un CAP pour la régulation secondaire.	Peut offrir un suivi de la charge. Nécessite un démarrage et doit fonctionner à charge minimale ou supérieure; il y a généralement une perte d'efficacité. Cependant, la vitesse d'augmentation est rapide.	Peut offrir un maintien de la tension.
Turbine à gaz à cycle combiné	Peut fournir une réponse inertielle, mais sa capacité à offrir une régulation primaire est souvent neutralisée en désactivant le régulateur ou en cas de fonctionnement à sa sortie maximale.	Peut offrir un suivi de la charge. Nécessite un démarrage et doit fonctionner à charge minimale ou supérieure; il y a généralement une perte d'efficacité. Vitesse d'augmentation relativement rapide.	Peut offrir un maintien de la tension.

[22] Martin Fecteau *et al*, Assessment of ENERCON WEC Grid Performance based on Hydro-Québec System Requirements: a Cooperation between ENERCON and Hydro-Québec, p. 3.

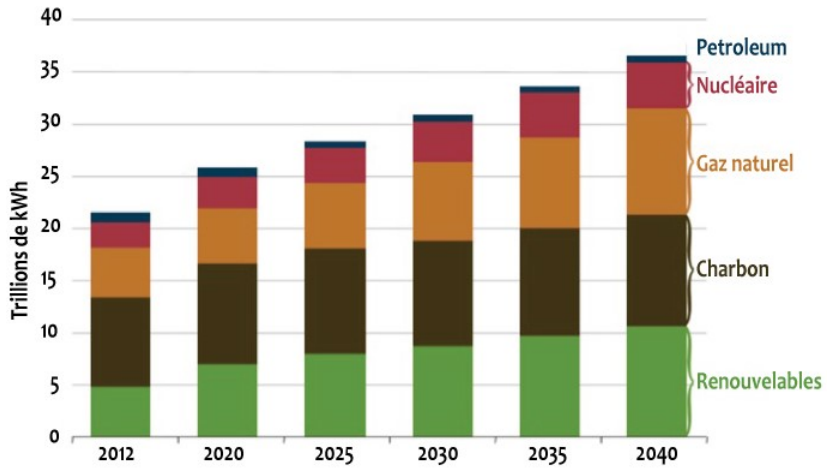
Production alimentée au charbon	Peut fournir une réponse inertielle et une régulation primaire durant son fonctionnement. Nécessite un CAP pour la régulation secondaire.	Peut offrir un suivi de la charge, mais la vitesse d'augmentation est plus lente que de nombreuses autres ressources.	Peut offrir un maintien de la tension.
Production hydroélectrique – Au fil de l'eau	Peut fournir une réponse inertielle et une régulation primaire durant son fonctionnement. Faible probabilité de fournir une régulation secondaire compte tenu de la souplesse de répartition limitée.	Peut offrir un suivi de la charge, selon la disponibilité de la ressource. Vitesse d'augmentation rapide par rapport à d'autres ressources.	Peut offrir un maintien de la tension.
Production hydroélectrique – avec stockage	Peut fournir une réponse inertielle, une régulation primaire et une régulation secondaire durant son fonctionnement.	Peut offrir un suivi de la charge; cependant, cela dépend de la capacité de stockage et des contraintes relatives au déversement. Vitesse d'augmentation rapide par rapport à d'autres ressources.	Peut offrir un maintien de la tension.
Production nucléaire	Peut fournir une réponse inertielle et une régulation primaire dans certains cas. Pas idéale pour la régulation secondaire, car la production nucléaire est optimisée pour une sortie d'énergie constante; par conséquent, la variation de sortie pour la régulation de fréquence est peu probable.	Ne peut pas offrir un suivi de la charge. La production nucléaire est optimisée pour une sortie d'énergie constante; par conséquent, l'augmentation de la sortie n'est pas disponible.	Peut offrir un maintien de la tension.
Production d'énergie éolienne	Peut fournir une réponse inertielle, et un soutien primaire de la fréquence avec des modifications techniques.	Peut offrir un suivi de la charge, selon la disponibilité de la ressource. Vitesse d'augmentation rapide par rapport à d'autres ressources.	Peut offrir un maintien de la tension, selon la disponibilité de la ressource. Un maintien constant de la tension requiert un composant de stockage de l'énergie.
Production d'électricité solaire PV	Peut fournir une réponse inertielle et une régulation primaire de la fréquence avec les composants appropriés.	Peut offrir un suivi de la charge, selon la disponibilité de la ressource. Vitesse d'augmentation rapide par rapport à d'autres ressources.	Peut offrir un maintien de la tension avec les composants appropriés.

3. FACTEURS DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ SUR UN RÉSEAU INTÉGRÉ

3.1 Bouquet énergétique changeant

L'approvisionnement en électricité a été généralement fourni en majeure partie par des ressources issues de combustibles fossiles, hydroélectriques et nucléaires, connectées de manière synchrone au réseau électrique. Ces ressources de production traditionnelles ont des rendements opérationnels et des caractéristiques de fiabilité prévisibles. Par conséquent, les SEF ont été principalement fournis par ces centrales électriques traditionnelles. Cependant, la mise hors service des centrales électriques alimentées au charbon, au gaz naturel et nucléaires signifie qu'une grande partie des centrales électriques qui fournissaient auparavant ces services ne sera plus disponible. De plus, un nombre croissant de ressources d'énergie renouvelable s'ajoute au réseau de production-transport d'électricité, ce qui a tendance à augmenter les besoins en SEF (p. ex., le suivi de la charge, comme l'illustre la figure 3), ou entraîne l'ajout de ressources de production qui ne sont peut-être pas configurées pour offrir de tels services (p. ex., elles ne disposent pas de générateurs rotatifs synchronisés au réseau de production-transport d'électricité ou elles ne peuvent pas fournir de CAP).

Figure 5. Production d'électricité nette dans le monde par combustible

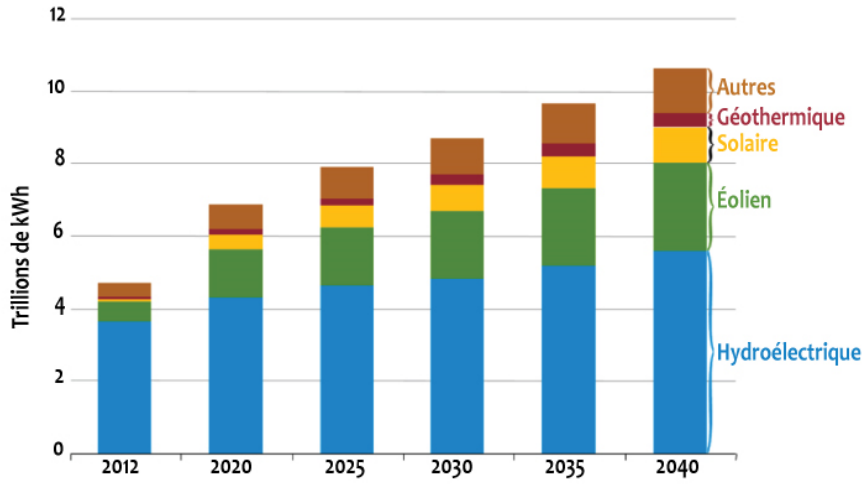


Source : EIA Energy Outlook 2016[23]

Les figures 5 et 6 représentent la production d'électricité nette d'hier et de demain dans le monde, par type de combustible, afin d'illustrer l'étendue des autres ressources d'énergie variable. Plus particulièrement, la figure 6 illustre la quantité croissante de production d'électricité éolienne et solaire prévue dans les prochaines décennies.

[23] https://www.eia.gov/outlooks/ieo/electricity.cfm

Figure 6. Production mondiale nette d'électricité avec des ressources renouvelables, par ressource



Source : EIA Energy Outlook 2016

Au fur et à mesure que les ressources de production sont mises hors service et que la quantité de production variable augmente, les SEF doivent être assurés par d'autres sources, en plus des ressources de production traditionnelles. Le principal défi pour les exploitants du réseau de production-transport d'électricité est de trouver le moyen d'adapter leurs philosophies et leurs exigences de contrôle afin de répondre à ces changements de mode d'approvisionnement. Les exploitants ont moins de connaissances et d'expérience en ce qui concerne les caractéristiques et les réponses du réseau aux ressources d'énergie variable à grande échelle. Les exploitants du réseau doivent relever un autre défi qui consiste à remodeler les règles du marché pour s'adapter à la hausse des ressources d'énergie variable. L'Ontario en est un bon exemple. L'IESO a passé plusieurs années à redéfinir plusieurs règles importantes du marché afin de s'adapter à l'utilisation croissante de production éolienne. Ce point est discuté plus longuement à la section 7. Aujourd'hui, certaines ressources d'énergie variable commencent à offrir des capacités de SEF,[24] mais il reste des défis à relever.

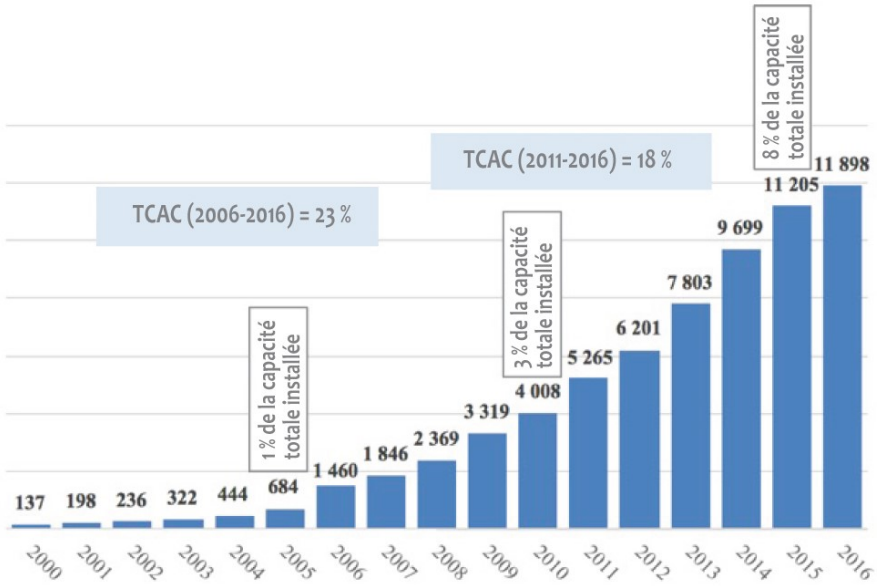
3.1.1 Tendances d'adoption de l'énergie renouvelable à sortie variable

Production d'énergie éolienne

La quantité de puissance installée de production d'énergie éolienne au Canada a augmenté considérablement au cours des dix dernières années, comme l'indique la figure 7 ci-dessous. Par conséquent, l'énergie produite par les installations éoliennes a également augmenté.

[24] Par exemple, certaines éoliennes sont maintenant équipées d'électronique de puissance capable de contrôler et de réguler la tension du réseau et d'offrir une réponse inertielle et une régulation primaire de la fréquence.

Figure 7. Croissance de la capacité éolienne installée (MW) au Canada



Source : CanWEA (http://canwea.ca/wp-content/uploads/2013/12/Canada-Current-Installed-Capacity_f.pdf)

Comme l'indique la figure 7, la capacité éolienne au Canada a connu un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 23 % de 2006 à 2016. Chose plus importante, dans plusieurs provinces et régions, son taux de pénétration a obligé les exploitants de réseaux à apporter des changements. (Se reporter à la discussion dans le chapitre 7.) Par exemple, l'Ontario est toujours le chef de file de l'énergie éolienne au Canada avec une puissance installée de 4 772 MW (et 1 284 MW supplémentaires de puissance éolienne contractée en ligne prévue au cours des prochaines années). Grâce à leur puissance installée, les générateurs d'énergie éolienne en Ontario représentent actuellement environ 5 % de la demande provinciale d'énergie électrique.[25] En raison de cette utilisation importante, l'Ontario a révisé les exigences du marché pour les ressources renouvelables à sortie variable et envisage des réformes supplémentaires, d'après les discussions de la section 7 du présent rapport.

Sur l'Île-du-Prince-Édouard, la production d'énergie éolienne fournit actuellement environ 25 % du total des besoins énergétiques. L'Î-P-É intègre une proportion aussi élevée d'énergie éolienne, car elle fait partie de la zone de contrôle plus vaste d'Énergie NB. Dans la zone de contrôle d'Énergie NB, environ 1 100 MW d'énergie éolienne représente environ 11 % de toute la capacité.[26]

Il convient également de noter que l'Alberta a une puissance éolienne installée de 1 479 MW. En vertu du nouveau plan sur les changements climatiques de l'Alberta, 5 000 MW d'énergie renouvelable seront

[25]http://canwea.ca/fr/marches-eoliens/ontario/

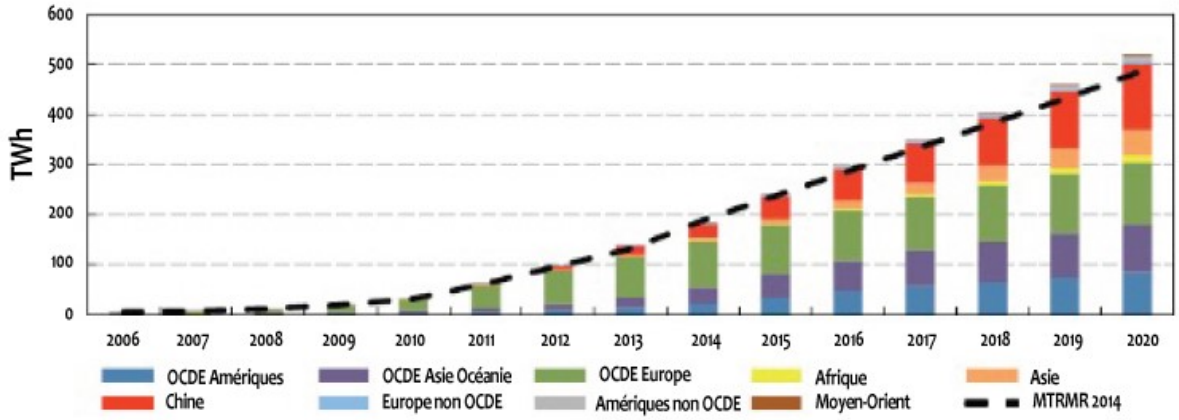
[26]Énergie NB joue le rôle d'exploitant de la zone de contrôle (exploite le réseau pour s'assurer que la demande et l'offre demeurent équilibrées) pour le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Î.-P.-É. et une partie du nord du Maine qui n'est pas directement reliée au reste du marché de la Nouvelle-Angeleterre.

ajoutés d'ici 2030 pour compenser la mise hors service de la capacité électrique au charbon qui représente 6 300 MW.[27] Ce plan a également fixé une cible de 30 % d'énergie renouvelable d'ici 2030.[28]

Production de l'électricité par l'énergie solaire

À l'instar de l'énergie éolienne, l'énergie solaire PV a également connu une croissance considérable en Amérique du Nord. À l'échelle mondiale, l'énergie solaire PV a augmenté de 46,2 % par an entre 1990 et 2014, ce qui représente la source de croissance la plus rapide d'énergie renouvelable.[29] La figure 8 illustre cette tendance; elle présente la quantité réelle et prévue de production d'énergie solaire PV par région et par année.

Figure 8. Production d'électricité par énergie solaire PV et prévisions par région



Source : http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/solar/

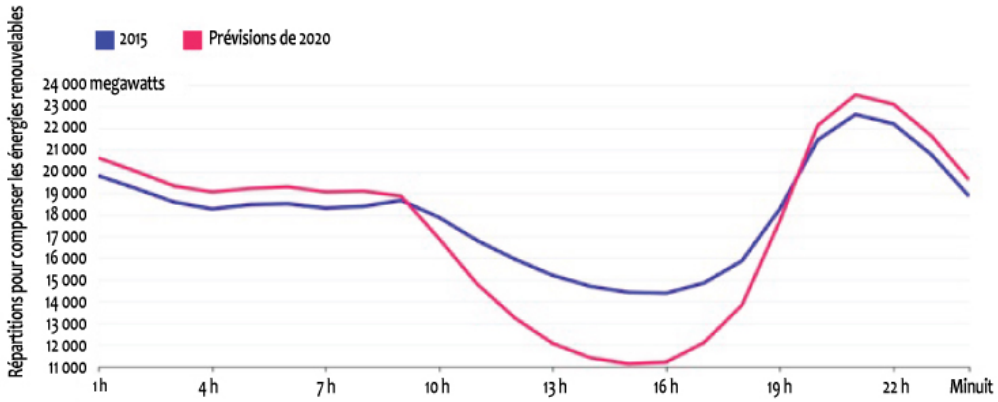
3.2 Exigences plus importantes pour les générateurs non variables de varier leur sortie

En général, les exploitants n'ont pas le contrôle direct de la sortie des ressources d'énergie variable, car l'énergie provenant du vent et du soleil connaît des fluctuations naturelles. Ainsi, la production d'énergie de ressources éoliennes et solaires peut varier rapidement et les exploitants du réseau doivent ainsi utiliser d'autres ressources de production pour équilibrer l'offre et la demande. Ce problème peut être encore plus important en raison des activités de régulation de la demande (lorsque ces ressources ne sont pas directement gérées ou contrôlées par les exploitants du réseau). Il en résulte un besoin accru de production non variable pour pouvoir répondre aux instructions de répartition visant à augmenter ou à diminuer la sortie, ce que l'on appelle la capacité de satisfaire à la demande et la réduction de consommation, respectivement. La Californie est un bon exemple qui illustre cet enjeu. En raison de la forte pénétration de la production d'énergie solaire distribuée, l'exploitant du réseau a dû exiger une forte quantité de capacité d'augmentation de la sortie pour gérer la chute quotidienne de la production

[27] http://canwea.ca/wind-facts/wind-facts-alberta/
[28] http://business.financialpost.com/news/energy/alberta-eyes-renewable-energy-boom-with-5000-megawatt-target-by-2030
[29] https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyRenewablesTrends.pdf

d'énergie solaire en fin d'après-midi. La figure 9 illustre ce propos en indiquant les besoins croissants d'augmentation de la sortie qui entraînent une utilisation accrue des ressources d'énergie variable.

Figure 9. Charge nette en Californie après les ressources variables : « courbe du canard »



Source : CAISO (https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-21/california-s-duck-curve-is-about-to-jolt-the-electricity-grid)

3.3 Exigences de contrôle accru de la tension

Il faut se rappeler que les tensions nominales des divers composants du réseau de distribution et de transport doivent respecter une certaine gamme pour que l'équipement électrique fonctionne de manière fiable et sécuritaire. Les exigences en matière de contrôle de la tension ont récemment été augmentées pour gérer les fluctuations de la charge et les changements subséquents de la puissance réactive. Pour pouvoir satisfaire à ces nouvelles exigences, des ressources variables telles que les éoliennes doivent de plus en plus offrir ce soutien par l'entremise de changements de conception. Comme cela a été précédemment mentionné dans la section 7, aux États-Unis, les éoliennes doivent maintenant offrir un contrôle de la tension dans le cadre des exigences d'interconnexion.[30]

4. CARACTÉRISTIQUES ESSENTIELLES DES PRINCIPALES SOURCES DE PRODUCTION

Les caractéristiques des différents générateurs d'électricité varient considérablement en fonction du type de technologie du générateur et de la source de combustible. Par exemple, les caractéristiques de rendement d'une éolienne et son fonctionnement sont très différents de ceux d'un générateur nucléaire. Ainsi, la capacité des différents types de générations à fournir des SEF varie aussi beaucoup (comme indiqué dans la section 2). Dans cette section du rapport, nous allons aborder cinq caractéristiques essentielles des principales sources de production pour donner une idée plus précise (en plus de leur rôle de fourniture de SEF) des éléments que les planificateurs et exploitants du réseau doivent prendre en compte pour maintenir la fiabilité du réseau. Il s'agit du (1) type de charge desservie, de la (2) capacité nominale, du (3) facteur de capacité, des (4) limites opérationnelles et de (5) l'intermittence ou

[30] NERC, "Accommodating High Levels of Variable Generation" 2009, p. 22-23 http://www.nerc.com/files/ivgtf_report_041609.pdf

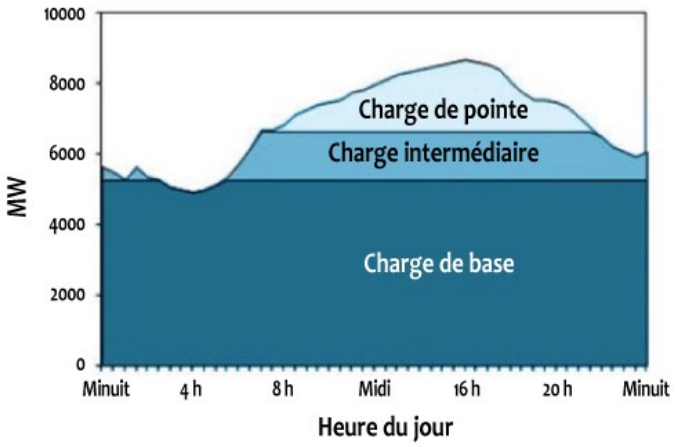
contrôlabilité du générateur. Bien qu'elles ne soient pas un élément du maintien de la fiabilité du réseau, les considérations relatives aux coûts sont également essentielles et font également l'objet d'une discussion.

4.1 Charge desservie

Afin de répondre aux besoins variables en électricité tout au long de la journée, il faut différents types de générateurs d'électricité. Les trois catégories générales de production peuvent être classées en fonction du type de charge qu'elles desservent : [31]

1. Les générateurs de base qui fonctionnent généralement en permanence.
2. Les générateurs intermédiaires (également appelés générateurs à « suivi de charge ») qui font varier la puissance de sortie en fonction de la demande changeante.
3. Les générateurs de pointe (également appelés « générateurs d'écrêtage de pointe ») qui fonctionnent pendant un nombre d'heures relativement limité, et qui, pendant les périodes de pic de la demande ou en réponse aux imprévus du réseau (p. ex., la perte d'un générateur principal ou d'une ligne de transport nécessitant une intervention immédiate).

Figure 10. Charge de base, charge intermédiaire et charge de pointe



Source : http://instituteforenergyresearch.org/electricity-generation

Comme le montre la figure 10 ci-dessus, la demande de charge de base renvoie au niveau relativement constant de demande d'électricité tout au long de la journée. Les générateurs qui desservent ce type de demande fonctionnent à des niveaux relativement constants tout au long de la journée. La demande intermédiaire représente la charge électrique additionnelle qui n'est pas nécessaire en permanence, mais dont on a besoin pour la plus grande partie de la journée. Les générateurs qui desservent ce type de demande peuvent augmenter ou diminuer leur puissance de sortie en fonction de la demande d'électricité; toutefois, ils sont plus efficaces lorsqu'ils fonctionnent pendant plusieurs heures d'affilée. Les générateurs de charge de pointe peuvent uniquement fonctionner quelques heures par jour et, dans

[31] http://instituteforenergyresearch.org/electricity-generation

certains cas, seulement durant les quelques heures où la demande de pointe est la plus élevée par année (généralement durant les chaudes après-midi estivales lorsque les climatiseurs sont en marche, ou durant les fraîches matinées et soirées d'hiver, lorsque les besoins de chauffages sont les plus élevés). Le tableau suivant indique les types de générateurs utilisés pour répondre à chaque type de demande tout au long de la journée. Les ressources énergétiques variables sont uniques, car leur capacité à répondre à la demande d'électricité dépend de la disponibilité du combustible (le vent par exemple). Les caractéristiques opérationnelles uniques des ressources énergétiques variables étaient décrites à la section 3.

Tableau 3. Charge desservie par différents types de générateurs[32]

Charge desservie	Description	Caractéristiques	Types de production classique
Charge de base	Ces types de générateurs fournissent de grandes quantités de puissance fiable à faible coût variable, mais, en général, n'augmentent pas et ne diminuent pas leur puissance de sortie de manière efficace. De plus, ils mettent souvent beaucoup de temps à démarrer.	Coûts de fonctionnement faibles, mais coûts d'investissement initial plus élevés. Peut fonctionner pendant des périodes plus longues.	Hydroélectrique au fil de l'eau, nucléaire et au charbon.
Intermédiaire	Ces types de générateurs qui peuvent augmenter ou diminuer leur puissance de sortie sont conçus pour démarrer et s'arrêter de manière répétée, mais ils sont plus efficaces lorsqu'ils fonctionnent pendant un certain nombre d'heures.	Coûts de fonctionnement modérés, peuvent fonctionner pendant des périodes plus longues ou plus courtes, peuvent répondre rapidement ou pas.	Cycle combiné au gaz naturel, *au charbon, au fioul, hydroélectrique de stockage avec des niveaux généraux de sortie plus élevés, éoliennes, solaire.
Pointe	Ces types de générateurs peuvent démarrer rapidement et augmenter ou diminuer rapidement leur puissance de sortie.	Coûts de fonctionnement élevés, démarrage rapide, synchronisation rapide avec le réseau, devrait être plus rapide pour recevoir les charges du réseau, répond aux variations de charge.	Turbine à gaz à cycle simple au gaz naturel, fioul, vapeur, hydroélectrique de stockage.

*Les centrales à cycle combiné au gaz naturel, l'un des types de production intermédiaire les plus courants, peuvent augmenter leur puissance de sortie de manière relativement efficace. Cependant, ce n'est pas le cas pour tous les types de production de charge intermédiaire classiques.

[32] Adapté du site http://instituteforenergyresearch.org/electricity-generation

Il existe de nouvelles possibilités pour que les ressources énergétiques variables soient appariées avec les installations de stockage d'énergie afin de desservir d'autres types de charges. Le rôle du stockage d'énergie visant au maintien de la fiabilité du réseau fait l'objet d'une discussion à la section 6.

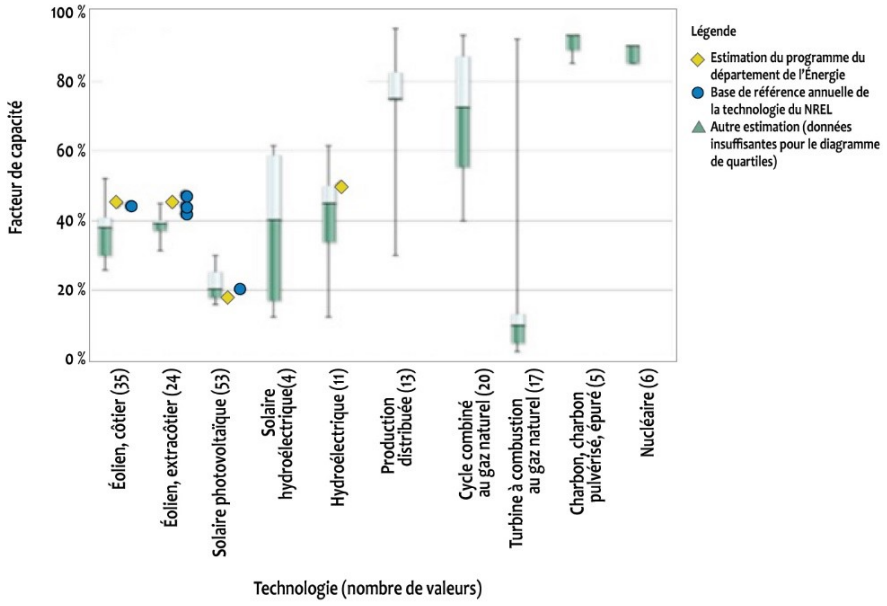
4.2 Capacité nominale

Les exploitants du réseau doivent aussi connaître la capacité nominale d'une installation de production. La capacité nominale est la sortie électrique maximale soutenue d'un générateur, exprimée généralement en mégawatts. La puissance installée, c'est-à-dire la sortie maximale indiquée par le fabricant d'une technologie de production, est un terme couramment utilisé pour décrire la capacité nominale.[33] Les exploitants de réseaux utilisent également les capacités nominales saisonnières (c'est-à-dire, été et hiver), étant donné que la sortie du générateur peut être affectée par les températures (p. ex., les sorties des éoliennes diminuent en été en raison des faibles différentiels de températures).

4.3 Facteur de capacité

Étant donné que les générateurs électriques ne fonctionnent pas à leur pleine capacité nominale tout le temps, le facteur de capacité renvoie à la proportion de la sortie réelle d'une ressource de production par rapport à la sortie potentielle si la centrale fonctionnait en continu à pleine capacité. Par conséquent, le facteur de capacité est exprimé en pourcentage.

Figure 11. Facteurs de capacité des technologies de production à échelle industrielle



Source : Adapté de NREL 2013, *Utility-Scale Capacity Factors* http://www.nrel.gov/analysis/tech_cap_factor.html?print

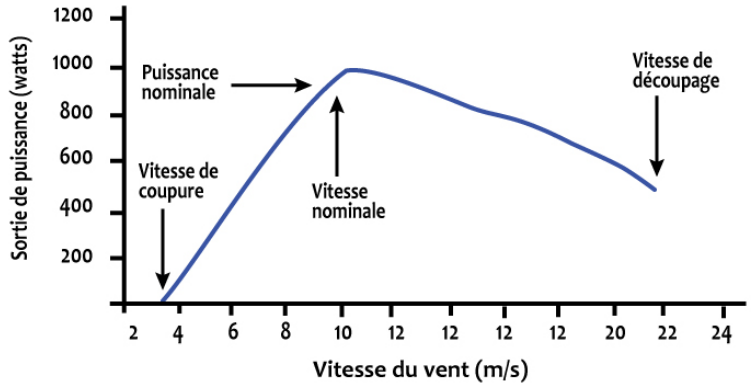
[33] « Capacité installée » ou tout simplement « capacité » sont d'autres noms pour la puissance installée d'une source de production.

La Figure 11 représente les gammes du facteur de capacité pour une variété de technologies. Comme l'indique la figure, la production nucléaire et au gaz peut avoir des facteurs de capacité de plus de 90 %, ce qui signifie que les centrales fonctionnent à pleine capacité la plupart du temps. En revanche, les générateurs d'énergie éolienne et solaire ont des facteurs de capacité moyens d'environ 40 % à 18 %, respectivement, ce qui correspond au fait que la ressource pour ces types de production varie. Les facteurs de capacité des turbines à combustion au gaz naturel (turbine à gaz à cycle simple) sont faibles, car leurs coûts de fonctionnement sont élevés, ce qui les rend généralement peu économiques pour pouvoir fonctionner à des facteurs de capacité plus élevés.

4.4 Limites opérationnelles

Les limites opérationnelles font référence aux conditions nécessaires pour qu'une source de production fonctionne. Par exemple, les exploitants de réseaux doivent tenir compte du fait que les ressources telles que les générateurs nucléaires ne peuvent pas fonctionner en dessous d'un niveau minimum de sortie et continuent de produire de l'électricité (appelé « point de charge minimum »). Les générateurs d'énergie éolienne ont également des vitesses de coupure en dessous desquelles ils ne fonctionnent pas.[34] La vitesse de coupure est généralement de 11 à 14 km/h. Chose plus importante, les générateurs d'énergie éolienne ont des vitesses de découpage au-dessus desquelles ils risquent de s'endommager s'ils fonctionnent en continu. La vitesse de découpage correspond généralement à 5 à 6 fois la vitesse de coupure. De plus, les exploitants de réseaux devront s'assurer que le parc de ressources en fonctionnement et disponibles peut fournir le bouquet exigé de SEF, ainsi que d'autres services auxiliaires, nécessaires pour exploiter le réseau de manière fiable.

Figure 12. Exemple de vitesses de coupure et découpage des générateurs d'énergie éolienne



Source : http://www.build.com.au/wind-speed-cut-and-cut-out
Remarque : La sortie de puissance et les vitesses de coupure et découpage sont données à titre indicatif. Elles sont propres aux turbines. Actuellement, les éoliennes à échelle commerciales sont bien plus grandes.

[34] Par exemple, pendant un processus d'engagement des intervenants en Ontario, les générateurs d'énergie éolienne ont indiqué qu'ils avaient une préférence technique qui consistait à ne pas faire fonctionner les éoliennes à moins de 10 % de leur sortie disponible.

4.5 Variabilité/contrôlabilité

Les exploitants de réseaux doivent tenir compte d'un dernier élément essentiel dans le cadre de la gestion du réseau électrique. Il s'agit de savoir comment et à quel moment un générateur est disponible à des fins d'utilisation. Ce concept devient encore plus important lorsque l'on tient compte la meilleure manière de satisfaire à la demande d'électricité tout au long de la journée (comme indiqué dans la section 4.1 ci-dessus). La variabilité par rapport à la contrôlabilité décrit la capacité d'un exploitant de réseau à prévoir ou à répartir la ressource de production. Par exemple, même si leur disponibilité peut être prévue, les ressources variables (c'est-à-dire les générateurs éoliens et solaires) dépendent de facteurs extérieurs au contrôle de l'exploitant de l'installation de production. Dans le cas d'un générateur éolien, les conditions du vent limitent le moment où l'électricité peut être produite et la quantité produite. En revanche, les ressources contrôlables (telles que les générateurs alimentés au charbon, au gaz et nucléaires dans une moindre mesure) peuvent être activées ou désactivées, et leur sortie peut être ajustée en fonction des instructions données par l'exploitant du réseau. Pour cette raison, on emploie le terme de production acheminable pour les sources de production contrôlables. Le concept d'acheminabilité, dans le cadre d'un exemple propre à l'Ontario, fait l'objet d'une discussion dans la section 7.2.1.

4.6 Considérations liées aux coûts

Les exploitants de réseaux répartissent et exploitent les ressources générées selon les coûts de fonctionnement, et répartissent généralement en premier les ressources dont le coût de fonctionnement est le plus faible, suivies par les unités plus onéreuses au fur et à mesure que les besoins en électricité augmentent. Les considérations liées au coût de fonctionnement incluent également la fourniture de SEF et des ressources en mesure de fournir ces services au moindre coût. Il peut s'agir notamment de réduire le fonctionnement des ressources énergétiques variables, même si leurs coûts de fonctionnement variable sont faibles, pour qu'elles puissent fournir des SEF au besoin.

En tenant compte des limites de leur sortie disponible, les centrales hydroélectriques de stockage doivent généralement fonctionner pendant les périodes de demande de pointe ou lorsque leur sortie est la plus utile. En outre, les exploitants de réseaux doivent tenir compte des limites opérationnelles, telles que les niveaux de charge minimum et les temps de démarrage.

De la même façon, les planificateurs de réseau doivent prendre en compte les coûts des futures sources de production. En plus du coût d'investissement de chaque ressource de production, il faut tenir compte du coût lié à la fourniture des SEF.

4.7 Résumé des caractéristiques essentielles des ressources de production

Le tableau suivant résume les principales caractéristiques des principales sources de production pour une variété de technologies et de types de combustibles.

Tableau 4. Caractéristiques des principales sources de production

Technologie/ Combustible	Charge desservie	Taille typique (MW)	Facteur de capacité typique (%)	Limites d'exploitation	Variable ou contrôlable
Turbine à gaz à cycle simple	Pointe	100-200	5-10	Généralement très souple, vitesse d'augmentation rapide	Contrôlable
Turbine à gaz à cycle combiné	Intermédiaire	250-500	30-55	Généralement souple, mais avec une vitesse de charge minimale, vitesse d'augmentation modérée	Contrôlable
Production alimentée au charbon	Charge de base, intermédiaire	300-600	50-85	Limitée par le point de charge minimum, et vitesse d'augmentation modérée	Contrôlable
Production hydroélectrique au fil de l'eau	Charge de base, selon la disponibilité	125-500	40-60	Limité par les exigences de débit minimum pour la protection des poissons	Variable
Production hydroélectrique de stockage	Charge de base, de pointe	125-500	15-60	Limité par les exigences de débit minimum pour la protection des poissons	Contrôlable
Production nucléaire	Charge de base	1 000	90	Limitée par le point de charge minimum, et vitesse d'augmentation faible	Contrôlable
Production d'énergie éolienne	Selon la disponibilité	50-200	35-45	A besoin de vitesses de vent d'environ 14 à 70 km/h; s'éteint par temps froid (en dessous de -30 degrés Celsius) et possiblement dans des conditions de givrage.	Variables
Production d'électricité solaire PV	Selon la disponibilité	10-100	20	Limité par le rayonnement solaire et donc par la lumière du jour et la saison	Variables

Remarque : Taille typique d'après les chiffres de capacité des É.-U. (puissance installée)
Source : http://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_04_03.html

5. IMPACT DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES SUR LA FIABILITÉ

Les planificateurs et exploitants des réseaux électriques s'adaptent actuellement à des changements importants dans le bouquet énergétique; cela inclut notamment des ressources énergétiques distribuées plus petites connectées aux réseaux de distribution et directement aux installations des clients. Lorsque les exploitants de réseaux évaluent la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité, leur champ d'application n'inclut pas directement l'équipement et les installations utilisés dans le cadre de la distribution locale de l'électricité. Au niveau de la distribution, les répercussions des ressources énergétiques distribuées (RED) évoluent et les services de distribution en assurent le suivi. Cependant, ces répercussions sur le réseau de production-transport d'électricité ont fait l'objet de moins d'études. À l'instar des défis que doivent relever les exploitants de réseaux en matière d'intégration de plus grandes quantités de ressources énergétiques variables sur le réseau, l'intégration fiable de plus grandes quantités de RED présente également plusieurs défis, mais également des opportunités. Par conséquent, les exploitants de réseaux doivent évaluer les avancées dans le domaine des RED en ce qui a trait à leurs répercussions sur le réseau électrique au sens plus large et sur le maintien de la fiabilité.

5.1 Définition

Les RED sont de petits générateurs électriques connectés au réseau de distribution et comprennent une grande variété de technologies et de types. Les types de RED qui prédominent sont décrits dans le tableau suivant, conformément aux définitions employées par le NERC.

Tableau 5. Description des types de RED

Application de la RED	Description
Production distribuée	Toutes les petites génératrices électriques connectées au réseau de distribution ou au site du client. Par exemple, des panneaux solaires sur un toit résidentiel ou une petite cogénération à un site de client.
Production hors réseau	Une ou plusieurs génératrices à un seul endroit (quel que soit le propriétaire), de toute taille, du côté client du compteur qui dessert la totalité ou une partie de la charge au détail du client. Tout le matériel électrique de l'installation de production incluse au point de mesure est considéré comme étant hors réseau. Par exemple, l'électricité provenant d'un toit résidentiel qui est injectée dans le panneau électrique principal et, d'ici, au réseau public ou à utiliser dans le domicile/bâtiment.
Installation de stockage d'énergie	Un dispositif de stockage de l'énergie ou plusieurs dispositifs à un même endroit, du côté public ou du côté client du compteur au détail. Il peut s'agir de divers types de technologie, notamment une batterie, un volant moteur ou d'autres technologies de stockage.
Mini réseau	Un regroupement de plusieurs types de RED derrière le compteur du client à un point unique d'interconnexion et qui est capable de fonctionner de manière indépendante. Sa taille et sa complexité peuvent varier d'un bâtiment « intelligent » unique à un réseau plus large tel qu'un campus ou un parc industriel/commercial.

Cogénération	Production de plusieurs formes d'énergie, notamment l'électricité, la vapeur, la chaleur ou d'autres formes d'énergie ayant l'électricité comme produit dérivé. Par exemple, une centrale de cogénération dans un hôpital pourrait produire une partie de l'électricité et toute l'eau chaude nécessaire pour la lessive et le réseau d'eau chaude à partir de l'énergie résiduelle qu'il génère.

Source : http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/Distributed_Energy_Resources_Report.pdf

5.2 Avantages

Les RED sont considérées comme étant des éléments à part entière des futurs réseaux modernes. En augmentant les quantités de RED, cela changera la manière dont le réseau de distribution interagit avec le réseau de production-transport d'électricité dans son ensemble, et cela peut transformer les services de distribution en des sources actives d'énergie et de SEF.[35] La mise en œuvre des RED peut offrir l'avantage supplémentaire qui consiste à atteindre plus rapidement les objectifs climatiques et environnementaux en déplaçant la production électrique qui dépend des combustibles fossiles, telle que la production au charbon et au gaz. Elle peut également améliorer la résilience en cas de pannes, car la production électrique des réseaux RED n'est pas dans une région ou une installation concentrée. Les RED peuvent retarder le besoin d'investissement dans le réseau de transport et de distribution en réduisant les pertes électriques et en diminuant la demande d'électricité sur le réseau de production-transport d'électricité.

5.3 Défis

Les RED à de faibles niveaux de pénétration ne présentant pas nécessairement un risque pour la fiabilité du réseau électrique. Cependant, au fur et à mesure que les pénétrations augmentent, le passage d'une production synchrone et centralisée à une combinaison plus variée et hétérogène de technologies peut présenter des défis pour la fiabilité générale s'il n'est pas mis en œuvre et surveillé correctement.

Les RED peuvent entraîner (1) des besoins croissants d'augmentation de la sortie lorsque les ressources RED sont solaires PV, et (2) une hausse des fluctuations de tension en réduisant les charges sur les lignes de distribution et de transport. De plus, une perte imprévue de RED regroupées peut entraîner une instabilité de la fréquence et de la tension à des pénétrations de RED plus élevées. Également, la sortie variable des RED peut être à l'origine de défis en matière de satisfaction de la demande et d'équilibre du réseau pour les exploitants de réseaux qui n'ont généralement pas le contrôle des RED ou qui ne les observent pas. Bien que l'on puisse avoir recours à la modélisation pour prévoir les changements de température, la vitesse du vent et le rayonnement solaire qui influent sur la demande d'électricité et la sortie des ressources énergétiques variables, la nature fragmentée des RED les rend plus sensibles aux incertitudes, compte tenu du manque de visibilité des exploitants quant aux conditions de fonctionnement du réseau de distribution. Un certain degré de prévisibilité, ou une série d'outils capables de répondre aux changements anormaux de demande ou d'offre d'énergie, est nécessaire pour assurer la fiabilité du fonctionnement du réseau.

[35] http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/Distributed_Energy_Resources_Report.pdf

5.4 Rôle des convertisseurs intelligents

L'énergie produite par les RED peut être directement connectée en tant que générateurs synchrones ou en utilisant la technologie de conversion. Les convertisseurs intelligents ont la capacité de limiter les effets des variations des sorties énergétiques des RED sur les tensions du réseau de distribution et de réduire les fluctuations de la tension. En maintenant la tension et une alimentation continue (c'est-à-dire la capacité de continuer à fonctionner avec des changements de tension), les convertisseurs peuvent garantir une tension régulée et constante dans tous les réseaux qui ont une grande proportion d'éoliennes et de batteries solaires.

Les convertisseurs intelligents augmentent la capacité d'accueil efficace du réseau pour l'énergie issue des RED. La technologie peut assurer la fiabilité des réseaux d'alimentation qui représentent le réseau de distribution conçu pour transmettre l'énergie dans une direction, c'est-à-dire vers les clients. Les convertisseurs permettent à l'énergie produite par les RED de se déplacer dans la direction opposée et de s'injecter dans le réseau de distribution.[36] De plus, les convertisseurs intelligents peuvent offrir une compensation dynamique pour fournir une puissance réactive visant à réduire les fluctuations de tension et à maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Les miniréseaux dépendent des convertisseurs intelligents pour optimiser le fonctionnement des ressources disponibles avec les charges électriques locales.

5.5 Gestion de quantités accrues de RED

La mise en œuvre à grande échelle des RED requiert une prévision structurée de la sortie des RED et des charges sur le réseau de distribution hôte, une meilleure visibilité en ce qui concerne le fonctionnement et l'état des RED, une modélisation des ces réseaux de distribution et leur bonne intégration dans le réseau de distribution. Pour cela, il faut peut-être apporter des changements à l'infrastructure, aux procédures opérationnelles et aux règles du marché qui s'appliquent au réseau et aux générateurs. Les RED nécessitent aussi une gestion supplémentaire et des efforts d'éducation pour exploiter plusieurs stations, ainsi qu'une compréhension plus nuancée des besoins énergétiques régionaux afin de mieux modeler les services de production.[37]

6. AUTRES TECHNOLOGIES APPLICABLES POUVANT FOURNIR DES SEF

La présente section est axée sur les nouvelles technologies et les technologies novatrices en cours de déploiement pour fournir des SEF. Les technologies de stockage de l'énergie sont de plus en plus appliquées et adoptées compte tenu des réductions de coûts, des améliorations du rendement et des nouvelles applications des technologies.[38]

---

[36] Trabish. "Smart inverters: The secret to integrating distributed energy onto the grid". UtilityDIVE. 4 juin 2014. http://www.utilitydive.com/news/smart-inverters-the-secret-to-integrating-distributed-energy-onto-the-grid/269167/

[37] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032105000043

[38] Le rôle des centrales hydroélectriques de stockage dans le cadre de la fourniture de SEF fait l'objet d'une discussion dans le chapitre 4 et n'est pas répété ici.

Ces technologies de stockage de l'énergie sont capables de fournir des SEF. Elles sont capables de retirer de l'électricité du réseau pendant les périodes de surplus, de les réinjecter plus tard lorsque la demande du client en électricité est élevée et de fournir des services d'augmentation de la sortie, de soutien de la fréquence et de contrôle de la tension.

6.1 Nouvelles technologies de stockage

Des technologies de stockage sont déployées à grande échelle dans un certain nombre de régions pour fournir des SEF. Les deux principaux types de stockage d'énergie utilisés dans le réseau de production-transport d'électricité sont le stockage dans des batteries et la technologie des volants d'inertie.[39] Les batteries peuvent fournir des SEF, car elles peuvent rapidement ajuster leur entrée ou sortie, ce qui est une condition nécessaire pour satisfaire à la demande et contrôler la fréquence. Les volants d'inertie sont bien adaptés pour la régulation de la fréquence. Ces technologies peuvent aussi offrir un contrôle de la tension avec les modifications et le matériel nécessaires.

Ces technologies sont appliquées aux réseaux pour fournir des SEF, notamment le signal de régulation dynamique D de PJM Interconnection (PJM) qui a permis d'élaborer de grandes quantités de stockage d'énergie.[40] À la suite d'une ordonnance[41] de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC, décrite plus en détail à la section 7) des États-Unis, PJM a élaboré le signal de prix Regulation D qui récompense les projets de stockage ayant une réponse rapide. L'Ontario donne un autre exemple de technologies de stockage qui contribuent aux SEF. En 2012, l'Independent Electricity System Operator (IESO) a commencé à demander des services de régulation sous contrat avec des volants d'inertie et des centrales de stockage dans des batteries. Par l'entremise de ce programme, l'IESO a fourni 6 MW à partir de deux installations de stockage d'énergie, précisément à des fins de service de régulation. En reconnaissant les avantages potentiels du stockage d'énergie dans le cadre de la prestation de ces services et de la promotion de l'adoption des technologies de stockage, le plan d'énergie à long terme de 2013 de l'Ontario a établi un objectif de fourniture de 50 MW de stockage d'énergie. Par l'intermédiaire d'une première phase d'acquisition de stockage d'énergie de réseau en 2014, l'IESO a sélectionné cinq projets qui représentent environ 34 MW de stockage d'énergie pour offrir des services de régulation ou un soutien réactif et un contrôle de la tension pendant trois ans. La majorité de ces projets devrait être mise en œuvre d'ici le milieu de l'année 2017, et le premier de ces projets devrait débuter à la fin de 2016.

6.2 Systèmes de transport CA flexibles

Les systèmes de transport CA flexibles sont une autre technologie utilisée pour augmenter la fiabilité du réseau. Ils comprennent une technologie basée sur l'électronique de puissance et des contrôleurs qui permettent un contrôle rapide de la tension grâce à une fourniture rapide de puissance réactive

[39] Les volants d'inertie utilisent l'énergie de rotation sous la forme d'une masse tournante ou d'un rotor pour stocker l'énergie. En augmentant la vitesse du rotor, ils peuvent retirer de 'énergie du réseau et la stocker sous la forme d'énergie de rotation, puis, injecter l'énergie dans le réseau en puisant l'énergie de rotation du rotor.

[40] PJM Interconnection est un organisme de transport régional qui coordonne le mouvement de 'électricité en gros dans la totalité ou une partie des états suivants : Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, Caroline du Nord, Ohio, Pennsylvanie, Tennessee, Virginie, Virginie-Occidentale et le district fédéral de Columbia.

[41] Ordonnance 755 de la FERC

d'induction (consommation) ou de puissance réactive de capacité (fourniture). La puissance réactive empêche les grandes fluctuations de tension pouvant provoquer des pannes d'électricité; donc, grâce aux systèmes de transport CA flexible, le transport peut être plus fiable et plus efficace. Les systèmes de transport CA flexibles sont un regroupement de différentes technologies qui, ensemble, améliorent la fiabilité et la contrôlabilité. Un compensateur statique d'énergie réactive (CER) est un type de technologie de système de transport CA flexibles sans pièce mobile importante, qui peut être appliqué au transport et aux utilisations de contrôle de la tension industrielle en fournissant une puissance réactive rapide.

6.3 Réponse à la demande

La réponse à la demande réduit les charges de pointe du réseau en poussant les consommateurs à changer leur utilisation d'énergie en passant à des périodes de demande moindre. Les ressources de réponse à la demande peuvent être sollicitées lorsque la fréquence chute après une panne de générateur et aident ainsi à restaurer la fréquence.

Tableau 6. Sommaire des autres technologies SEF applicables

Technologie	Description	Possible SEF offert	Exemple/étude de cas
Stockage	Permet de retirer l'énergie pendant les périodes de surplus et de la réinjecter au besoin	Services de régulation, augmentation de la sortie, contrôle de la tension	Cadre d'acquisition de stockage d'énergie de l'IESO
Système de transport CA souple	Dispositifs qui améliorent le contrôle et la stabilité afin d'augmenter les capacités de transport de l'électricité CA	Soutien de la fréquence, contrôle de la tension	L'EPRI et le New York Power Authority's 2003 ont coordonné la commande[42] de deux contrôleurs de système de transport CA souples utilisés pour retirer de l'énergie d'une ligne et pour la livrer sur une autre.
Réponse à la demande	Le consommateur effectue des changements pour réduire l'énergie lorsque la demande d'électricité est élevée	Contrôle de la fréquence, contrôle de la tension	Programme pilote de réponse à la demande de l'IESO et Réponse à la demande basée sur la capacité

7. INITIATIVES DE RÉGLEMENTATION

Un certain nombre d'initiatives de réglementation ont récemment été mis en œuvre pour augmenter la disponibilité des SEF. Avant de discuter de ces initiatives de réglementation, il est utile de discuter du

[42] Pour plus de renseignements, se reporter au site http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/flexible-ac-transmission-the-facts-machine

cadre réglementaire et administratif destiné à établir les normes de fiabilité à la base du fonctionnement fiable du réseau de production-transport d'électricité nord-américain.

La NERC a reçu la certification d'Organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ) pour les États-Unis en 2006. L'élaboration d'une norme (ou les modifications apportées à une norme existante) peut provenir de la NERC, ou la FERC peut lui demander de créer une norme en cas de vulnérabilité.[43, 44] À la suite d'un processus de vote, les normes sont présentées au conseil d'administration de la NERC (trois des membres de ce conseil sont des représentants canadiens) pour une approbation finale avant de l'envoyer à la FERC.[45] Une fois approuvées, ces normes de fiabilité deviennent obligatoires et peuvent être mises en application par la NERC aux États-Unis, sous la supervision de la FERC.

Au Canada, ce sont les provinces qui s'occupent de reconnaître la NERC en tant qu'organisation responsable de la fiabilité du service d'électricité, d'adopter les normes de fiabilité de la NERC et d'établir des mesures pour surveiller et faire respecter les normes. Les provinces et l'Office national de l'énergie (dans le cas des interconnexions internationales) ont établi des processus relatifs à l'acceptation, à l'adoption, au rejet ou à la personnalisation des normes approuvées par la NERC dans leurs compétences. Comme aux États-Unis, une fois qu'elles sont adoptées, les normes sont obligatoires et exécutoires.

7.1 Initiatives de la FERC

Dans son ordonnance établissant un transport à libre accès,[46] la FERC a défini une gamme de services auxiliaires qui englobe certains des SEF. La FERC a émis un certain nombre d'ordonnances concernant la fourniture de ces services auxiliaires, notamment certains des SEF. En s'appuyant sur le travail effectué par le groupe de travail chargé des services de fiabilité essentiels de la NERC, la FERC a exprimé des préoccupations concernant le fait que la mise hors service prévue de grands nombres de ressources à charge de base, synchrones, combinées, en plus de l'ajout d'un plus grand nombre de ressources énergétiques variables, de réponse à la demande et de production distribuée telles que l'énergie éolienne et solaire, réduira la disponibilité des SEF au sein de certains réseaux interconnectés.

Ordonnance 819

En novembre 2015, la FERC a publié une règle définitive permettant de vendre des services de régulation primaire de la fréquence (décrit à la section 2) aux prix courants. Cette règle a pour but d'inciter à la fourniture de ces services et d'encourager la concurrence dans le cadre des ventes. Le même jour, la FERC a éliminé l'exemption relative aux éoliennes des exigences de puissance réactive

[43] La FERC régule le transport d'électricité, de gaz naturel et de pétrole entre les États, et, dans le cadre de cette compétence, a une grande influence sur les marchés de gros de l'électricité et sur les politiques aux États-Unis.
[44] https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2016/reliability-primer.pdf
[45] http://www.rncan.gc.ca/energie/electricite-infrastructure/18793
[46] L'ordonnance 888 de la FERC a exigé le dégroupage des services électriques et la séparation des fonctions de marketing pour ces services nouvellement dégroupés, a demandé aux services publics d'offrir un accès ouvert à leurs échelles tarifaires

(également abordé à la section 2). Les générateurs éoliens doivent donc fournir une puissance réactive pour assurer la fiabilité du réseau de transport et améliorer son efficacité.[47]

Avis d'enquête de février 2016 et avis d'ébauche de règles de novembre 2016

En février 2016, la FERC a publié un avis d'enquête pour demander des commentaires sur la réforme des règles et règlements relatifs à l'indemnisation et à la fourniture d'une régulation de la fréquence.[48] Avec la mise hors service des centrales à charge de base (décrites à la section 4) et la quantité croissante de ressources énergétiques variables, la FERC a remarqué que de nouvelles ressources fournissant une régulation primaire de la fréquence étaient nécessaires. L'avis d'enquête demandait un avis afin de déterminer la nécessité d'apporter des modifications aux ententes d'interconnexion des petits et générateurs afin d'exiger des capacités de régulation de la fréquence pour les nouvelles ressources énergétiques, notamment les ressources énergétiques variables. Il cherchait également à clarifier l'importance et la faisabilité de l'établissement potentiel d'exigences en matière de régulation de la fréquence pour les ressources existantes, et de la création de mécanismes d'indemnisation et d'acquisition pour la régulation primaire.[49]

À la suite de l'avis d'enquête susmentionné, un avis d'ébauche de règles de novembre 2016 a introduit de nouvelles exigences pour assurer une régulation primaire de la fréquence plus solide et plus étendue. L'avis d'ébauche de règles de la FERC a proposé d'ajouter un mandat aux accords d'interconnexion des petits et grands générateurs (LGIA, SGIA) exigeant, en tant que condition préalable à une interconnexion, que toutes les nouvelles installations de production (synchrones et non synchrones) possèdent une capacité de régulation primaire de la fréquence.[50]

7.2 Autres initiatives

En dehors de la FERC, les exploitants de réseaux individuels se tournent également vers des réformes réglementaires pour s'adapter à un bouquet énergétique changeant. À titre de province ayant le plus grand nombre de clients utilisant de l'électricité au Canada, l'Ontario donne plusieurs bons exemples de ces réformes réglementaires.

L'IESO est chargé de la planification du réseau électrique et de l'administration des règles du marché de l'Ontario qui régissent le fonctionnement du marché de l'électricité. La conception d'origine du marché de l'électricité en gros de l'Ontario n'avait pas prévu les niveaux élevés de production variable. Par conséquent, les générateurs éoliens en Ontario étaient généralement considérés comme étant des générateurs « intermittents », ce qui signifie qu'ils étaient assujettis aux mêmes règles que d'autres générateurs tels que les générateurs alimentés au gaz naturel et les générateurs nucléaires. Au lieu de cela, les générateurs éoliens étaient traités comme des unités « devant produire constamment », et ils étaient

[47] https://www.ferc.gov/media/news-releases/2015/2015-4/11-19-15-E-1.asp#.WMnibmPQif4
[48] Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System – Primary Frequency Response, Notice of Inquiry, 154 FERC ¶ 61,117 (2016) (Frequency Response NOI).
[49] https://www.ferc.gov/media/news-releases/2016/2016-1/02-18-16-E-2.asp#.WMnh3GPQif4
[50] https://www.ferc.gov/media/news-releases/2016/2016-4/11-17-16-E-3.asp#.WMpUymPQif4

libres d'injecter de l'énergie dans le réseau électrique de l'Ontario. Les générateurs éoliens étaient assujettis à des règles de conformité très limitées en ce qui concerne la production d'énergie, et ils ne recevaient pas d'instructions de répartition (c'est-à-dire des instructions visant à augmenter ou à diminuer la quantité d'électricité produite) de la part de l'IESO. Toutefois, en réponse à la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*[51], l'Ontario a connu une très forte augmentation de la quantité de ressources énergétiques variables sur son réseau d'électricité.

Ainsi, en 2011, l'IESO a commencé à remanier les règles du marché afin de s'adapter à l'augmentation des ressources énergétiques variables (en particulier l'énergie éolienne). Ce remaniement a pris fin en septembre 2013, lorsque les grands générateurs éoliens (c'est-à-dire ceux qui étaient connectés au réseau de transport) ont perdu leur désignation de générateur « intermittent » et sont devenus des générateurs « variables »,[52] ce qui signifie qu'ils n'allaient pas être assujettis aux instructions de répartition de l'IESO. Effectivement, l'IESO est maintenant capable d'utiliser ces projets éoliens de plus grande envergure pour fournir un service de satisfaction de la demande, au besoin. Dans le cadre de ce changement, des exigences ont été mises en œuvre pour que tous les générateurs variables fournissent à l'IESO des données de surveillance opérationnelle et météorologique à des fins de prévisions centralisées, qui ont finalement permis à l'IESO de gérer de manière fiable le réseau avec une pénétration accrue de ces types de ressources.

Flexibilité accrue des ressources et amélioration des prévisions souhaitées par l'Ontario

Plus récemment, l'IESO a déterminé le besoin de plus grande flexibilité des ressources énergétiques variables et des ressources non variables, ainsi que le besoin d'une méthodologie améliorée de prévision afin que l'IESO puisse répartir de manière plus adaptée les ressources éoliennes et solaires en fonction de la disponibilité des ressources. Les besoins particuliers qui ont été déterminés sont liés au suivi de la charge (comme le décrit la section 2). Entre 2017 et 2018, l'IESO estime que le réseau demandera une capacité d'augmentation de la sortie pouvant atteindre 1 000 MW. Dans le cadre d'un processus d'engagement des intervenants publics appelé *Enabling System Flexibility* (Rendre le réseau souple), l'IESO enquête actuellement sur des moyens d'offrir plus de souplesse pour répondre aux besoins accrus d'augmentation de la sortie.

Exigences de l'Ontario en matière de régulation primaire de la fréquence

L'IESO a également modifié ses règles de marché pour exiger des projets éoliens de plus de 50 MW de fournir une régulation primaire de la fréquence. Ces exigences sont examinées dans le cadre des évaluations de l'impact sur le réseau, effectuées conformément au processus d'interconnexion. Si cette

---

[51] Le Projet de loi 150 : *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* a étendu le pouvoir du gouvernement pour assurer de manière plus directe le développement des ressources du côté de la demande et l'offre d'énergie renouvelable, en mettant l'accent sur la création d'emplois « verts ».

[52] La production variable correspond à toutes les ressources éoliennes et solaires photovoltaïques ayant une capacité installée de 5 MW ou plus, ou toutes les ressources éoliennes ou photovoltaïques directement connectées au réseau contrôlé par l'IESO.

capacité est jugée indisponible sur le plan commercial pour l'éolienne, l'exigence n'est pas mise en œuvre. Clairement, imposer différentes exigences à différentes éoliennes pose un problème.

8. OBSERVATIONS ET CONSTATATIONS

Les SEF jouent un rôle essentiel pour assurer la fiabilité de notre offre d'électricité. Néanmoins, alors que les grands générateurs traditionnels sont mis hors service, l'offre de ces divers SEF est réduite à un moment où la quantité de ressources énergétiques variables (en particulier, l'énergie éolienne et solaire PV), qui, historiquement, n'ont pas fourni de tels services, augmente. De plus, dans certains marchés, cette hausse entraîne une augmentation des besoins en SEF. Étant donné leur rôle essentiel pour assurer la fiabilité du réseau, il est important que des quantités suffisantes de SEF soient disponibles pour les exploitants du réseau qui en dépendent pour assurer une fiabilité et maintenir la qualité énergétique. Enfin, lorsque l'on compare les coûts des ressources énergétiques traditionnelles et variables, il faut bien tenir compte de la fourniture des SEF. Ces coûts incluent des coûts d'investissement supplémentaires pour les ressources énergétiques variables pour qu'elles puissent fournir des SEF, ainsi que des coûts de fonctionnement accrus pour pouvoir s'assurer que suffisamment de SEF sont disponibles.

Comme nous l'avons vu précédemment, on a de plus en plus recours aux éoliennes pour fournir des SEF. Il existe des exigences au Québec et en Ontario pour que les plus gros projets éoliens fournissent une réponse inertielle et une régulation primaire de la fréquence. Hydro-Québec TransÉnergie et la FERC exigent que les éoliennes puissent fournir une puissance réactive pour le contrôle de la tension. Ces activités dans ces régions peuvent servir de modèles pour d'autres compétences dans lesquelles le niveau de pénétration des ressources énergétiques variable est en hausse.

Les RED présentent également de nouveaux défis et offrent des possibilités de fourniture de SEF. Les réseaux solaires PV hors réseau et d'autres ressources de production distribuée peuvent changer la manière dont le réseau de distribution interagit avec le réseau de production-transport d'électricité; le réseau de distribution sert ainsi de source d'énergie et de SEF pour le réseau de production-transport d'électricité plus large. Cependant, pour que cela ait lieu sans répercussions sur la fiabilité du réseau, les exploitants de réseaux ont besoin d'une meilleure visibilité et d'un meilleur contrôle sur le fonctionnement de ces ressources. De plus, une planification relative aux futurs niveaux de pénétration et aux modes de fonctionnement est nécessaire. Finalement, de nouvelles exigences d'interconnexion pourraient être nécessaires pour les RED.

Les organismes de réglementation et les décideurs ont un rôle important à jouer dans le soutien de cet effort afin d'assurer que les SEF sont offerts aux exploitants de réseaux en vue de maintenir la fiabilité du réseau. Les organismes de réglementation et les responsables des politiques prennent des mesures dans les marchés où les ressources énergétiques variables sont fortement implantées. Aux États-Unis, compte tenu de l'accroissement de la production d'énergie éolienne dans de nombreux marchés américains, la FERC a imposé aux projets d'énergie éolienne l'exigence de fournir des services de gestion de la puissance réactive, qui contribuent à maintenir la tension du réseau, et demande à tous les générateurs assujettis à ses exigences en matière d'interconnexion d'être en mesure d'assurer une

régulation primaire de la fréquence. De plus, les exploitants de réseau, y compris l'IESO de l'Ontario, exigent que des ressources énergétiques variables (y compris l'énergie éolienne) fonctionnent de manière plus souple pour réduire les besoins en suivi de la charge. La Californie a créé un nouveau service pour s'assurer qu'elle est en mesure d'augmenter ou réduire la production même en cas de fortes fluctuations de la demande d'électricité, après avoir pris en considération la puissance de sortie des installations d'énergie solaire et éolienne. Des mesures semblables pourraient être nécessaires dans d'autres compétences puisque la part des ressources énergétiques variables s'accroît.

ANNEXE A – GLOSSAIRE

Contrôle de la puissance active (*Active Power Control*) – Capacité à contrôler la sortie de puissance d'une ressource électrique donnée.

Services auxiliaires (*Ancillary Services*) – Services nécessaires pour appuyer le transport de la puissance électrique du vendeur à l'acheteur en tenant compte des obligations des zones de contrôle et des services de transport publics dans celles-ci afin de maintenir des activités fiables du réseau de transport interconnecté.

Réseau de production-transport d'électricité (*Bulk Power System*) – (A) installations et systèmes de contrôle nécessaires pour faire fonctionner un réseau de transport d'énergie électrique interconnecté (ou toute partie de celui-ci) et (B) énergie électrique provenant des installations de production nécessaire pour maintenir la fiabilité du réseau de transport.

Ce terme n'inclut pas les installations utilisées dans la distribution locale de l'énergie électrique.

Capacité nominale (*Capacity Rating*) – La sortie maximale qu'une ressource (machine, réseau, équipement) peut produire tout en fonctionnant correctement. Également appelée puissance installée.

Facteur de capacité (*Capacity Factor*) – Le rapport entre l'énergie électrique produite par un générateur pendant une période donnée et la quantité maximale hypothétique d'énergie électrique produite dans des conditions de fonctionnement à pleine puissance pendant la même période.

Ressources énergétiques distribuées (RED) (*Distributed Energy Resources* [DERs]) – Sources électriques décentralisées plus petites qui peuvent être regroupées pour fournir des services semblables et satisfaire aux demandes énergétiques identiques d'un réseau centralisé traditionnel. Elles incluent souvent diverses technologies d'énergie renouvelable.

Services essentiels de fiabilité (SEF) (*Essential Reliability Services* [ERS]) – Services optionnels fournis par des générateurs traditionnels, essentiels à une fiabilité soutenue du réseau électrique. Ils comprennent la fourniture d'un soutien de la fréquence, de maintien de la tension et d'équilibre des ressources et de la charge.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – Organisme indépendant chargé de la surveillance des transactions d'électricité entre les États, des tarifs d'électricité en gros, des tarifs des oléoducs et gazoducs, et de l'octroi de licences et de certifications aux projets hydroélectriques et de gaz naturel. Elle existe au sein du département de l'Énergie.

Réponse en fréquence (*Frequency Response*) – Réponse corrective automatique du réseau qui est généralement fournie par une production synchrone destinée à équilibrer l'offre et la demande.

Inertie (*Inertia*) – L'énergie de rotation stockée dans un réseau électrique fournie par une production synchrone et par induction.

Kilowatt – Mesure d'électricité égale à 1 000 watts.

Prévision de la charge et de la production (*Load and Generation Forecasting*) – Outils utilisés pour prévoir la demande et les ressources ne pouvant pas être réparties à différentes échéances, périodes, en temps réel et durant plusieurs décennies.

Suivi de la charge (*Load Following*) – Capacité à ajuster la sortie de puissance lorsque la demande d'électricité augmente tout au long de la journée.

Point de charge minimum (*Minimum Loading Point*) – Le niveau de sortie minimum d'une technologie de production auquel elle fonctionne de manière fiable.

North American Electric Reliability Corporation (NERC) – Organisation sans but lucratif qui établit et tient à jour les normes de fiabilité nécessaires au sein du réseau de production-transport d'électricité. Elle comprend des régions électriques interconnectées et des organes régionaux de fiabilité qui les desservent, et s'étend dans tous les États-Unis, le Canada et le Mexique.

Contrôle de la puissance réactive et de la tension (*Reactive Power and Voltage Control*) – Capacité à contrôler la production et l'absorption de la puissance réactive afin de maintenir les tensions voulues et d'optimiser le transport et les pertes de puissance réelle de production.

Régulation (*Regulation*) – Service qui corrige les fluctuations à court terme de l'utilisation d'électricité pouvant avoir une influence sur la stabilité du réseau électrique.

Générateurs synchrones (*Synchronous Generators*) – Générateurs énergétiques synchronisés avec le réseau électrique et sont facilement accessibles pour fournir des services auxiliaires en cas de changements imprévus de la charge ou de la production.

Production variable (*Variable Generation*) – Ressources de production (généralement renouvelables) dont le combustible principal varie peut fortement varier et de manière imprévisible, causant ainsi des fluctuations de disponibilité de la puissance, de la fréquence et de la tension.

ANNEXE B – RÉFÉRENCES

« After the Blackout: Implementation of Mandatory Electric Reliability Standards in Canada. » juillet 2015, Energy and Mines Ministers' Conference, Halifax (N.-É.).

American Wind Energy Association. « Iowa Wind Energy. » 2016, Washington (D.C.)

American Wind Energy Association. « North Dakota Wind Energy. » 2016, Washington (D.C.)

CAISO. « Flexible Ramp Product FAQs. » Automne 2016 https://www.caiso.com/Documents/FAQforFlexible RampingProduct.pdf

CAISO. Figure: « Net Load – March 31 » Duck Curve. https://www.greentechmedia.com/articles/read/retired-cpuc-commissioner-takes-aim-at-caisos-duck-curve

Chang, Judy. « Challenges of Renewable Integration: Comparison of Experiences. » Octobre 2012, The Brattle Group, Cambridge, MA. Présenté à RETECH 2012 : 4e conférence et exposition annuelle sur la technologie des énergies renouevlables.

Cornelius, Adam, *et al.* « Assessing Environmental, Economic, and Reliability Impacts of Flexible Ramp Products in Midcontinent ISO. » Août 2015, Institute of Electrical and Electronic Engineers, Washington D.C.

Ela, E., *et al.* « Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation. » Septembre 2014, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

Electric Power Research Institute. « Distributed Energy Resources ». Palo Alto, CA. http://www.epri.com/Our-Work/Pages/Distributed-Electricity-Resources.aspx

Electrical Theory and Practice Tests. « Base Load Plants – Peak Load Plant : Difference. » Electrical Theory and Practice Tests. http://electricalengineeringtutorials.com/base-load-plants-peak-load-plant-difference/

Facteau, M., *et al.* « Assessment of ENERCON WEC Grid Performance based on Hydro-Québec System Requirements: a cooperation between ENERCON and Hydro-Québec. » Février 2010.

Federal Energy Regulatory Commission. « Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System-Primary Frequency Response. » Février 2016, Washington D.C.

Federal Energy Regulatory Commission. « Reliability Primer. » Décembre 2016. https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2016/reliability-primer.pdf

Fischer, M. « Operational Experiences with Inertial Response Provided by Type 4 Wind Turbines. »

IESO. « Enabling System Flexibility: Stakeholder Engagement Meeting #2 », août 2016, Ontario.

IESO. « 2016 IESO Operability Assessment – Summary: Review of the Operability of the

IESO-Controlled Grid to 2020. » Juin 2016, Ontario.

Institute for Energy Research. « Electricity Generation. » Septembre 2014, Institute for Energy Research. http://instituteforenergyresearch.org/electricity-generation

Commission électrotechnique internationale. « Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electric Energy Storage. » 2012, Genève, SUI.

Agence internationale pour les énergies renouvelables. « Innovation Outlook: Renewable Mini-grids, Summary for Policy Makers. » 2016.

Agence internationale pour les énergies renouvelables. « Smart Grids and Renewables: A Guide for Effective Development. » Novembre 2013.

Kirby, Brendan J. « Frequency Regulation Basics and Trends. » Décembre 2004. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tenn. Géré par UT-Battelle, SARL pour le département de l'Énergie des États-Unis.

Moura, John & Shah, Pooja. « All Megawatts Are Not the Same. » Octobre 2015, North American Electric Reliability Corporation. Atlanta, Géorgie. http://www.energycentral.com/c/um/all-megawatts-are-not-same

Office national de l'énergie. « Panorama de l'électricité renouvelable au Canada : Analyse des marchés de l'énergie de 2016 ».

Navigant. « Ontario Smart Grid Assessment and Roadmap. » Janvier 2015, préparé pour le ministère de l'Environnement et de l'Énergie, Toronto (Ont.).

North American Electric Reliability Corporation. « Maintaining Bulk Power System Reliability While Integrating Variable Energy Resources – CAISO Approach. » Novembre 2013. http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC-CAISO_VG_Assessment_Final.pdf

North American Electric Reliability Corporation. « The Basics of Essential Reliability Services. » 2015, série de téléversements sur Vimeo.com. Atlanta, Géorgie. https://vimeopro.com/nerclearning/erstf-1

North American Electric Reliability Corporation. « Distributed Energy Resources: Connection, Modeling, and Reliability Considerations. » Février 2017, Atlanta, Géorgie.

North American Electric Reliability Corporation. « Essential Reliability Services, Abstract Report. » Novembre 2015, Atlanta, Géorgie.

North American Electric Reliability Corporation. « Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report. » Novembre 2015, Atlanta, Géorgie.

North American Electric Reliability Corporation. « Special Report: Standard Models for Variable Generation. » Mai 2010, Princeton, New Jersey. http://www.nerc.com/files/Standards%20Models%20for%20Variable%20Generation.pdf

National Renewable Energy Laboratory. « Eastern Renewable Generation Integration Study (EGRIS). » Août 2016. http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64472.pdf

National Renewable Energy Laboratory. « Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Photovoltaic Power Plant ». Avril 2017. http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf

National Renewable Energy Laboratory. « Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States. » Mars 2014. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf

PJM State & Member Training Dept. « Ancillary Services: Reserves ». Mai 2014, PJM. https://pjm.adobeconnect.com/_a16103949/p6mm5mg9wkh/

Poissant, Yves, Dignard-Bailey, Lisa. et Bateman, Patrick. « Situation présente et évolution du photovoltaïque : rapport annuel canadien » 2015, Canmet Energy, Ressources naturelles Canada et Association des industries solaires du Canada.

St. John, Jeff. « The California Duck Curve Is Real, and Bigger Than Expected. » 3 novembre 2016, Green Tech Media.

Département de l'Énergie des États-Unis. « Wind Technologies Market Report. » Août 2016, Oak Ridge, Tenn.

Département de l'Énergie des États-Unis. « Utility-Scale Energy Technology Capacity Factors. » Mars 2016, National Renewable Energy Laboratory. Oak Ridge, Tenn.

U.S. Energy Information Administration. « Glossary. »

Weiss, Jurgen. Ph. D. et Tsuchida, Bruce. « Integrating Renewable Energy into the Electricity Grid: Case Studies Showing How System Operators Are Maintaining Reliability. » Juin 2015, The Brattle Group. Préparé pour Advanced Energy Economy Institute.