



Smart Grid

« La contribution des **ressources énergétiques** distribuées pour équilibrer les **énergies renouvelables** »



SMART GRID

**« LA CONTRIBUTION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES
POUR ÉQUILIBRER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES »**

PRÉPARÉ PAR :

**DAVID BEAUVAIS ET ALEXANDRE PRIEUR
CANMETÉNERGIE, CENTRE DE RECHERCHE DE VARENNES**

ET

**FRANÇOIS BOUFFARD
UNIVERSITÉ MCGILL**

MARS 2012

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Les marchés de l'électricité procèdent à de nombreux ajustements pour mieux intégrer les énergies renouvelables. En effet, la production variable pose certaines problématiques d'intégration qui requièrent l'augmentation des niveaux de réserve opérationnelle. De plus, il est critique que ces réserves aient les caractéristiques dynamiques qui puissent appuyer et contrer la variabilité de la production. Alors que les grands réseaux électriques ont longtemps répondu aux problèmes de capacité en augmentant l'offre de production, de nouvelles approches dans la gestion des réseaux font leur apparition. Le recours à la gestion de la demande de pointe, à la production distribuée ou au stockage permet de soutenir le réseau de plus en plus aux prises avec des surplus d'énergie, mais des déficits de capacité.

La présente étude a exploré différentes ressources, situées sur les réseaux ou chez les clients, qui permettraient de pallier aux fluctuations des énergies renouvelables ou fournir de la réserve sur les marchés. La climatisation, le chauffage de l'eau et de l'air sont des applications qui se prêtent bien à une gestion, en raison de l'inertie thermique inhérente à ces charges. Le développement du *smart grid*, et plus particulièrement l'ajout de communication, permet maintenant d'exploiter ce potentiel. Avec l'ajout progressif de technologies de gestion de la demande, d'équipements électroménagers intelligents, de la production distribuée et du stockage, les réseaux de distribution seront la plaque tournante des futurs échanges énergétiques. Une tendance lourde liée au développement du *smart grid* milite en faveur du déploiement de ressources énergétiques distribuées pour réduire le stress sur le réseau et éventuellement, permettre le fonctionnement en micro-réseaux des villes. De plus, le *smart grid* est partie intégrante d'un ensemble de systèmes intelligents visant, par exemple, l'amélioration des milieux urbains (*smart city*) et du transport routier (*smart transportation*).

Le développement de modèles d'affaire favorables au déploiement de ressources énergétiques distribuées nécessite d'importants changements dans la structure et la réglementation de l'industrie électrique. Un changement de paradigmes vers davantage de solutions décentralisées est attrayant à plusieurs égards. Cependant, l'importante dimension politique qu'elle comporte requiert l'appui d'un grand nombre d'intervenants, de nouveaux acteurs de l'industrie, de l'industrie traditionnelle, d'organismes gouvernementaux, non-gouvernementaux et des consommateurs.

CITATION

D. Beauvais, A. Prieur, F. Bouffard, « Le *smart grid* pour équilibrer les énergies renouvelables – La contribution des ressources énergétiques distribuées », 2012-177 (RP-TEC) 411-FLEXIN , 64 pages.

AVIS

Le présent rapport est diffusé uniquement à titre documentaire. Il ne reflète pas nécessairement l'opinion du Gouvernement du Canada et ne constitue une recommandation à l'égard d'aucun produit commercial ni d'aucune personne. Ni le Gouvernement du Canada, ni ses ministres, agents, employés ou mandataires ne donnent de garantie à l'égard du présent rapport et n'assument aucune responsabilité liée à son utilisation.

REMERCIEMENTS

De nombreuses personnes ont fourni de l'information ou des conseils pendant l'élaboration et l'adaptation de ce document. CanmetÉNERGIE tient à remercier les personnes suivantes pour leur aide:

Alain Moreau, Laboratoire des Technologies de l'Énergie (LTE), Hydro-Québec

David Elzinga, International Energy Agency

Gavin Hume, Enbala

Geza Joos, Université McGill

Helen Whittaker, British Columbia Hydro (BC Hydro)

Julie Bossé, CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada.

Liuchen Chang, Université du Nouveau-Brunswick

Lisa Dignard, CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada.

Marc Potvin, Breton Banville et Associés (BBA)

Michel Losier, Énergie Nouveau Brunswick (Projet PowerShift Atlantique)

Pierre Fitzgerald et Régis Hourdouillie, Ericsson

Pierre-Olivier Pineau, Hautes Études Commerciales, Montréal

Seul Ki Kim, Korea Electrotechnology Research Institute

Simon Ayoub et Philippe Mabilieu, Université de Sherbrooke

Sophie Pelland, CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	1
2	Présentation du smart grid et des ressources énergétiques distribuées.....	3
2.1	Le rôle du <i>smart grid</i> dans l'intégration des RED	4
2.2	Les énergies renouvelables et la flexibilité des réseaux.....	6
2.3	L'agrégation des RED	8
2.4	Bénéfices des ressources énergétiques distribuées.....	10
3	Revue technique et scientifique.....	14
3.1	Résidentiel – Climatisation	14
3.2	Résidentiel – Électroménagers	16
3.3	Résidentiel – Chauffage de l'eau	18
3.4	Résidentiel – Accumulation thermique	24
3.5	Résidentiel – Chauffage électrique.....	25
3.6	Commercial – Gestion centralisée HVAC.....	26
3.7	Commercial – Génératrice d'urgence.....	27
3.8	Municipal – Cogénération et chaufferies urbaines	28
3.9	Municipal – Stations de pompage d'eau	28
3.10	Transport – Véhicules électriques	31
3.11	Autres charges	32
4	Le rôle des marchés dans l'intégration des ressources énergétiques distribuées	33
4.1	La planification des ressources de production	33
4.2	Structures et philosophies de marché.....	34
4.3	L'agrégation de charge	36
4.4	Les défis d'intégration	36
4.4.1	Défis techniques	37
4.4.2	Défis commerciaux	39
4.4.3	Défis sociaux et culturels	41
4.5	Facteur de succès	41
4.5.1	Analyser le contexte local	41
4.5.2	L'agrégation en centrales électriques virtuelles	43
4.5.3	L'agrégation en micro-réseaux : l'achèvement du smart grid	45
5	Résumé.....	47
6	Conclusion	49
7	Annexe 1 - Les services complémentaires de réseau.....	50
8	Références.....	53

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Vue d'ensemble du besoin de flexibilité et des ressources [1].....	8
Figure 2 : Intégration des RED, CanmetÉNERGIE, Varennes.....	9
Figure 3 : Diagramme bloc du système de contrôle agrégé de chauffe-eau électriques	18
Figure 4 : Équilibrage de la production éolienne avec des chauffe-eau électriques.....	21
Figure 5 : Profil diversifié de la demande électrique des chauffe-eau avec périodes de délestage (réservoir de 180 litres).....	23
Figure 6: Profil diversifié de la demande électrique des chauffe-eau avec périodes de délestage (réservoir de 270 litres).....	23
Figure 7 : Équilibrage de la production éolienne avec des accumulateurs thermiques centraux.....	25
Figure 8 : Projet EcoGrid (Danemark) – Ressources d'équilibrage considérées.....	28
Figure 9 : ENBALA – Fourniture de régulation	30
Figure 10 : Centrale électrique virtuelle	44
Figure 11 : Vision smart home/smart grid en Ontario 2011 [83]	45
Figure 12 : La réserve tournante d'une centrale et son lien avec les réserves primaires, secondaires et tertiaires [85]	51
Figure 13 : La réserve tournante d'une centrale et son lien avec les réserves primaires, secondaires et tertiaires [84]	52

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les services de réseau fournis par les RED et le but visé.....	5
Tableau 2 : Résultats simulés du contrôle de chauffe-eau pour offrir des services complémentaires de réseau.....	19
Tableau 3 : Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau pour une période de six heures.....	21
Tableau 4 : Les services complémentaires de réseau.....	50

1 Introduction

Les compagnies d'électricité auront à intégrer davantage d'énergie renouvelable variable au cours des prochaines années. L'éolien, le solaire, les hydroliennes, les centrales au fil de l'eau ou marémotrices sont au nombre des filières de production verte qui sont de nature fluctuante.

La variabilité des énergies renouvelables pose des problèmes opérationnels sur certains réseaux, où la production utilisée pour offrir les services complémentaires, tels que la régulation continue, n'est pas suffisamment flexible [1] [2]. Pour assurer la

continuité du service électrique, les ressources dédiées à l'équilibrage du réseau doivent être en mesure de répondre rapidement à des hausses ou des baisses de production variable, lesquelles s'additionnent parfois à une baisse ou une hausse soudaine de la demande [3].

Avec plus d'énergie renouvelable intermittente, davantage de réserve opérationnelle est requise [4], et cette réserve doit être en mesure de répondre plus rapidement aux variations de la production et de la demande [5]. Alors que les grands réseaux électriques ont longtemps répondu aux problèmes de capacité en ayant recours à la production d'électricité, une plus grande participation de la production distribuée, des bâtiments intelligents et du stockage est anticipée pour réduire le stress sur le réseau et même fournir de l'équilibrage [6] [7] [8] [9] [10] [11].

D'importantes forces poussent à des changements dans ce domaine :

- Les marchés de l'électricité sont tenus d'ouvrir la fourniture de services aux ressources non-traditionnelles, afin de respecter les normes de non-discrimination [12]. Des changements ont été apportés dans plusieurs marchés et le service de régulation est maintenant ouvert pour des clients possédant des charges de puissance moyenne [13].
- La réduction de la demande de pointe est souvent plus économique que le démarrage ou la construction de centrales. Les entreprises spécialisées dans la réduction de l'énergie et l'agrégation de ressources distribuées gagnent des parts importantes sur les marchés de capacité [14]. La tarification du transport de l'électricité sur les marchés en fonction des nœuds d'injection/éjection ou des zones de réseau (reflétant la congestion locale) accentue les bénéfices d'utiliser les ressources distribuées pour réduire la demande sur le réseau de transport.
- Des technologies de gestion de l'énergie grand public (résidentielle et commerciale) sont graduellement mises en marché [15] pour automatiser la consommation d'électricité. Le nombre d'électroménagers et thermostats intelligents augmentera graduellement à mesure que les anciens

Alors que les grands réseaux électriques ont longtemps répondu aux problèmes de capacité en ayant recours à la production d'électricité, une plus grande participation de la production distribuée, des bâtiments intelligents et du stockage est anticipée pour réduire le stress sur le réseau et même fournir de l'équilibrage

équipements seront remplacés, par désuétude ou par incitatifs, par des offres promotionnelles de revendeurs d'électricité ou de programmes d'efficacité énergétique.

- Le développement du transport électrique augmente la disponibilité de batteries sur les marchés, réduit son coût d'achat et de revente, et contribue à l'amélioration de son efficacité. Ce développement aura, à terme, pour effet d'introduire le stockage dans la chaîne d'approvisionnement de l'électricité, jusqu'à présent une industrie « *just-in-time* ». Des entreprises automobiles envisagent même, à terme, de recourir au véhicule électrique afin de fournir de l'électricité au réseau (vehicle-to-grid) [16].

Le développement des réseaux électriques intelligents (*smart grids*) contribue à relier le client avec les opérateurs, les marchés et les entreprises de services énergétiques [17]. Un « Internet de l'énergie » est en train de se développer, pour décarboniser le réseau, certes, mais également améliorer sa performance et sa fiabilité [18] [19] [20] [21] [22] [23].

Le présent document traitera de la contribution des ressources énergétiques distribuées, soit la gestion de la demande (*demand response*), le stockage et la production décentralisée afin d'équilibrer le réseau électrique et les énergies renouvelables. Les termes génériques « équilibrage » ou « régulation » sont parfois utilisés pour faciliter la lecture. L'annexe 1 à la fin de ce document vise à fournir des éclaircissements quant aux services complémentaires impliqués dans l'équilibrage du réseau.

Dans la première section, les concepts techniques seront présentés, ensuite suivra une revue technique et scientifique de projets de démonstration et d'études dans le domaine et finalement, la dernière section traitera des enjeux liés à la commercialisation et à l'adaptation des marchés d'électricité.

2 Présentation du smart grid et des ressources énergétiques distribuées

La modernisation des réseaux électriques vers un *smart grid* est en cours de développement afin d'améliorer leur fiabilité [24], faciliter l'intégration des énergies renouvelables et des voitures électriques, et mieux gérer la consommation d'électricité. Avec le développement du *smart grid*, davantage de ressources énergétiques distribuées (RED) sont déployées, telles que des batteries, de la production décentralisée et des technologies pour accroître la gestion de la demande des clients.

Les termes « ressources énergétiques distribuées », « charges flexibles » ou « ressources flexibles » seront couramment utilisés dans cette étude. Par distribué ou décentralisé, on entend un équipement (charge, production ou stockage) branché sur une ligne de distribution ou situé chez les clients.

Par flexible, on entend la possibilité que l'équipement soit dédié temporairement à supporter l'opération du réseau, de façon directe¹ (par un contrôle) ou indirecte (par une automatisation selon un signal de prix ou de délestage). Le terme « charge flexible » fait plus précisément référence aux équipements situés du côté du client et faisant l'objet d'une gestion par un opérateur ou un système de gestion de l'énergie.

Avec le développement du smart grid, davantage de ressources énergétiques distribuées (RED) sont déployées, telles que des batteries, de la production décentralisée et des technologies pour accroître la gestion de la demande des clients

Voici quelques technologies pouvant faire l'objet d'une gestion avancée :

- Chauffe-eau électrique, pompes à chaleur, plinthes chauffantes et planchers radiants;
- Électroménagers intelligents;
- Systèmes de chauffage biénergie;
- Chaufferies urbaines et centrales à cycle combiné (CHP);
- Systèmes de climatisation et de ventilation;
- Éclairage intérieur et extérieur;
- Production distribuée (groupes électrogènes, piles à combustibles, centrales au fil de l'eau, énergie solaire et énergie éolienne)
- Stockage par batterie stationnaire (une ou plusieurs unités mises en parallèle) ou mobiles (véhicules électriques); et

¹ Dans une étude récente du *National Energy Technology Laboratory* [10], on utilise l'expression « *demand dispatch* » pour décrire l'utilisation des charges flexibles dans l'opération des réseaux électriques. Textuellement « la répartition de la demande », permet de traduire l'idée qu'à l'opposé du « *generation dispatch* », réalisé actuellement dans les réseaux, des blocs de charges seraient programmés, suite à une planification centralisée ou une enchère, pour absorber ou libérer de la puissance. En Europe, le terme « pilotage de charge » est également utilisé.

- Stockage thermique de froid (banc de glace ou eau froide) et de chaleur (central et mural);

Parmi les technologies présentées, certaines sont encore peu présentes sur le réseau (p. ex. batteries stationnaires et voitures électriques), tandis que d'autres technologies sont déjà déployées à grande échelle (p. ex. chauffe-eau électrique, air climatisé et pompes à chaleur), mais ne sont pas intégrées intelligemment² au réseau. Certaines technologies sont de faible capacité, mais sont très répandues dans les commerces et résidences et sont davantage disponibles. D'autres équipements sont de grande capacité, mais sont peu disponibles pendant l'année. Certaines technologies se prêtent bien à une gestion de la consommation (délai de démarrage ou déplacement de consommation), alors que d'autres doivent suivre une cédule plus stricte de fonctionnement ou dans d'autres cas, leur gestion peut causer des désagréments à l'utilisateur.

Ce regroupement est donc très peu limitatif, car la possibilité ou non d'agir sur le fonctionnement normal d'un équipement relève autant des préférences de son utilisateur, de l'incitatif offert et des coûts de son intégration intelligente, que du seul défi technique. À différents niveaux, les technologies de l'information sont appelées à mener un rôle crucial pour agréger ces ressources et permettre leur participation dans la planification intégrée des ressources ou dans la dynamique des marchés. Le recours à ces ressources pour soutenir les réseaux électriques sous-entend qu'un réseau de communications fiable, rapide et sécuritaire est disponible.

2.1 Le rôle du *smart grid* dans l'intégration des RED

L'utilisation du stockage électrique ou thermique, de la production distribuée ou de la gestion de la demande chez les clients a été abondamment traitée dans les dernières années [25] [26] [27] [28]. De nombreuses compagnies d'électricité utilisent déjà des charges interruptibles ou des groupes électrogènes chez des clients afin de réduire la demande de pointe du réseau ou fournir de la réserve d'urgence [29] [30]. Avec le développement du *smart grid*, on vise à rendre cette gestion plus automatisée, à utiliser ces ressources pour offrir des réductions rapides de la demande, mais également une augmentation rapide de la demande, lors de surplus de production d'énergie. Une meilleure gestion de la demande est anticipée, mais essentiellement, c'est la fourniture de services complémentaires avec des RED, un service jusqu'à maintenant réservé aux centrales. Par exemple, le maintien de la fréquence pourrait être en grande partie réalisé par une gestion fine de la demande de charges flexibles [31] [32] dans le futur.

De nombreux services peuvent maintenant être offerts par des charges flexibles, de la production distribuée ou du stockage. Bien que présentes en faible nombre, les marchés de l'électricité

C'est la fourniture de services complémentaires avec des ressources énergétiques distribuées, un service jusqu'à maintenant réservé aux centrales, qui devient possible avec un réseau électrique intelligent

² Par « intégration intelligente », on suggère qu'il doit y avoir un partage d'information entre l'équipement, l'opérateur du réseau, l'utilité ou une entreprise spécialisée en gestion de la demande.

acceptent maintenant que des ressources non-traditionnelles participent à la fourniture de services complémentaires de réseau, comme la régulation³ [33]. Dans ces marchés, une grande industrie ou des ressources de petite puissance agrégées peuvent entrer en compétition directe avec les producteurs d'électricité. Pour connaître l'état de ces programmes, le Conseil ISO/RTO tient un inventaire des programmes actuels de gestion de la demande en Amérique du Nord [13]. Parmi les informations disponibles, les programmes de gestion de la demande sont classés par type de service (énergie, régulation, réserve et capacité). Il s'agit ici de services offerts sur les marchés de gros, cette liste n'inclut donc pas les programmes mis de l'avant par les utilités publiques ou des revendeurs pour gérer directement la pointe de leurs clients ou pour assurer un service d'urgence lors de pannes.

Plusieurs opportunités d'affaire peuvent pousser des entreprises à développer un portefeuille de ressources flexibles. Voici quelques services types pouvant être offerts sur les marchés ou à des services publics :

Tableau 1 : Les services de réseau fournis par les RED et le but visé

#	Nom du service	Type	But
1	Gestion de pointe	Énergie (non-ferme)	Réduction du coût d'approvisionnement. Offrir des réduction d'énergie à la pointe, à moindre coût qu'une centrale équivalente sur le marché. Pour les distributeur locaux, éviter des coûts d'énergie ou de facturation de puissance.
2	Allocation optimale des ressources	Énergie (non-ferme)	Stockage pour fins d'arbitrage du prix de l'électricité ou des gaz à effet de serre. Réduire la demande temporairement afin d'éviter des coûts de démarrage de centrales intermédiaires. Tirer profit des surplus ou des bas coûts de l'électricité.
3	Gestion de la capacité	Capacité (ferme)	Fournir une réduction ferme de l'énergie afin de réduire la congestion, à moindre coût que l'ajout d'infrastructure de production ou de transport. Pour les distributeurs locaux, éviter des investissements en réseau.
4	Réserve tournante	Réserve de contingence	Fournir de la réserve synchrone afin de combler les écarts de fréquence et d'énergie lors d'événements majeurs
5	Réserve non-tournante	Réserve de contingence	Fournir de la réserve non-synchrone afin de restaurer les niveau de réserve tournante (nécessite réponse en 10 minutes)
6	Réserve de remplacement	Réserve de contingence	Fournir de la réserve de remplacement pour restaurer la réserve tournante et non-tournante lors d'événements majeurs (nécessite réponse en 30 minutes)
7	Contrôle de la fréquence automatique	Réserve de régulation	Comblent les écarts de fréquence en continue par des relais sensibles à la fréquence (en absence d'événements majeurs)
8	Réglage automatique de la production (RAP)	Réserve de régulation	Comblent les écarts de fréquence en continue par la réception d'une consigne de l'opérateur (en absence d'événements majeurs)
9	Suivi de charge	Suivi de charge	Comblent les écarts en besoin d'énergie entre les ordres de répartitions (i.e. variation intra-horaires).
10	Gestion des surplus	Stockage de surplus d'énergie	Stocker l'énergie en surplus sur le réseau intégré afin d'éviter le délestage de la production
11	Gestion en réseau isolé	Stockage d'énergie locale	Stocker l'énergie pour fins d'ilotage d'une ligne de distribution ou afin de jumeler des énergies renouvelables dans un réseau autonome

Pour l'instant, des critères techniques⁴ ou des considérations économiques limitent l'utilisation des RED pour supporter le réseau. Par le développement de produits de consommation standardisés et plus intelligents, on anticipe une augmentation de ces services rendus par des charges chez la clientèle résidentielle, commerciale ou industrielle. Ces derniers pourraient échanger directement avec le marché ou être partie intégrante du portefeuille d'une entreprise agrégateur ou d'une utilité publique.

³ Voir l'annexe 1 pour plus de détails sur les différents services complémentaires

⁴ 100 kW est la capacité minimale souvent acceptée par les opérateurs.

2.2 Les énergies renouvelables et la flexibilité des réseaux

Par leur nature fluctuante, les énergies renouvelables variables exercent une pression sur l'opération du réseau et peuvent mener à des augmentations du coût de l'électricité. L'étude du CAISO [34] fait état de quatre problématiques associées à la variabilité des énergies renouvelables⁵. Ces problématiques ont été bien décrites dans l'étude du *Lawrence Berkeley National Laboratory* [35], soit :

- a) **L'ampleur des besoins horaires associés à la rampe** : La mise en disponibilité planifiée d'une plus grande capacité de production dans le but de suivre des variations horaires plus importantes. Les variations de la puissance éolienne peuvent s'additionner aux variations de la demande. Dans plusieurs régions, le vent a tendance à souffler davantage la nuit pour ensuite diminuer le matin, alors que la demande d'électricité durant cette même période connaît une augmentation.



Photo : CanmetÉNERGIE

- b) **La variabilité intra-horaire de la production** : Le recours à des ressources pour suivre les variations de production non planifiées à l'intérieur d'un bloc horaire. Des coûts importants sont associés à la réservation d'unités de production qui demeureront inutilisées (dans le cas d'une prévision adéquate ou une surproduction) et au recours à l'achat au prix marginal de l'électricité à un producteur local (dans le cas de sous-production).
- c) **Les surplus de génération** : Lorsque les centrales de base sont à leur plus faible régime, que les exportations sont à leur maximum et que la demande interne ne suffit pas à absorber la production d'énergie renouvelable (surtout éolienne), le recours au délestage de la production est parfois nécessaire. On observe même dans certains marchés des prix négatifs signalant des surplus d'énergie importants dans le réseau.
- d) **Une réduction ou augmentation quasi-instantanée de la puissance de sortie d'une centrale** : Des problèmes locaux de variation de tension peuvent être créés lors du passage d'un nuage au-dessus d'une ferme solaire. Contrairement aux machines tournantes (comme un rotor d'éolienne), la production solaire n'a pas d'inertie mécanique et des variations de 50 % en 90 secondes sont envisageables et même de 70 % en 5 à 10 minutes [36]. La régulation de tension en distribution ne faisant pas l'objet d'un « marché de services complémentaires », les coûts de modification de réseau sont souvent absorbés par les autoproducteurs ou par l'ensemble des payeurs de tarifs.

Du point de vue économique, l'introduction des énergies renouvelables variables augmente le besoin et par conséquent, le coût de services complémentaires⁶, en plus d'introduire de l'incertitude dans

⁵ Seuls les coûts liés à la variabilité de la ressource renouvelable sont décrits et non les coûts liés à l'intégration (prolongement de réseau, remplacement d'automatismes et modification à la protection, etc.).

⁶ Voir l'annexe 1 pour plus de détails sur les services complémentaires

l'exercice de répartition économique des centrales. Selon De Cesaro [37], l'augmentation de la pénétration éolienne sur les marchés augmenterait davantage les coûts de la répartition « *unit commitment cost* » que les coûts associés à la régulation ou à suivre la charge (*load following*). En effet, sur les marchés, des coûts de réservation sont payés à des centrales pour assurer leur disponibilité, si le besoin se présente. Un montant supplémentaire est ensuite payé à la centrale advenant son démarrage. Ce coût est souvent élevé, puisqu'il est souvent déterminé par le coût marginal de l'électricité sur le marché en temps réel, reflétant le coût réel de démarrage de la dernière centrale « économique ». Sur les réseaux de transport, ces coûts supplémentaires de l'éolien sont parfois absorbés par l'ensemble des utilisateurs du réseau ou par les propriétaires du parc éolien. En absence de marché, le paiement d'un service d'équilibrage est parfois exigé par l'opérateur de réseau qui dispose d'un parc de production cyclable. Pour le producteur offrant ce service, le montant exigé tient compte du coût d'opportunité associé au maintien d'une réserve « captive » pour l'équilibrage.

Le maintien de l'équilibre du réseau constitue l'un des grands défis que pose l'intégration d'une forte pénétration d'énergies renouvelables. Dans certaines régions, le parc de production actuel est flexible et permet plus facilement d'équilibrer l'intermittence des énergies renouvelables. La notion de « flexibilité » peut être décrite comme la capacité d'un réseau de varier rapidement la production ou de modifier rapidement la demande. Les complexes hydroélectriques avec réservoirs ont ainsi la possibilité d'emmagasiner de l'énergie et d'offrir des services d'équilibrage. Des turbines à combustion interne peuvent également être arrêtées ou mises en marche dans un intervalle de temps court (i.e. 10 à 20 minutes) et contribuer à l'équilibrage des réseaux, ce qui n'est pas le cas des centrales nucléaires qui sont plus lentes à augmenter ou réduire leur production et à démarrer ou arrêter. Les interconnexions à d'autres réseaux, des approches de marchés et la gestion de la demande offrent également la possibilité d'augmenter la flexibilité des réseaux [1]. De nombreuses études ont démontré qu'une forte pénétration d'énergie renouvelable fluctuante est possible, mais implique des changements constants à la planification des réseaux de transport et à leur opération [37] [38] [1]. La Figure 1 présente les besoins de flexibilité, de même que les ressources pouvant être mises à la disposition pour équilibrer les fluctuations de la charge nette (*net load*) ou répondre à une contingence.

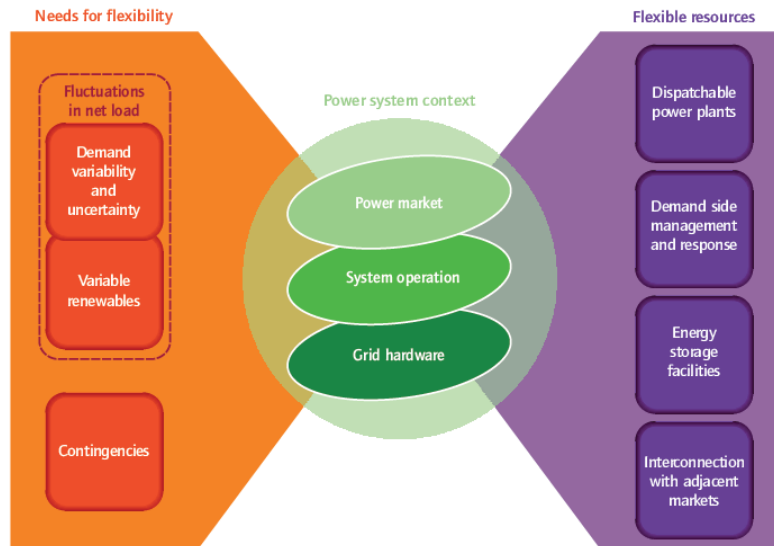


Figure 1 : Vue d'ensemble du besoin de flexibilité et des ressources [1]

Tel que présenté sur cette illustration, les RED telles que la gestion de la demande, le stockage, ainsi que certains types de production distribuée pourrait être mise à contribution pour accroître la flexibilité des réseaux électriques. Cependant, l'utilisation des RED pour soutenir le réseau exige d'adresser la problématique d'agrégation de petites charges, de petite production, de stockage et de leur intégration sur le réseau et dans les marchés.

2.3 L'agrégation des RED

L'intégration des RED pose de nombreux défis. Techniquement, les ressources distribuées sont de faible puissance, elles sont nombreuses et leur comportement est variable et pas complètement caractérisé. Pour l'opérateur du réseau, ces ressources sont jusqu'à maintenant souvent invisibles et incontrôlables. L'intégration de ces ressources dans les marchés de l'électricité pose d'autres défis. Les marchés exigent un certain volume, une puissance minimale ou de la télémessure, jusqu'à maintenant peu répandue sur le réseau de distribution ou chez les clients.

L'utilisation des ressources distribuées pour soutenir le réseau de transport ou de distribution exige d'adresser la problématique d'agrégation de petites charges, de petite production, de stockage et de leur intégration sur le réseau et dans les marchés.

Pour répondre à ce besoin, un nouvel acteur fait son entrée sur les marchés de l'électricité : L'agrégateur⁷. Ce type d'entreprise offre des services énergétiques à des opérateurs ou des utilités publiques en utilisant la flexibilité des charges/unités de production chez des commerces et des industries. Pour le moment, ce marché demeure relativement fermé aux secteurs résidentiels et aux

⁷ Parfois appelé « fournisseur de service de délestage de charge »

petits commerces. Aussi, les services de réseau pouvant être offerts par ces derniers demeurent nul ou limité dans plusieurs régions.

En considérant la tendance actuelle de l'industrie qui semble encourager, dans un premier temps, le déploiement de technologies de gestion de l'énergie dans les bâtiments et dans un second temps, une plus grande ouverture des marchés, ces entreprises devraient vraisemblablement jouer un plus grand rôle dans le futur. Une vision futuriste de l'agrégation de charge justifie un intérêt important des chercheurs pour les solutions de centrales électriques virtuelles et de micro-réseaux. Tel que présenté à la Figure 2 :

- Une centrale électrique virtuelle vise l'intégration d'un ensemble de ressources distribuées afin de fournir de l'énergie ou des services complémentaires de réseau. Prises individuellement, ces ressources de faible puissance ont peu d'impact. Regroupées, ces ressources distribuées peuvent offrir des services comparables aux centrales. L'emplacement physique de ces ressources n'est pas un facteur déterminant comme dans le cas d'un micro-réseau (plus bas) où le maintien de la fréquence ou de tension implique un échange local d'énergie.
- En mode micro-réseau, les ressources distribuées permettent d'assurer le service électrique (partiel ou total) lors de pannes sur le réseau principal. Les ressources doivent être à proximité, branchées sur un même poste ou ligne de distribution. Le contrôleur du micro-réseau doit se substituer à l'opérateur du réseau principal afin de maintenir la fréquence et la tension lors de l'ilotage planifié de celui-ci.

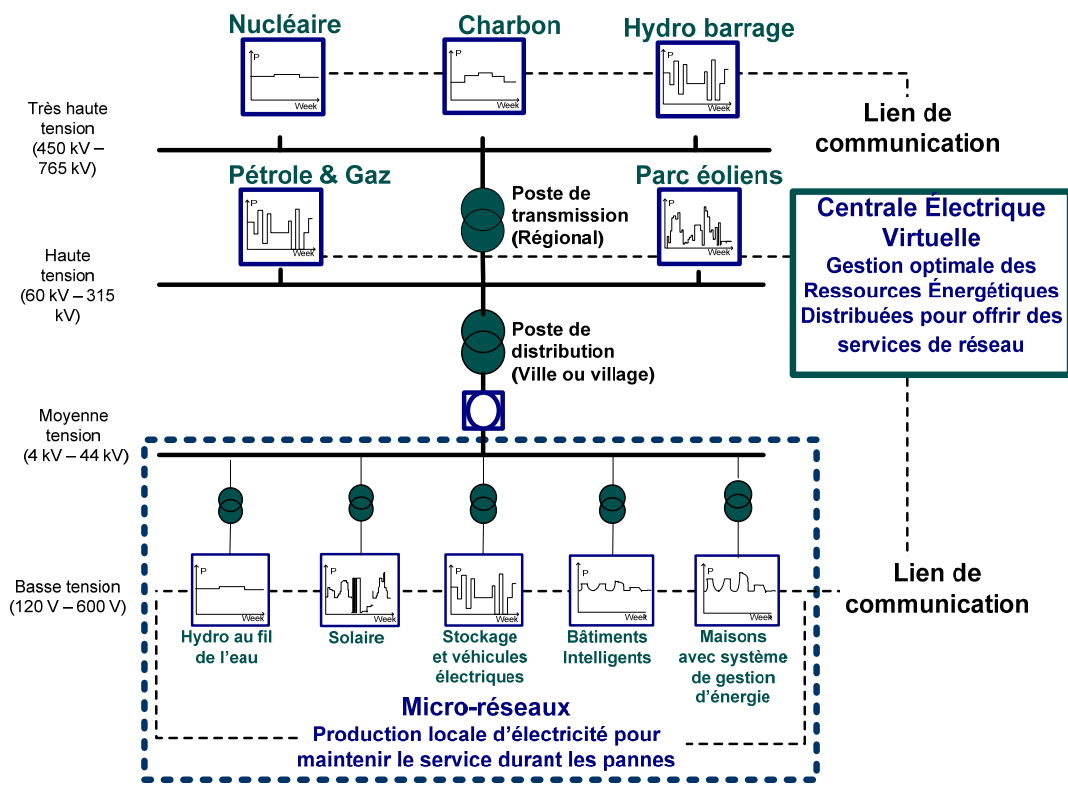


Figure 2 : Intégration des RED, CanmetÉNERGIE, Varennes

2.4 Bénéfices des ressources énergétiques distribuées

Selon les technologies du *smart grid* déployées dans un micro-réseau ou utilisées dans une centrale électrique virtuelle, l'utilisation de ces ressources peut mener à la réduction : de l'énergie consommée, de la pointe et des autres besoins liés à l'équilibrage du réseau. Ces nouvelles approches d'intégration des ressources distribuées permettent à la fois de maintenir la continuité d'alimentation, de répondre à des considérations économiques et environnementales, et d'assurer la sécurité énergétique des communautés. Voici quelques exemples d'applications d'intégration des ressources énergétiques distribuées dans l'opération des réseaux électriques. Les exemples de projets de démonstration sont tirés de projets canadiens dans le domaine.

Réduire la demande de pointe

L'utilisation du réseau durant l'année dépend beaucoup des caractéristiques de consommation des clients. Le réseau n'est utilisé à sa pleine capacité que quelques centaines d'heures par année. L'augmentation de la demande de pointe exige davantage de capacité de production, de transport et de distribution et induit des coûts supplémentaires d'opération et de maintenance. Cette augmentation exige également l'augmentation de réserves pour pallier aux pertes induites sur les réseaux de transport et de distribution à la pointe.

Le déplacement de la consommation, l'utilisation du stockage thermique ou par batterie, ainsi que la production ferme d'électricité de façon décentralisée permettent de réduire le stress sur le réseau et d'éviter les coûts associés à l'augmentation de la puissance sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement du réseau. Ils permettent également aux entreprises de production, de transport et de distribution de reporter des investissements en augmentation de capacité. Pour les clients résidentiels, commerciaux ou industriels, la réduction de la pointe réduit directement leur facture d'électricité si un tarif incitatif supporte la modulation de la demande dans le temps (p. ex. tarification différenciée, tarif à la demande, tarification en temps réel, tarification par période critique, etc.). Une gestion automatisée de la demande, alimentée par un prix sur les marchés de l'électricité permet de coordonner la réduction de la pointe du client et du réseau [39]. Sur les marchés, la capacité ainsi réduite ou autoproduite en distribution peut être vendue sur les marchés de capacité, par les entreprises électriques ou d'autres entreprises spécialisées en gestion de la pointe.

Éviter le démarrage de centrales coûteuses ou polluantes

Le démarrage de certaines centrales est parfois requis afin de fournir de l'électricité pendant une courte période ou pour suivre les fluctuations de la demande. De telles centrales sont parfois plus coûteuses à opérer que des centrales offrant une production de base. Ces centrales sont souvent alimentées par des carburants fossiles, tels que le diesel, le mazout ou le gaz naturel. Certaines centrales au charbon sont parfois utilisées pendant quelques heures. La gestion de la pointe permet d'éviter les émissions de gaz à effet de serre associés au démarrage de centrales de pointe [40].

Augmenter les réserves pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables

Plusieurs grands réseaux électriques n'ont pas suffisamment de ressources dites « flexibles » pour pallier aux fluctuations d'une importante capacité de production éolienne ou d'autres types de production variable. La mise en disponibilité d'un parc de charges flexibles et de ressources de stockage est visée par plusieurs opérateurs afin d'accroître les réserves allouées à suivre la production variable ou pallier aux contingences; elle fait l'objet de plusieurs projets de démonstration, comme le projet PowerShift Atlantique (voir encadré).

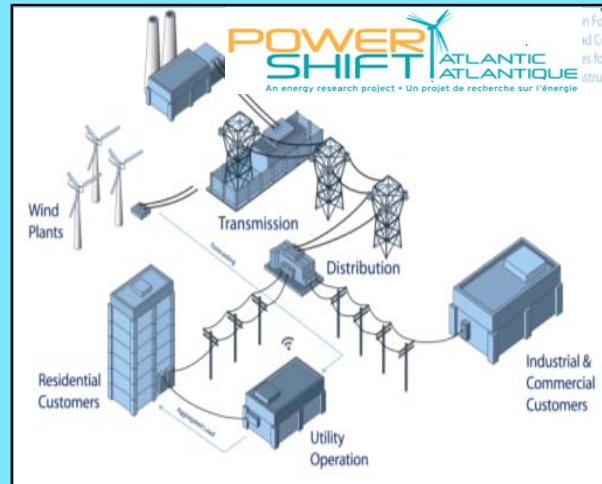
Projet PowerShift Atlantique [41]

Promoteur principal : Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB)

Région : Quatre collectivités maritimes au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard

Budget : 32 M\$

Les provinces maritimes possèdent un potentiel éolien significatif, alors que des facteurs d'utilisation jusqu'à 40 % sont enregistrés à différents endroits, particulièrement à l'Île-du-Prince-Édouard. Pour tirer le plein potentiel de cette ressource variable, un projet de recherche collaboratif a été lancé en 2010 en partenariat avec Ressources naturelles Canada par l'entremise du Fonds pour l'énergie propre, Énergie Nouveau-Brunswick, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, Maritime Electric, Nova Scotia Power, exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (NBSO), l'Université du Nouveau-Brunswick (UNB), le gouvernement du Nouveau-Brunswick et le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard. Ce projet d'une durée de quatre ans se concentre sur les moyens de pallier aux fluctuations horaires de la production éolienne par la gestion des charges situées chez les clients. En utilisant ainsi certaines charges flexibles chez un grand nombre de clients participants, il pourrait être possible d'éviter le recours à une centrale thermique pour fournir le service de suivi de charge et de réserve tournante. Cette situation se produit à quelques reprises dans l'année, lorsque la production hydraulique ne peut fournir ce service. Avec davantage d'éolien et le retour de la centrale nucléaire Pointe Lepreau sur le réseau cette situation risque de se produire plus fréquemment.



Michel Losier, PowerShift Atlantic

Dans le cadre de ce projet, différentes technologies résidentielles, commerciales et industrielles seront mises à l'essai, par exemple, des technologies de contrôle de charge de chauffe-eau, des accumulateurs thermiques et des systèmes de gestion de l'énergie dans les bâtiments commerciaux. La gestion de la demande de quelques processus industriels ou l'ajustement de consignes de réfrigération sont également envisagés. Un maximum de 2 000 clients devrait participer à ce projet de démonstration.

Un défi important de ce projet est d'assurer une opération en temps réel fiable du réseau électrique avec un nouveau type de producteur : une centrale électrique virtuelle, détenue par Énergie NB.

Le développement d'une centrale électrique virtuelle représente l'aspect innovateur de ce projet. En effet, les systèmes de gestion de l'énergie disponibles sur les marchés n'intègrent pas une gestion en continue de la demande et les systèmes de gestion de la pointe n'intègrent pas l'offre de services complémentaires de façon satisfaisante. Le consortium a donc décidé de développer une nouvelle solution de centrale électrique virtuelle pouvant suivre la charge en continue, mais également de fournir de la réserve tournante sur demande.

Le consortium des Maritimes, ainsi que les entreprises SAIC, Stantec et T4G travaillent à l'engagement des clients, au déploiement de technologies et au développement d'une des premières centrales électriques virtuelles à voir le jour.

Permettre le fonctionnement de micro-réseaux

Sur certaines lignes de distribution ou sur certains campus, il y a suffisamment de production distribuée pour assurer le maintien du service électrique d'une partie de la ligne lors de la perte du réseau principal. Débranché du réseau, un micro-réseau fonctionnant de façon autonome doit donc assurer, en remplacement du réseau intégré, les fonctions d'équilibrage offre-demande, de maintien de tension et de protection du réseau et des travailleurs.

Cette opération se complexifie lorsque la production îlotée est variable, comme c'est le cas de l'éolien, de l'énergie solaire et de certaines centrales au fil de l'eau (débit d'eau variable). Des ressources additionnelles, telles que des charges flexibles et du stockage pourraient permettre de faciliter ce fonctionnement. Bien que cette pratique soit très peu répandue, cette approche permettrait d'augmenter la disponibilité du service électrique lors de pannes. Un projet de démonstration de BC Hydro explore ces nouvelles possibilités.

Stockage d'énergie et gestion de la demande pour les postes de transformation près de leur capacité maximale

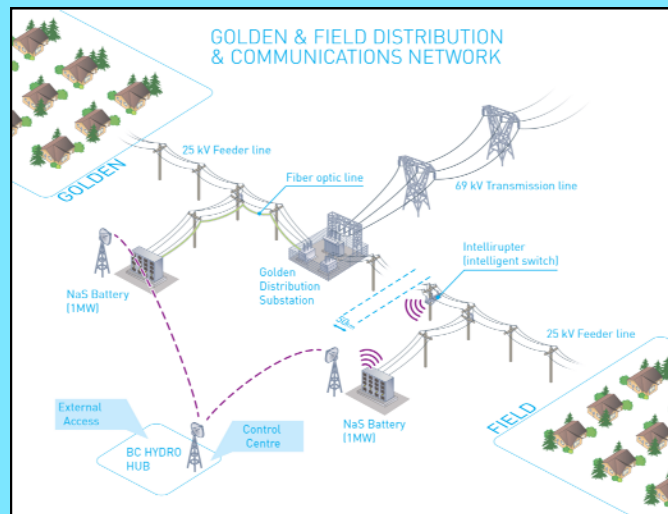
Promoteur principal : BC Hydro

Région : Communautés Golden et Field en Colombie-Britannique

Budget : 15 M\$

Ce projet fait la démonstration du stockage d'énergie pour alimenter les communautés de Golden et de Field lorsque le réseau principal est en panne ou lors de la pointe.

Deux batteries de 1 MW chacune seront installées, l'une à Golden, pour réduire le stress sur le poste de transformation à la pointe et l'autre à Field, afin de supporter la charge lors d'une panne. Les principes associés à l'îlotage planifié sont suivis afin de maintenir le service de la communauté pendant une période allant jusqu'à sept heures. Le projet prévoit également des technologies pour augmenter le temps de réponse lors de pannes. « Nous maintenons le service électrique en Colombie-Britannique grâce à une planification intégrée et l'avancement de notre réseau par des nouvelles technologies (traduction libre) », Greg Reimer, Vice-président exécutif, Transmission et Distribution, BC Hydro.



Whittaker, Helen, BC Hydro, October, 2011

En effet, l'îlotage planifié est très rarement appliqué par les distributeurs d'électricité. La compagnie BC Hydro, disposant de nombreuses communautés éloignées, s'intéresse à cette nouvelle approche d'opération des réseaux qui permet de maintenir le service avec le support de ressources distribuées, telles que les centrales au fil de l'eau ou le stockage [42]. Enfin, ce projet devrait également réduire l'impact environnemental et les coûts associés à l'utilisation de génératrices au diesel, utilisées lors des pannes prolongées et en pointe.

Les batteries utilisées sont au sulfure de sodium et seront fournies par NGK Insulators Limited du Japon. L'ingénierie du système sera réalisée par Quanta et S&C Electric Company, spécialisés dans l'automatisation des réseaux et l'intégration des énergies renouvelables.

Cette solution pourrait être utilisée dans plusieurs collectivités éloignées du Canada, où la fiabilité du réseau est mauvaise et où le coût d'augmentation de la capacité du réseau est élevé.

Optimiser les réseaux électriques dans les communautés éloignées

De nombreux réseaux isolés, particulièrement dans le nord du Canada, fonctionnent avec du carburant diesel coûteux. Une meilleure répartition des groupes électrogènes ou le jumelage avec de la production variable permettrait de réduire les coûts du diesel, ainsi que le bruit et la pollution liés à leur fonctionnement. Quelques projets de jumelage éolien-diesel ou solaire-diesel [43] [44] ont été mis de l'avant, de même que des projets de répartition optimale de la production diesel [45].

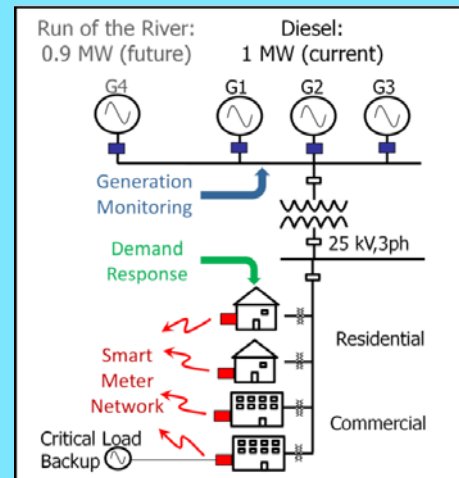
Sans l'utilisation de stockage ou de charges flexibles, certains groupes diesels fonctionnent dans une zone de faible rendement. Avec un contrôle de charge ou en utilisant la production renouvelable, il est possible d'optimiser les réseaux électriques de ces communautés, soit arrêter le groupe électrogène qui fonctionne à bas régime. L'utilisation de charges flexibles permet également de mieux gérer les événements de surplus de production renouvelable, lors du jumelage au réseau local.

L'utilisation des énergies renouvelables en milieux éloignés pose des problèmes d'intégration importants et fait l'objet de recherche constante. Une bonne gestion des charges et du stockage est identifiée comme un élément clef d'une solution de jumelage robuste.

Exemple : Hartley Bay

Un système de gestion d'appel de puissance a été installé au village de Hartley Bay, une communauté éloignée en Colombie-Britannique au Canada, avec l'objectif d'améliorer l'efficacité globale de la répartition des groupes électrogènes. Cette communauté héberge 170 personnes et est desservie par un petit réseau électrique alimenté par trois groupes électrogènes au diesel. Le système de gestion d'appel de puissance est conçu pour ajouter ou retirer des charges si l'algorithme utilisé prévoit une pointe d'inefficacité imminente. Des thermostats réglables et des contrôleurs de charge de 30 ampères ont été installés dans les bâtiments commerciaux, tels l'école, le centre de santé et le centre communautaire, pour effectuer du délestage au besoin. La capacité totale de délestage est de 20 % de la pointe d'hiver.

Les résultats préliminaires démontrent qu'aucun changement dans l'offre de service n'a été perçu par la communauté. Une centrale au fil de l'eau sera bientôt mise en service dans cette communauté et le système de gestion de la charge permettra d'optimiser la production des groupes électrogènes en prenant en compte la production variable de la centrale et des charges flexibles situées chez les clients. Ce projet de démonstration a été réalisé grâce à la collaboration du village de Hartley Bay, de la compagnie Pulse Energy, de CanmetÉNERGIE, des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada et du Ministère de l'énergie et des mines de la Colombie-Britannique.



Gestion de la production diesel à Hartley Bay

3 Revue technique et scientifique

La présente section vise à présenter l'étendue des technologies pouvant être utilisées pour équilibrer les énergies renouvelables, et ce, par la présentation d'études de cas et de projets de démonstration. Seize (16) études et projets, visant à fournir différents services seront résumés. Les technologies utilisées sont du domaine résidentiel, commercial, municipal et des transports. Ces exemples seront rassemblés par type de charge et plus d'information sera fourni, tel que le titre de la publication, un résumé et le service visé⁸.

3.1 Résidentiel – Climatisation

#1 -Titre :D. S. Callaway, "Tapping the Energy Storage Potential in Electric Loads to Deliver Load Following and Regulation, with Application to Wind Energy" [46]

Service de réseau : Réglage automatique de la production et suivi de la charge

L'article de Callaway (2009) tend à démontrer qu'une population de charges contrôlées par thermostat (CCT) peut être gérée afin d'accomplir des fonctions de stockage virtuel permettant de suivre la variabilité de la production d'électricité renouvelable variable, ou la variation de la demande de charges autres. Bien que certaines CCT sont en mesure de moduler continuellement la demande de climatisation (ou chauffage), elles n'ont normalement qu'un seul réglage (consigne), qui active l'équipement afin de maintenir la température à l'intérieur d'une plage (bande morte).

Cet article s'intéresse à un fonctionnement où de légers changements de consigne pourraient être utilisés afin d'éteindre ou d'activer les CCT fonctionnant près des limites supérieures ou inférieures de la bande morte du thermostat. Cette approche permettrait une régulation de puissance, tout en minimisant la déviation de température entre la consigne originale et celle ajustée (évitant ainsi les possibles impacts sur le confort des usagers).

Alors que suivre les états du thermostat (température et demande en électricité) pour l'ensemble d'une population de charges aurait représenté un défi majeur, la méthode présentée dans cet article est basée sur le fait qu'il est possible d'estimer avec précision la probabilité que chaque charge d'une population soit dans un état donné.

La méthode proposée est mise à l'essai, soit en simulant les propriétés thermiques de bâtiments et les besoins de climatisation, ainsi que les données de puissance d'un parc éolien. Les données de production éolienne aux minutes ont été mesurées par le *National Renewable Energy Laboratory* et proviennent d'un grand parc éolien près de Lake Benton au Minnesota (138 éoliennes de 750 kW chacune). Des moyennes de propriétés thermiques provenant d'autres articles scientifiques ont été utilisées pour faire une simulation de 60 000 charges.

⁸ Se référer au tableau 1 pour plus de détails

Ces simulations ont permis de démontrer que des changements importants dans la demande d'électricité peuvent être obtenus sans changer de façon significative la consigne des CCT. Par conséquent, un service de régulation permettant de pallier aux changements dans la fourniture (ou la demande) pourrait être fourni par des CCT sans compromettre la fonction principale des charges contrôlées.

Dans l'exemple simulé, chaque charge de climatisation contrôlée (60 000 au total) a fourni l'énergie et la puissance équivalente à une unité de stockage de 0,5 kWh et de 0,75 kW.

Dans le cas étudié, environ 3,4 MW de charge était requise pour chaque MW de puissance éolienne à équilibrer afin de réduire au minimum l'erreur entre la prévision et la demande réelle. Lors des simulations, la déviation maximale du point de consigne de température n'a jamais dépassé 0,1 °C, suggérant ainsi que le confort de l'occupant ne devrait pas être compromis par une telle gestion.

Autres conclusions :

- La réponse en puissance de la population de CCT, suite à un faible changement du point de consigne est fonction uniquement de l'ampleur du changement de consigne et de la largeur de la bande morte du thermostat. Les thermostats avec des bandes mortes plus étroites répondent en plus grand nombre aux changements de points de consigne.
- Les populations de charges plus hétérogènes (divers profils de charge) sont de meilleures candidates pour la méthode de contrôle proposée. C'est en fait l'inverse d'une application visant la réduction de la pointe par contrôle direct de charge, où l'on doit rechercher des charges homogènes (ayant un profil de charge similaire).
- Les populations de charges ayant la plus faible capacité thermique (par exemple, moins de capacité de stockage thermique) sont de meilleures candidates pour l'application de la présente méthode lorsque le besoin d'augmenter la consommation est aussi important que celui de la réduire (service de régulation).

#2 -Titre : J. H. Eto, Lawrence Berkeley National Laboratory, "Demand Response Spinning Reserve Demonstration – Phase 2 Findings from the Summer of 2008" [47]

Service de réseau : Réserve tournante

Cette étude du *Lawrence Berkeley National Laboratory* (2009) et des travaux précédents [48] tendent à démontrer qu'une réduction de charge trois fois plus importante peut être obtenue en utilisant le contrôle de charges de climatiseurs comme réserve tournante plutôt que dans des programmes de gestion de la pointe. On suggère que l'ensemble de la charge de climatisation peut être totalement interrompue advenant un événement majeur sur le réseau.

On mentionne que bien que les climatiseurs ne soient pas disponibles toute l'année pour fournir de la réserve tournante, leur disponibilité est hautement corrélée avec les besoins du réseau et le coût de la

réserve de contingence. En fait, les coûts de l'énergie et des services complémentaires sont élevés lorsque la demande de climatisation est élevée.

Cette étude mentionne que les erreurs de prévision à court terme de la demande en énergie et de la réserve de contingence sont étroitement corrélées : plus la charge (de climatisation) est élevée, plus le besoin de réserve disponible est élevé, représentant ainsi un avantage majeur d'utiliser les climatiseurs pour fournir une réserve de contingence. Actuellement, si la prévision de la demande est fautive et sous-estime la charge actuelle, l'opérateur du réseau doit mettre en service des centrales supplémentaires pour servir cette charge. En utilisant des climatiseurs plutôt que de la production pour fournir de la réserve, on libère la production pour la fourniture d'électricité plutôt que pour fournir des services complémentaires.

Les climatiseurs peuvent être gérés de plusieurs façons dans des programmes de gestion de la demande. Ils peuvent être interrompus (ou cyclés) pendant quelques minutes en contrôlant leur alimentation. Un contacteur peut être utilisé pour interrompre seulement le compresseur. En fait, le moteur du compresseur utilise de 80 à 90 % de la puissance totale d'un climatiseur [49].

3.2 Résidentiel – Électroménagers

#3 -Titre : **Intelligent Energy Europe, “Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)” [50]**

Service de réseau : Gestion des surplus

L'étude d'*Intelligent Energy Europe* (2009) a estimé la contribution potentielle des électroménagers intelligents à l'équilibrage des réseaux électriques européens. Les équipements étudiés sont les suivants : climatiseur, pompe de circulation pour le chauffage, lave-vaisselle, accumulateur thermique, congélateur, réfrigérateur, four, cuisinière, sècheuse, chauffe-eau électrique et laveuse.

Tout d'abord, de l'information sur le profil d'utilisation horaire et les modalités de fonctionnement de ces appareils en Europe a été compilé, à partir d'études et de données disponibles sur le sujet. Suivant ce profil quotidien moyen, en creux de charge, la demande d'électricité se situe entre 200 et 850 W au maximum. À noter que l'apport du chauffage électrique, utilisé à l'occasion ou dans certaines régions seulement, n'est pas présenté, bien que la puissance de ces équipements demeure considérable.

Par la suite, ces équipements ont été classés suivant deux approches de gestion : la modification du temps de démarrage (*smart timing of appliance cycles*) et l'interruption temporaire (*interruptions of appliance cycles*). Dans le premier cas, l'utilisateur pourrait spécifier l'heure de démarrage maximale ou encore, l'heure de fin de cycle maximale. L'utilisation de la laveuse et de la sècheuse pouvait être reportée de 3 à 6 heures, celle du lave-vaisselle de 3 à 8 heures, celle du réfrigérateur/congélateur de 15 à 30 minutes et celles des autres équipements de 15 minutes à une heure.

Dans le deuxième cas, pour certains électroménagers, il y aurait interruption temporaire du cycle pendant un certain laps de temps et sous certaines conditions. Certes, cette approche n'est pas adaptée

à tous les équipements. La laveuse pouvait être interrompue 15 minutes, la sècheuse 30 minutes, le lave-vaisselle 15 minutes, le réfrigérateur/congélateur 15 minutes et les autres équipements, 5 minutes.

Par la suite, une évaluation qualitative a été effectuée pour chaque appareil, suivant quatre critères, soit : la puissance de l'appareil (*specific load during operation*), sa disponibilité (*availability*), la flexibilité de sa charge à être déplacée (*shifting flexibility*) et l'acceptation du client (*convenience for consumers*).

Ces résultats ont été appliqués suivant un regroupement de cinq régions en Europe, composées de pays échangeant entre eux de la production d'électricité et un service d'équilibrage. Une capacité « flexible » entre 100 kW et 150 kW par 1 000 client résidentiels a été estimée (100 W à 150 W par client).

Résultats : Les options de gestion de la demande dans le secteur résidentiel permettraient de réduire de 50 % les épisodes de délestage de la production éolienne, en période de faible demande d'électricité. De plus, l'utilisation de ces mêmes équipements permettrait de réduire la demande en carburant pour l'opération des réseaux européens de 4,5 % [50].

À noter que comme la gestion de la pointe avec une minuterie installée sur le chauffe-eau est déjà fortement répandue en Europe, cela réduit le potentiel d'équilibrage de l'éolien :

« Cette analyse arrive à la conclusion que les équipements les plus intéressants, telles que les chauffe-eau et le chauffage électrique avec stockage thermique, sont déjà utilisés dans des programmes de gestion de la pointe avec tarif fixe la nuit. (traduction libre) » [50]

En ce qui a trait aux autres équipements, voici les conclusions de l'étude Smart-A :

- Le démarrage du lave-vaisselle peut être reporté pendant un long moment (heures) et cette utilisation semble acceptée par les usagers. Cependant, ces équipements ne sont pas toujours disponibles;
- Les équipements produisant du froid, tels que les réfrigérateurs et les congélateurs, peuvent être opérés de façon entièrement automatisée. Cependant, ces équipements ont une puissance faible et leur fonctionnement ne peut être différé que pendant quelques minutes seulement;
- La laveuse et la sècheuse sont des options intéressantes, mais elles requièrent une interaction plus élevée avec l'utilisateur, minant l'acceptation du client. L'élément chauffant de la sècheuse serait cependant plus utile dans des situations d'urgence, comme charge à délester afin de rétablir la stabilité du réseau;
- Les cuisinières ne seraient pas propices à une telle gestion de charge;
- Les climatiseurs et pompes de circulation seraient peu propices à une telle gestion.⁹

⁹ Dans le contexte étudié (gestion des surplus).

3.3 Résidentiel – Chauffage de l’eau

#4 -Titre : L. Paull, H. Li & L. Chang, “A Novel Domestic Electric Water Heater Model for a Multi-objective Demand Side Management Program” [51]

Service de réseau : Suivi de charge et réserve tournante

L’étude de Paull *et al.* (2010) s’inscrit dans le cadre du Projet PowerShift Atlantique [41]. Des chercheurs de l’Université du Nouveau-Brunswick (UNB) développent une plateforme d’agrégation et de gestion de chauffe-eau électriques afin de fournir des services complémentaires de réseau.

En effet, grâce à leur capacité de stockage thermique, ces équipements disposent d’une capacité de régulation ascendante ou descendante lorsqu’intégrés à une centrale électrique virtuelle. La charge agrégée que constitue l’ensemble des chauffe-eau est répartie afin de fournir des services complémentaires ou de la réduction de la pointe. On vise un contrôle qui n’aura pas d’impact négatif sur l’utilisation normale d’eau chaude d’un client. Le statut thermique de chaque chauffe-eau et son utilisation de l’eau sont estimés, basés sur les données disponibles de compteurs électriques intelligents ou d’autres capteurs.



Photo : CanmetÉNERGIE

Le système de contrôle des chauffe-eau agrégés est présenté à la Figure 3.

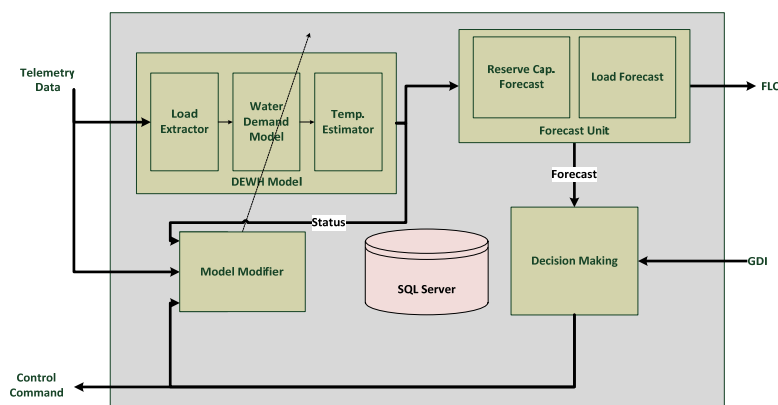


Figure 3 : Diagramme bloc du système de contrôle agrégé de chauffe-eau électriques

La demande d’électricité d’une maison est mesurée par un compteur intelligent et l’information de mesurage est envoyée par l’infrastructure de communication du réseau électrique intelligent vers le modèle (*DEWH Model Unit*), qui extrait la consommation de puissance de chaque chauffe-eau (*load extraction*), l’utilisation de l’eau et sa température interne, basée sur les modèles thermiques de chaque chauffe-eau. La fonction de prévision (*load forecast unit*) estime la consommation future de chaque

chauffe-eau en utilisant le profil d'utilisation de l'eau connu des suites du mesurage de la puissance et de l'application du modèle thermique sur les mesures de puissance durant la fenêtre de prévision. Un système de contrôle multi-agent additionne la puissance consommée de plusieurs chauffe-eau afin d'obtenir la prévision de la demande et afin d'identifier le potentiel de régulation ascendante et descendante, soit la capacité de service complémentaire pouvant être offerte.

En utilisant les données de compteurs intelligents de 700 maisons, le potentiel de régulation ascendant et descendant à la disposition de la centrale électrique virtuelle a été simulé et présenté dans le tableau suivant.

Tableau 2 : Résultats simulés du contrôle de chauffe-eau pour offrir des services complémentaires de réseau

Nombre de maison	Charge contrôlable moyenne (kW)	Régulation descendante moyenne (kW)	Capacité régulation descendante (%)	Régulation ascendante moyenne (kW)	Capacité régulation ascendante (%)
200	172.85	19.92	11.52	18.45	10.67
400	307.95	34.54	11.22	33.04	10.73
700	442.95	48.97	11.06	47.46	10.71

Les résultats préliminaires indiquent que de 10 à 11 % de la charge agrégée de chauffe-eau peut servir à équilibrer les réseaux électriques, sans causer d'impact négatif pour le consommateur résidentiel.

#5 -Titre : J. Kondoh, N. Lu & D. J. Hammerstrom, “An Evaluation of the Water Heater Load Potential for Providing Regulation Service” [52].

Service de réseau : Réglage automatique de la production

L'étude de Kondoh *et al.* (2011) a évalué le potentiel d'utiliser les chauffe-eau électrique afin de fournir un service de régulation pour les réseaux électriques. Dans cette étude, les auteurs ont caractérisé le comportement thermique d'un chauffe-eau typique, le profil de consommation d'eau et le contrôle type d'une population témoin. Ensuite, à partir de leur modèle, ils ont développé un contrôle direct de l'élément inférieur du chauffe-eau traditionnel et non le contrôle du chauffe-eau intégralement (qui dispose de deux éléments chauffants). Suivant cet algorithme, chaque chauffe-eau reçoit une consigne à chaque minute.

La conclusion de cette étude est que, suivant l'approche proposée, pour fournir 2 MW de service de régulation, 24 heures sur 24, environ 33 000 chauffe-eau seraient nécessaires. Par contre, si le service de régulation était limité de 6 à 24 h, seulement 20 000 d'entre eux seraient nécessaires.

#6 -Titre : P. Steffes, “Grid-Interactive Renewable Water Heating Analysis of the Economic and Environmental Value”[53].

Service de réseau : Allocation optimale des ressources

Une analyse de la compagnie Steffes (2010) vise à présenter la valeur environnementale et économique d'utiliser des chauffe-eau afin d'équilibrer les énergies renouvelables.

Les auteurs ont pris des données de production éolienne et des données de marché pour faire une analyse du besoin d'équilibrage et déterminer le potentiel d'utiliser des charges. Ils présentent des courbes de consommation de chauffe-eau interactifs et les comparent avec les données du prix de marché.

Dans cette étude, un chauffe-eau de 105 gallons (environ 400 litres) est représenté comme l'équivalent d'une batterie de 26 kWh (il s'agit de la quantité d'énergie accumulée dans l'eau chaude). L'analyse conclut qu'il est possible de réduire de 50 % le coût d'utilisation du chauffe-eau en utilisant seulement de l'électricité hors pointe et en ne l'utilisant que lorsqu'il y a de la production éolienne. Selon cette hypothèse, 25 % de l'énergie consommée pour chauffer l'eau serait simultanée avec la production éolienne et pourrait provenir exclusivement de la production éolienne.

#7 -Titre : M.-A. Moffet, F. Sirois et D. Beauvais, École Polytechnique de Montréal et CanmetÉNERGIE, « Études de cas : Équilibrage de la production éolienne à l'aide d'accumulateurs thermiques et de chauffe-eau électriques » [54]

Service de réseau : Allocation optimale des ressources

Une étude de Moffet *et al.* (2012) présente un cas d'utilisation des chauffe-eau électriques et d'accumulateurs thermiques afin d'équilibrer la production éolienne. L'étude de cas cible précisément l'utilisation de ces ressources afin de fournir de l'équilibrage pour des horizons de temps de six heures. Cet horizon de temps a été choisi afin de pallier aux problèmes d'équilibrage découlant des cycles journaliers, soit les coûts associés à l'allocation optimale des ressources de production (*unit commitment*) et les problèmes environnementaux liés à l'utilisation de centrales intermédiaires pour quelques heures seulement.

Les données de production éolienne réelles ont été utilisées. Ces valeurs proviennent du site web de l'opérateur indépendant du réseau électrique de l'Ontario (IESO). Les données échelonnées sur une période d'une semaine ont été utilisées, soit une période où un important cas de baisse et de hausse de production éolienne a été enregistré. Une moyenne mobile d'une durée de six heures (trois heures de part et d'autres de chaque donnée) a été appliquée sur ces données afin de lisser la courbe et ne garder que les fluctuations de longue durée. Le comportement des 20 000 chauffe-eau a été généré à partir d'un modèle de chauffe-eau disponible dans la littérature [55] à un seul élément de 4 500 W et à une seule zone (température uniforme). Le tirage d'eau était déterminé par une chaîne de Markov tirée de la même référence. Le contrôle visait la gestion de la température à l'intérieur d'une plage de température de 55 à 65 °C. Cette plage de température représente l'équivalent d'un stockage de 3,2 kWh (il s'agit de l'énergie accumulée dans le volume d'eau total pour une différence de 10 °C). Les variations de la puissance des chauffe-eau suivent la courbe de la production éolienne présentée à la Figure 4.

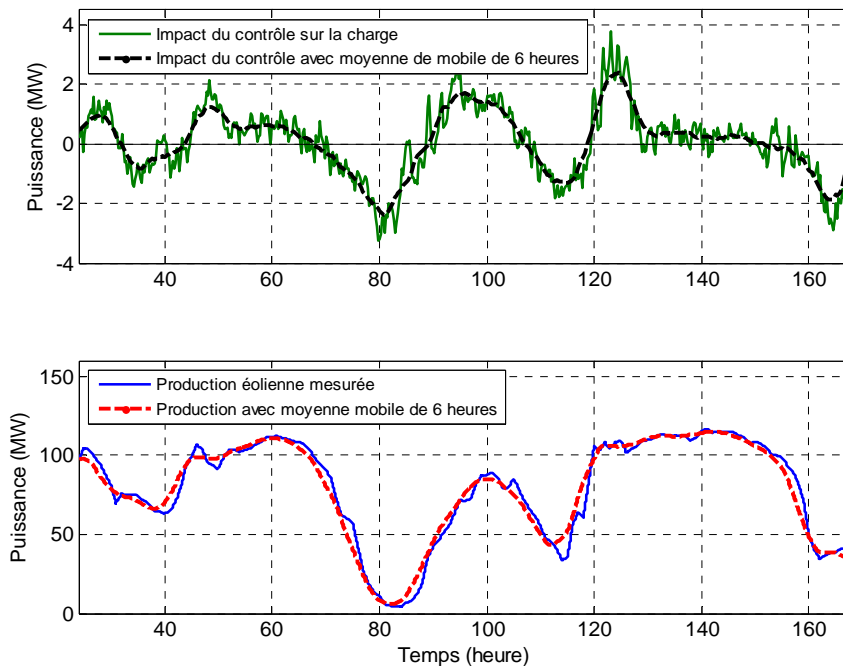


Figure 4 : Équilibrage de la production éolienne avec des chauffe-eau électriques

Dans le scénario étudié, la baisse de la production éolienne sur 20 heures et la réduction de puissance de 3 MW qui lui est associée, suggère que chaque chauffe-eau a été en mesure de fournir 150 W d'équilibrage durant cette période. Durant cet événement, la capacité de stockage de chaque chauffe-eau a été bien utilisée, soit 1.5 kWh pour une valeur théorique de 1.6 kWh (la moitié de 3.2 kWh). Le Tableau 3 présente le besoin d'équilibrage comblé, par chauffe-eau, durant les six jours.

Tableau 3 : Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau pour une période de six heures

Variation de la puissance par chauffe-eau (W)	< -150	-150 à -100	-100 à -50	-50 à 0	0 à 50	50 à 100	100 à 150	>150
Pourcentage du temps	1,2 %	6,0 %	17,7 %	34,4 %	22,4 %	10,0 %	5,6 %	2,7 %

Durant 56,8 % des blocs d'heures de cette période, les chauffe-eau ont fourni jusqu'à 50 W d'équilibrage positif ou négatif. Ils ont fourni de 50 à 100 W pendant 27,7 % du temps, 100 à 150 W pendant 11,6 % du temps et finalement, plus de 150 W d'équilibrage pendant 3,9 % du temps.

#8 -Titre : A. Moreau, Institut de Recherche d’Hydro-Québec, “Control Strategy for Domestic Water Heaters during Peak Periods and its Impact on the Demand for Electricity” [56]

Service de réseau : Gestion de la pointe

L’étude de l’Institut de Recherche d’Hydro-Québec porte sur la gestion des chauffe-eau électriques pour réduire la demande en période de pointe. Plus spécifiquement, l’auteur propose un algorithme de contrôle qui peut être directement intégré au chauffe-eau et qui peut être très utile dans un contexte de contrôle direct ou programmé des chauffe-eau (p. ex. minuterie) pour minimiser l’effet de reprise des chauffe-eau après les périodes de pointe et qui assure dans tous les cas la disponibilité en eau chaude pour le client pendant les périodes de délestage. L’étude est basée sur un modèle de simulation de chauffe-eau qui a été expérimentalement validé en laboratoire et tient compte de la diversité des profils de consommation d’eau rencontrés dans la population. Plus spécifiquement, 8 167 profils journaliers réels mesurés chez plusieurs clients ont servi à alimenter le modèle afin d’évaluer la performance des chauffe-eau pour diverses conditions de consommation d’eau. Les résultats agrégés de toutes ces situations donnent le profil diversifié des chauffe-eau, tel que vu par le réseau.

Les constats de cette étude sont :

- La demande électrique des chauffe-eau de 270 litres (60 gallons imp.) peut être effacée presque totalement pendant la durée des périodes de pointes du matin (6 à 10 h) et du soir (16 à 21 h). En contrepartie, à cause de leur réserve d’eau plus petite, l’effacement est moins important pour les chauffe-eau de 180 litres (40 gallons imp.), parce que les éléments électriques doivent entrer en action plus souvent pour maintenir une température d’eau supérieure à 50 °C. Même dans ce dernier cas, cependant, l’effacement demeure significatif, tel que présenté dans les figures 10 et 11;
- Si elle n’est pas contrôlée, la reprise de la demande électrique après les périodes de délestage est importante et équivaut approximativement à la puissance nominale des chauffe-eau. Une nouvelle demande de pointe peut dans ce cas être créée s’il y a un grand nombre de chauffe-eau laissés à eux-mêmes;
- L’étalement de la reprise permet de réduire significativement la valeur maximale de la demande diversifiée après une période de délestage. Plus la reprise est étalée sur une longue période, plus la valeur maximale de la demande diversifiée lors de la reprise sera basse. Par exemple, un étalement sur deux heures (scénario 2) permet de couper de moitié la puissance de reprise sans étalement;
- Le délestage des chauffe-eau pendant les périodes de pointe du matin et du soir a peu d’impact sur l’aptitude de ceux-ci à délivrer de l’eau chaude aux clients. En effet, que ce soit pour les chauffe-eau de 270 ou 180 litres, les résultats montrent que la température de l’eau qui dessert les clients est 90 % du temps supérieure à 55 °C pour tous les cas simulés, et elle est près de 100 % du temps supérieure à 50 °C.

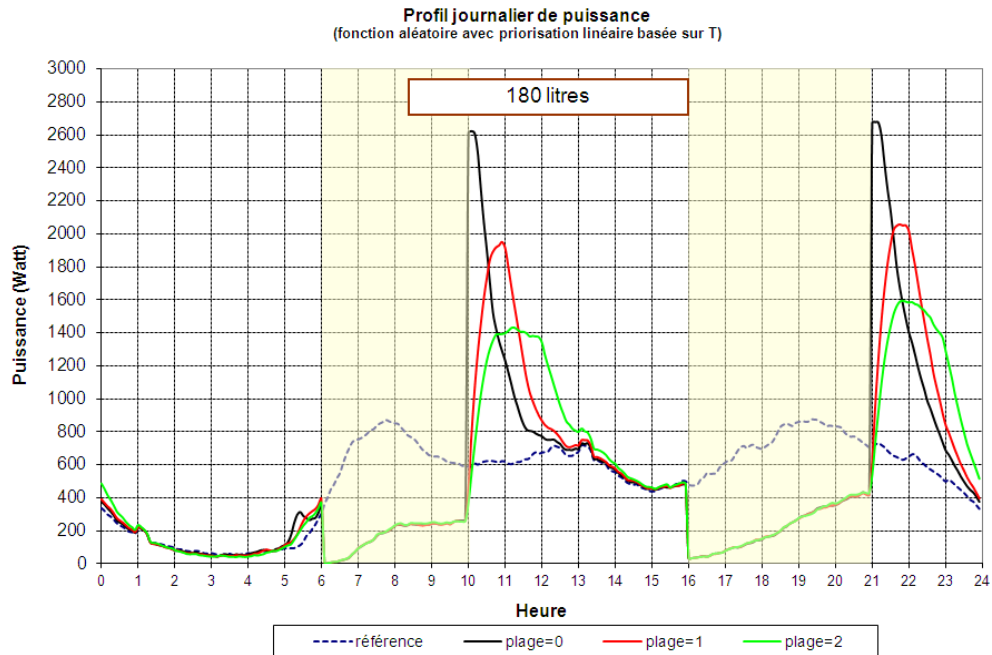


Figure 5 : Profil diversifié de la demande électrique des chauffe-eau avec périodes de délestage (réservoir de 180 litres)

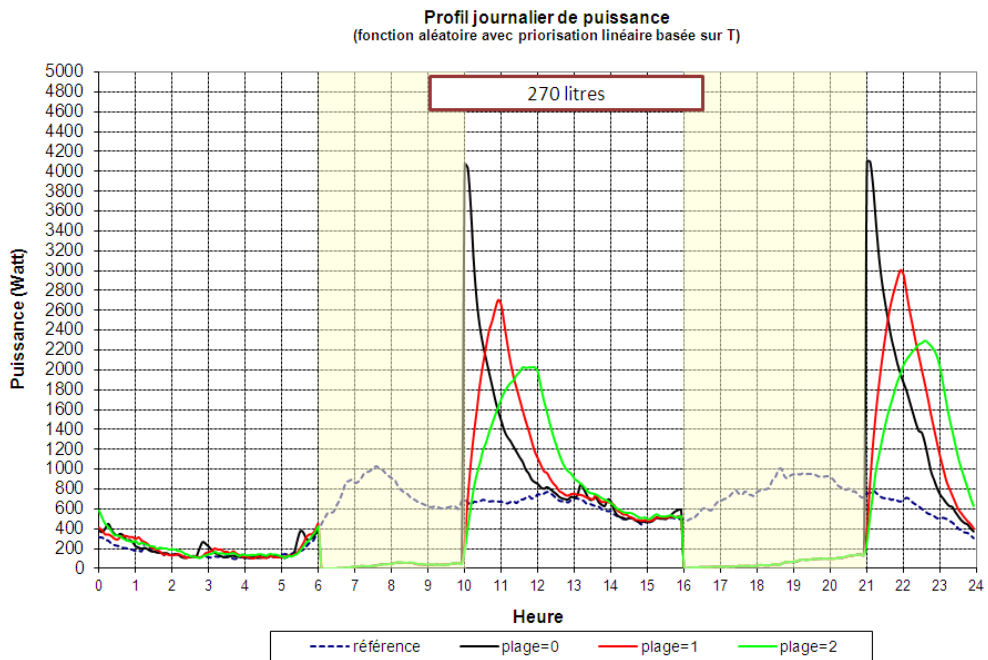


Figure 6: Profil diversifié de la demande électrique des chauffe-eau avec périodes de délestage (réservoir de 270 litres)

L'étalement permet en effet d'accentuer de manière importante le potentiel de réduction de la pointe associée à la gestion des chauffe-eau en retardant l'apparition d'une pointe de reprise. Ainsi, à l'échelle de la demande du réseau électrique du Québec et selon la méthodologie utilisée dans cette étude,

l'étalement de la reprise sur deux heures permet de presque tripler le potentiel de réduction de la demande de pointe par rapport à une reprise instantanée des chauffe-eau. En effet, le potentiel de réduction de la pointe est d'environ 600 MW avec une reprise étalée sur deux heures, tandis qu'il est de 225 MW pour une reprise instantanée.

3.4 Résidentiel – Accumulation thermique

#9 -Titre : L. Hughes, "Meeting Residential Space Heating Demand with Wind Generated Electricity" [57]

Service de réseau : Gestion en réseau isolé

L'étude de Huges (2010) a estimé le potentiel de chauffer l'air des résidences grâce au stockage de l'énergie éolienne dans des accumulateurs thermique centraux (ATC) de la compagnie Steffes.

Les résultats de cette étude ont démontré que 95 % des besoins de chauffage de 500 maisons pouvaient être comblés avec l'utilisation d'ATC alimentés à partir de la production éolienne. On mentionne que la capacité des ATC (120 kWh, 180 kWh ou 240 kWh) n'a d'impact que sur la proportion de chauffage fournie par la production éolienne (pouvant atteindre jusqu'à 99,5 %).

Le parc étudié était celui de North Cape, à l'Île-du-Prince-Édouard, d'une capacité installée de 5,15 MW, et dont le facteur de capacité était de 38,6 %.

#10 -Titre : M.-A. Moffet, F. Sirois et D. Beauvais, École Polytechnique de Montréal et CanmetÉNERGIE, « Études de cas : Équilibrage de la production éolienne à l'aide d'accumulateurs thermiques et de chauffe-eau électriques » [58]

Service de réseau : Allocation optimale des ressources

Une seconde étude de cas, tirée du rapport de Moffet *et al.* (2012) a estimé le potentiel d'équilibrer la production éolienne avec des accumulateurs thermiques centraux (ATC) situés dans des maisons. Dans cette étude, la même courbe de production éolienne était utilisée (celle présentée dans l'étude de cas des chauffe-eau). L'accumulateur thermique utilisé est celui de la compagnie Steffes, soit d'une capacité de 180 kWh et d'une puissance maximale de 28,8 kW. Les données de température extérieure étaient tirées d'Environnement Canada et les paramètres d'enveloppe du bâtiment étaient tirés d'une maison typique canadienne en Atlantique. [59]

L'étude de cas visait le contrôle de la charge de 500 ATC, dans un contexte où 10 000 maisons sur 20 000 étaient chauffées à l'électricité. Du nombre des maisons chauffées à l'électricité, 500 maisons utilisaient un système de chauffage avec stockage thermique.

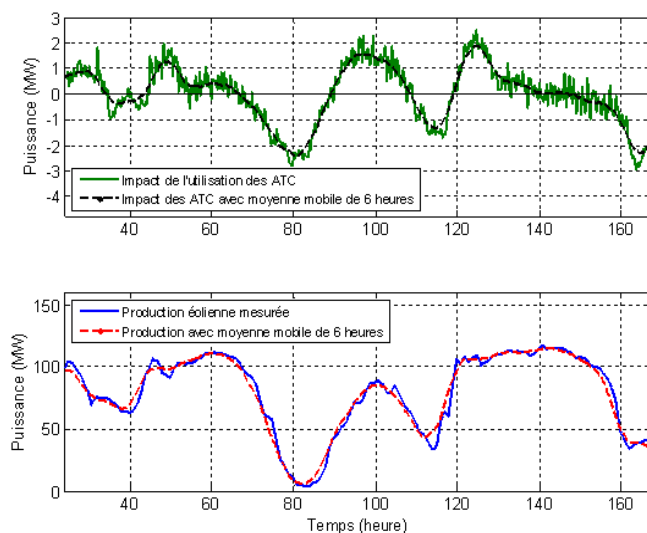


Figure 7 : Équilibrage de la production éolienne avec des accumulateurs thermiques centraux

Les résultats présentés à la Figure 7 suggèrent que lors d’une baisse de production éolienne de 24 MW, les ATC ont permis de baisser la charge totale de 0,9 MW, soit 1,8 kW en moyenne par ATC.

3.5 Résidentiel – Chauffage électrique

#11 - Titres : M. Togeby, EA Energys, “Intelligent Energy Systems - A White Paper with Danish Perspectives” [60] et C. Kofod & M. Togeby, (2004), “Demand Response Offered by Households with Direct Electric Heating. Demand Response in Energy Markets” [61] et Risø National Laboratory for Sustainable Energy, “Risø Energy Report 8: The Intelligent Energy System Infrastructure for the Future” [62]

Service de réseau : Gestion de la pointe

Les études de Togeby (2010), de Kofod *et al.* (2004) et du Risø National Laboratory for Sustainable Energy (2009) présentent les résultats de différentes initiatives visant l’équilibrage de l’énergie éolienne.

Différentes approches sont à l’essai au Danemark pour tirer profit du potentiel du chauffage à l’électricité comme source d’équilibrage des réseaux. Une approche économique a été mise à l’essai dans le cadre d’un projet de démonstration de 19 mois impliquant 46 maisons chauffées à l’électricité. Un système de contrôle situé dans chaque maison ajustait la consommation de chauffage suivant les changements de prix de l’électricité à chaque heure.

Pour une température extérieure de 0 °C, lorsque les prix étaient bas, la demande augmentait de 0,2 kW par maison, alors que lorsque les prix étaient élevés, la demande était réduite de 0,25 kW. Lorsque de nombreux prix élevés étaient présentés en ligne, l’impact était réduit. Le profil de consommation aurait donc suivi le profil du prix de l’électricité, qui variait de plus ou moins 5 % par rapport au prix moyen.

Suite à ce projet, l'impact en puissance a été inférieur à celui anticipé. Dans le document, on mentionne que l'utilisation d'un seul thermostat pourrait expliquer pourquoi les variations n'étaient pas plus importantes.

Lors du projet de démonstration, des interruptions de chauffage d'une durée allant jusqu'à trois heures n'ont causé que quelques faibles problèmes de confort [61] dans des maisons isolées normalement.

On estime que le potentiel de gestion de la demande provenant du chauffage électrique est de plus de 500 MW. Comme la pointe du réseau danois était de 6 300 MW en 2009, le potentiel de réduction de la pointe est estimé à 8 %. Considérant 400 000 abonnements avec chauffage électrique, cela représente un potentiel d'environ 1,2 kW par abonnement.

Au Danemark, on estime que 200 MW de capacité supplémentaire pourraient être libérés à la pointe par l'utilisation de 100 000 pompes à chaleur, soit 2 kW par maison.

Enfin, on mentionne dans l'étude que les pompes à chaleur utilisées pour chauffer des planchers radiants disposent d'une grande inertie thermique, due au béton et à la céramique recouvrant le plancher. Ces équipements peuvent donc être manœuvrés plus facilement et sur une plus longue durée sans engendrer de désagrément à l'utilisateur. L'inertie thermique du système hydronique utilisé pour chauffer le plancher représente un avantage par rapport à l'utilisation directe de l'électricité pour le chauffage, ces équipements ne possédant peu ou pas d'inertie thermique.

3.6 Commercial – Gestion centralisée HVAC

#12 -Titres : PG&E Participating Load Pilot 3 et S. Kiliccote, P. Sporborg, I. Sheik, E. Huffaker, & M.A. Piette, Lawrence Berkeley National Laboratory, "Integrating Renewable Resources in California and the Role of Automated Demand Response" [63]

Services de réseau : Gestion de la pointe, réserve non-tournante et suivi de charge

Un rapport du *Lawrence Berkeley National Laboratory* (2010) présente les résultats du projet *Participating Load Pilot 3* (PLP), un projet de démonstration réalisé en collaboration avec la compagnie d'électricité Pacific Gas & Electric (PG&E), l'opérateur de réseau *California Independent System Operator* (CAISO) et trois bâtiments commerciaux¹⁰. Dans le cadre de ce projet, les trois commerces participaient au marché de l'électricité, en soumettant chaque jour leur offre de réduction de puissance dans le temps, selon un prix de l'électricité. Cette information était par la suite utilisée sur le marché en temps réel de l'électricité (*real-time market*).

Ce projet a permis de mettre à l'essai le protocole OpenADR dans un véritable marché de l'électricité. L'*Automated Dispatch System* (ADS) du CAISO était lié aux bâtiments via un *Demand Response Automated Server* (DRAS). Le protocole OpenADR, un protocole d'échange d'information, était utilisé pour attribuer le mérite à chaque participant et pour céder la réponse à la demande de pointe avec les

¹⁰ Un magasin de vente au détail (IKEA), un édifice gouvernemental (de Contra Costa County) et une boulangerie (Svenhard's Swedish Bakery).

bâtiments retenus lors de l'enchère¹¹. La gestion de la demande était opérée sans intervention humaine, grâce à un dispositif à relais intégrant la logique de contrôle (*Client Logic with Integrated Relay (CLIR)*) qui assurait également le lien avec le système de contrôle et de gestion de l'énergie (EMCS).

Selon les auteurs, ce projet pilote a permis de démontrer que des charges flexibles pouvaient avoir des temps de réponse comparables aux générateurs (moins de 10 minutes). Dans son rapport, le CAISO a reconnu deux avancées significatives :

1- Les clients disposant de technologies Auto-DR pouvaient répondre automatiquement à des instructions de l'opérateur du réseau électrique et réduire leur charge en suivant des consignes déterminées à l'avance et sans qu'aucune intervention humaine ne soit requise durant cette opération.

2- Le mécanisme de rétroaction de l'information en temps réel a permis l'ajustement précis (*fine tuning*) du délestage de charge, de sorte que la charge flexible puisse suivre plus précisément les consignes de délestage de l'opérateur du réseau électrique.

Les ressources flexibles utilisées dans ce projet ont atteint une rampe moyenne de 0,25 MW/min et leur temps de réponse s'est établi à 47 secondes.

Un autre projet, « *Integrating Renewable Resources* » (IRR), était une collaboration entre PG&E, le LBNL PIER *Demand Response Research Center* (DRRC) et le CAISO, qui avait pour but de lever les barrières associées à l'intégration de plus de 6 000 MW de production d'énergie renouvelable variable en Californie. L'objectif premier du pilote était de déterminer la faisabilité d'utiliser le stockage thermique (masses et procédés), l'usage de l'eau froide ou de la glace dans une gestion dynamique de la demande de climatisation des bâtiments. Cette gestion a pour but de fournir un service de suivi de la demande (*load following*) et de fournir un service pour soutenir la rampe associée à un taux de pénétration des énergies renouvelables variables de 33 % sur le réseau du CAISO.

Le projet misait sur les résultats des recherches précédentes du DRRC en utilisant le protocole OpenADR dans des bâtiments commerciaux et des sites industriels afin de fournir une réserve non-tournante au CAISO. Ce projet pilote s'est déroulé durant l'année 2011.

3.7 Commercial – Génératrice d'urgence

#13 - Titre : Flemming Birck Pedersen, Energinet.dk, "Demand Response Progress in Scandinavia"

Service de réseau : Régulation par le réglage automatique de la production

Une étude d'Energinet.dk au Danemark présente les conclusions du projet de démonstration mis de l'avant par Elkraft System, l'opérateur du réseau de transport de l'est du Danemark entre 2004 et 2007. Le projet visait l'utilisation de génératrices d'urgence et de charges flexibles, telles que des pompes, pour fournir un service de régulation sur les réseaux électriques. Une puissance de régulation totale de

¹¹ Les auteurs mentionnent que deux programmes d'auto-DR basés sur les prix (*Automated Peak Day Pricing* et *Demand Bidding*) mis en œuvre par PG&E utilisent le même système.

33 MW a été mise à l’essai grâce à la participation de 30 clients. Les études ont conclu que les génératrices utilisées pour ce service pouvaient être mises en service en une minute. Les génératrices avaient des puissances typiques de 100 kW à 1 MW.

3.8 Municipal – Cogénération et chaufferies urbaines

#14 -Titre : Energinet.dk, “EcoGrid.dk Phase 1 - WP4: New Measures for Integration of Large Scale Renewable Energy” [9]

Services de réseau : Régulation par le réglage automatique de la production, suivi de charge et gestion des surplus

Dans le cadre du projet EcoGrid, différentes mesures sont étudiées et mises à l’essai afin d’atteindre 50 % d’énergie éolienne d’ici 2050 au Danemark. Le rapport d’Energinet.dk (2007) regroupe une revue de technologies pouvant être utilisées et certaines améliorations à l’opération des réseaux et des marchés pouvant être explorées et éventuellement déployées. En 2009, 54 MW de bouilloires électriques participaient déjà au marché d’équilibrage en fournissant un service de régulation pour réduire la fréquence (*down regulation*) [60]. Dans ce document, plusieurs technologies résidentielles, commerciales ou industrielles sont étudiées, de même que du stockage thermique dans le réseau de chauffage central. La Figure 8 présente les mesures identifiées dans le projet EcoGrid [9], en lien avec les chaufferies urbaines :

Measure	Down regulation	Up regulation
Cooling towers (Back pressure units)		X
Shift from back pressure mode to condensing mode		X
More flexible consumption of heat	X	X
Heat storage	X	X
Other CHP units in interconnected heat system	X	X
Turbine bypass	X	
Electric heating (dump loads)	X	
Large heat pumps	X	
Boilers	X	

Figure 8 : Projet EcoGrid (Danemark) – Ressources d’équilibrage considérées

3.9 Municipal – Stations de pompage d’eau

#15 -Titre : EPN Demonstration Project, Enbala power Networks, Juillet 2011

Service de réseau : # 8 – Régulation par le réglage automatique de la production

ENBALA Power Networks (ENBALA) a complété un projet pilote qui visait à démontrer l’utilisation du pompage d’eau (*highlift pump*) pour fournir un service de régulation à l’opérateur du réseau PJM, et ce, sans compromettre la distribution d’eau potable.

L'objectif premier du projet était de démontrer que les stations de pompage pouvaient générer des revenus additionnels en participant au marché de services complémentaires de PJM, grâce à la plateforme de régulation EPN développée par ENBALA.

Le projet portait sur les points suivants :

- La définition des contraintes opérationnelles des charges et de l'usine;
- L'installation d'un Panneau de Communication Local (PCL) et d'un compteur électrique;
- La démonstration et l'optimisation de la solution de régulation EPN;
- La démonstration que l'opération et les équipements sont peu ou pas impactés par l'opération de l'EPN; et
- L'établissement de la plage minimale et maximale et le potentiel de revenus pour le site.

Dans le cadre de ce projet, une pompe servant de relais (*relay pump*) a été installée dans la station de pompage et a été intégrée au système EPN. Sa vitesse, pouvant varier de 85 à 100 %, a permis d'obtenir une plage d'opération de 180 à 200 kW. L'installation de testage a utilisé un échantillon du signal provenant de l'ISO pour démontrer l'opération de la pompe de relais intégrée à l'EPN et ainsi évaluer l'impact sur l'opération de la centrale. L'équipement a été opéré en phase de démonstration pendant 120 heures au total. La démonstration était constituée d'un total de sept dispositifs, dont la pompe de relais. Trois pompes *highlift*, provenant de différentes stations de pompage municipale, de même que trois pompes provenant de stations d'épuration d'eaux usées fonctionnaient avec la pompe de relais. Une des pompes à eau et une des pompes de la station d'épuration des eaux usées étaient réelles, alors que les autres quatre pompes étaient simulées. La puissance de ce réseau de pompe était de 1 705 kW, dont 1 108 kW (65 %) était offert sur les marchés. La plage offerte était moindre que la plage maximale d'opération, puisque les équipements de régulation branchés au système EPN devaient avoir une marge de manœuvre pour répondre en priorité aux procédés de l'usine. Ensemble, les pompes ont fourni de 180 kW à 200 kW de régulation, de 85 à 100 % de la vitesse, représentant 11 % de la plage de puissance du réseau de pompes.

L'environnement du système de régulation EPN est très dynamique, alors que la requête de positionnement de chaque charge dans le réseau est très variable, mais toujours à l'intérieur des limites et du contrôle spécifiés par l'utilisateur. Pour caractériser l'opération de la pompe de relais, la démonstration a considéré : la plage (l'amplitude) du changement de puissance, la fréquence des changements et la rapidité avec laquelle ces changements se produisent. Pour caractériser la plage d'opération conditionnelle de la pompe de relais, la Figure 9 a été générée à partir des données collectées durant le projet de démonstration.

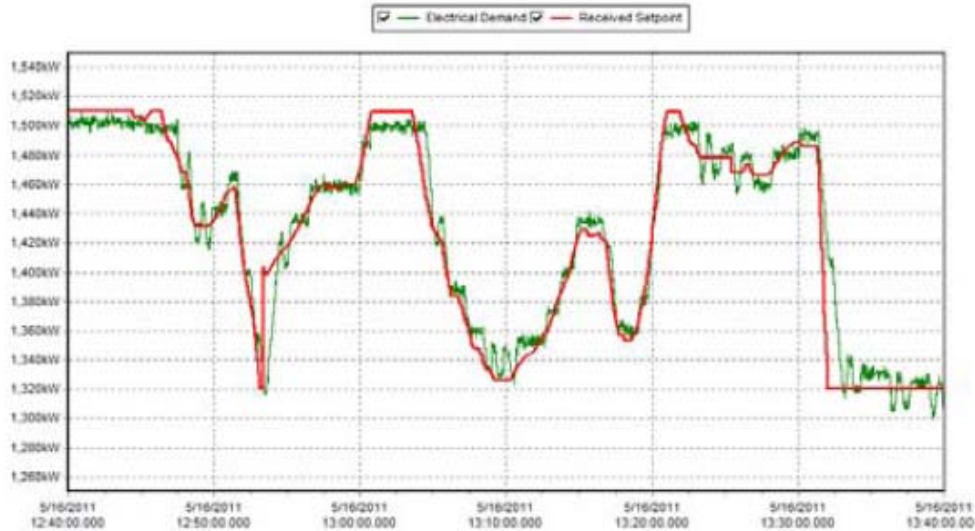
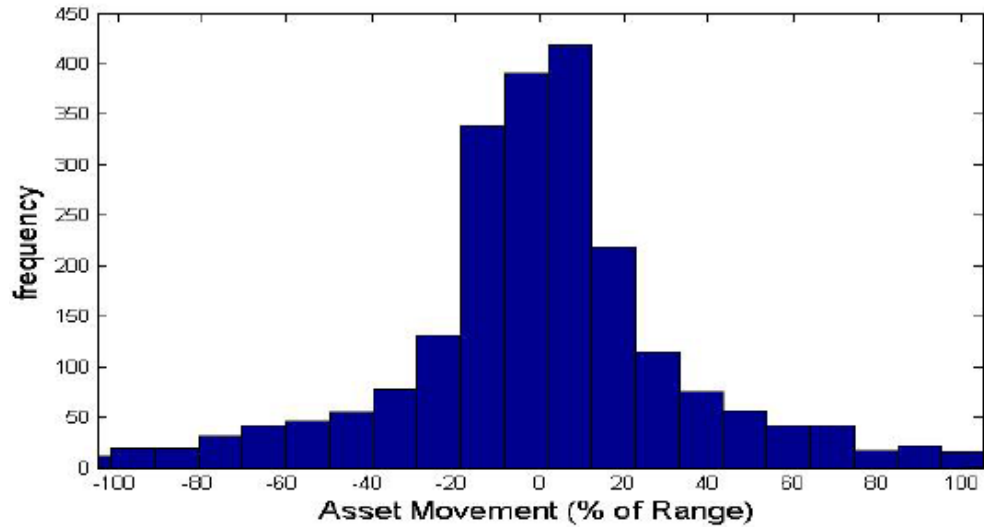


Figure 9 : ENBALA – Fourniture de régulation

Des données de consommation d'électricité et de débit d'eau de l'usine ont été enregistrées dans le panneau de communication locale. Ces données ont été utilisées pour comparer l'efficacité énergétique (kWh/méga-gallon) du pompage d'eau lorsque la pompe de relais était sous le contrôle du système et lorsque la pompe de relais n'était pas sous contrôle. Le résultat de cette analyse indique qu'il y a eu un changement de -0,2 % dans le besoin d'électricité requis pour le pompage lorsque la pompe de relais était sous le contrôle de l'EPN, vérifiant ainsi que le procédé de régulation de la puissance n'a pas eu d'impact négatif sur l'efficacité du pompage.

La plage de régulation de 180 à 200 kW était systématiquement disponible. Basé sur les projections de l'ISO du coût de la régulation, cette configuration de réseau de pompage utilisée pour les essais de performance pourrait représenter 13 000 \$ US de revenus additionnels pour la société en charge du site.

3.10 Transport – Véhicules électriques

#16 -Titre : F. Tuffner & M. Kintner-Meyer, Pacific Northwest National Laboratory, “Using Electric Vehicles to Meet Balancing Requirements Associated with Wind Power” [64]

Service de réseau : Régulation par le réglage automatique de la production

L'étude de Tuffner *et al.* (2011) présente le potentiel d'équilibrage de l'énergie éolienne en utilisant des voitures électriques. Le contexte est celui du Northwest Power Pool (NWPP), où une capacité éolienne additionnelle de 10 GW (de 3,3 GW en 2008 à 14,4 GW en 2019) est anticipée. Suivant la méthodologie définie par Kintner-Meyer et al. 2010 [65], les auteurs ont déterminé un besoin additionnel d'équilibrage de plus ou moins 1,85 GW (3,7 GW au total).

Pour reproduire la mobilité des voitures, les données du *National Household Travel Survey* (NHTS) 2003 (U.S. Dept. of Transportation) ont été utilisées. À partir de ces statistiques, les auteurs ont été en mesure de connaître la disponibilité moyenne des voitures, leur besoin d'électricité selon le trajet, ainsi que le temps de stationnement au travail et à la maison afin d'établir des scénarios de recharge et/ou de décharge. Dans cette étude, les auteurs ont utilisé deux types de voitures électriques : celles pouvant parcourir 33 miles (53 km) en autonomie (PHEV-33) et celles pouvant parcourir 100 miles (161 km) en autonomie (PHEV-100).

Enfin, dans cette étude, les chercheurs simulent deux approches, soit la recharge intelligente, sans décharge vers le réseau (*V2G Half*) et la recharge et décharge intelligente (*V2G Full*). L'étude conclut que l'électrification du parc de voitures électriques (PHEV-33) peut substantiellement contribuer à équilibrer l'énergie éolienne. En *V2G Half*, soit en modulant la recharge de 13 % du parc de voitures actuel (2 100 000), il est possible d'équilibrer entièrement la production éolienne. En *V2G Full*, le même résultat peut être obtenu avec 30 à 35 % moins de véhicules.

L'étude a démontré que le nombre de voitures requis pour l'équilibrage dépend grandement de la disponibilité de la recharge au travail et dans les lieux publics, mais jusqu'à un certain point. On mentionne qu'une utilisation de 10 % des stations de recharge publiques (au travail et autres) permet d'obtenir 80 % des gains.

L'utilisation de PHEV-100 au lieu de PHEV-33 permet de réduire le nombre de véhicules requis de 7 à 30 %, selon le scénario utilisé (recharge à la maison et/ou dans les lieux publics). Enfin, on mentionne que le nombre de véhicules requis est très peu impacté par le type de recharge (type 1 - 1,7 kW ou type 2-3,3 kW).

Les auteurs présentent également le potentiel ultime, soit une disponibilité 24/7 des voitures électriques en *V2G Full*, recharge type 2. Le scénario est le même que si l'on avait simulé l'utilisation de batteries stationnaires. Dans ce cas-ci, le nombre de véhicules requis serait de 560 000. L'impact sur le réseau de transport et de distribution n'a pas été présenté.

3.11 Autres charges

D'autres types de charges (éclairage [66], réfrigérateurs, congélateurs et pompes géothermiques [67]) ont fait l'objet d'études dans le domaine pour démontrer leur potentiel de réduction de la pointe ou des approches d'optimisation. Comme le domaine évolue rapidement, d'autres études démontrant le potentiel d'utiliser ces charges pour équilibrer le réseau pourraient être publiées sous peu. L'évaluation du potentiel dans le domaine industriel n'a pas été réalisée, en raison de la diversité des processus impliqués. Comme ce secteur dispose d'une importante capacité de charge délestable, on peut en déduire que le potentiel technique d'équilibrage des industries est également important.

Ces nombreuses études, projets pilotes et autres rapports [68] tendent à démontrer la faisabilité technique d'utiliser les ressources distribuées pour équilibrer les réseaux électriques. La section 4 présentera les aspects sociaux et économiques liés à l'intégration de ces ressources, dont le rôle des marchés de l'électricité.

4 Le rôle des marchés dans l'intégration des ressources énergétiques distribuées

Cette section complète la revue technique présentée précédemment en abordant les aspects liés aux marchés, à la réglementation et à l'environnement commercial et sociétal entourant l'intégration des RED. Une courte introduction sur la planification de la génération et la structure des marchés sera présentée au début de la section, suivi d'information sur l'agrégation, des défis d'intégration et des facteurs de succès liés à la commercialisation de la gestion des RED.

4.1 La planification des ressources de production

La dynamique de l'opération des réseaux électriques est caractérisée par le besoin d'équilibrer la production et la demande en temps réel. Cette caractéristique technique fondamentale du fonctionnement des réseaux électriques est exacerbée par le fait qu'il est difficile ou peu rentable de stocker de l'électricité à grande échelle. C'est ainsi qu'au cours d'une journée typique, on peut voir un bon nombre de différentes technologies de production se partager le rôle de rencontrer les besoins de la demande d'électricité. Les différentes technologies sont appelées à entrer en jeu au gré des variations de la demande et en fonction de leurs coûts d'opération. Ces cycles technologiques journaliers induisent de fortes variations¹² dans la valeur du coût marginal d'un kilowattheure d'énergie au cours d'une même journée (de très bas la nuit à très élevé en pointe).

Les centrales sont réparties de façon optimale afin de fournir différentes commodités, principalement de l'énergie, mais également différents services complémentaires, dont la régulation et la réserve tournante ou non-tournante. Des contraintes de congestion des réseaux et de performance des centrales, tel que le temps de démarrage (minutes), d'arrêt (minutes) et la capacité associée à la rampe (MW/minute) sont pris en compte dans l'algorithme de répartition économique des centrales. La responsabilité de la répartition économique peut être dévolue à une organisation centrale (d'une entreprise intégrée verticalement), à un opérateur de réseau ou à opérateur de marché. Le rôle de l'opérateur¹³ du réseau est variable selon les pays et régions, particulièrement son implication dans l'opération du marché.

¹² Cette extrême volatilité au cours d'une même journée est sans égal dans le monde de la finance, par exemple, et ne peut être comparée à la volatilité des prix de l'essence à la pompe qui comportent généralement des composantes cycliques hebdomadaires et où l'amplitude relative des fluctuations de prix est beaucoup plus petite.

¹³ Dans le livre «Power System Restructuring and Deregulation » [69], p.179, on distingue trois types d'ISO : le MicroISO, le MinISO et le MaxISO. Ces distinctions ne sont cependant pas suffisantes pour tenir compte de l'ensemble des variantes de l'industrie.

4.2 Structures et philosophies de marché

Une raison au développement des marchés de l'électricité est de faciliter l'intégration de plus de participants, incluant des ressources de plus petite puissance, pour ainsi minimiser les importants coûts en capitaux liés à la construction de centrales additionnelles [69].

Le nombre de structures et de philosophies distinctes de marché de l'électricité est aussi vaste que le nombre de marchés. On constate, par contre, deux grandes approches : l'une nord-américaine et l'autre européenne.

Approche nord-américaine

L'approche nord-américaine donne énormément de pouvoir à l'opérateur du réseau (*independent system operator* (ISO)). L'ISO est un acteur crucial du marché qui se charge d'opérer un marché à terme pour le jour suivant (*day-ahead*). L'opération du marché *day-ahead* considère de manière intégrée un grand nombre de caractéristiques techniques des centrales de production ainsi que l'impact du réseau de transport et les besoins en services complémentaires afin de fournir davantage d'informations utiles aux échanges.

Le rôle de ce marché est de créer une projection de l'opération en temps réel à venir et de prendre position afin de fixer les revenus et dépenses des acteurs (producteurs et revendeurs) au lieu d'attendre l'opération en temps réel, où le prix, vulnérable aux variations de la demande ou aux bris d'équipements, n'est connu qu'après le fait (*ex-post*). Ce marché à terme est purement financier et n'engage aucunement les parties à fournir ou bien prendre livraison d'énergie le jour suivant. Un marché à terme permet aux acteurs impliqués dans les transactions bilatérales déjà conclues, de miser pour obtenir la capacité de transport nécessaire à la mise en œuvre de leur transaction. Un sous-produit du marché à terme est le calcul de prix marginaux de l'électricité à chaque nœud du réseau; ces prix sont utilisés pour obtenir la compensation totale des producteurs et le paiement des revendeurs. Si les offres sont maintenues jusqu'à la fermeture des enchères (*gate closure*), le marché devient physique et une livraison est prévue à très court terme (i.e. pour la prochaine heure). Avec un marché à terme, les acteurs connaissent donc avec plus d'exactitude le prix d'achat et de vente d'électricité avant leur consommation (*ex ante*) et peuvent ainsi ajuster leur offre.

Un marché à terme s'accompagne également d'un marché en temps réel (physique). L'opération du marché en temps réel implique des livraisons et extractions d'énergie à l'image de la répartition établie lors de la fermeture des enchères. Il inclut donc la répartition économique identifiée, mais également les transactions bilatérales ayant réservé leur accès au réseau. Dans la conduite du marché en temps réel, l'ISO, tout en conservant une vue d'ensemble de son réseau, se charge de répartir l'énergie nécessaire afin d'équilibrer la production à la demande en utilisant la capacité en réserve opérationnelle (i.e. les services complémentaires) des centrales les plus économiques. Lorsque le besoin de régulation est trop important, une nouvelle répartition (i.e. un changement de point de consigne) peut s'opérer à l'intérieur de l'intervalle horaire. Après la conduite du marché (*ex-post*), des prix marginaux pour chacun des

nœuds sont calculés pour fins de facturation. Ces nœuds peuvent refléter la congestion et les pertes générés par ces échanges. Il est important de noter que le volume d'énergie transigé par le marché en temps réel est généralement petit en comparaison de celui des marchés à terme et bilatéraux.

L'approche européenne

Au contraire de l'approche nord-américaine, les opérateurs de réseaux de transport européens n'ont aucun rôle à jouer dans le marché avant le moment où les producteurs et les revendeurs doivent annoncer quelle sera leur position, celle-ci reflétant l'agrégation de nombreux contrats bilatéraux. Ainsi, les opérateurs de réseaux européens n'opèrent pas un marché à terme comme les ISO américains. En fait, les opérateurs européens se contentent de gérer un marché de ressources d'équilibrage qui est suivi d'un marché en temps réel, où les écarts entre la production et la charge sont éliminés en répartissant les ressources d'équilibrage et des services complémentaires acquis plus tôt. Les écarts entre les positions annoncées et les données de télémétrie sont réglés via des prix qui récompensent (pénalisent) les écarts contribuant à réduire (augmenter) l'écart global du réseau. Finalement, contrairement à l'approche nord-américaine, où le marché prend en compte l'effet du réseau, en Europe, la congestion du réseau de transport est gérée en utilisant les ressources d'équilibrage.

Distinctions et ouverture aux RED

Ces deux approches impliquent la conduite d'un marché en temps réel ou d'un marché d'équilibrage. Ces deux approches incluent des services compétitifs ou non de fourniture de services complémentaires pour maintenir la fréquence et la tension. Cependant, une distinction majeure de l'approche américaine est l'établissement d'une solution de répartition optimale réalisée en deux temps (*two-settlement process*). Cette solution permet une co-optimisation de la répartition économique et des contraintes de réseau dans l'établissement de la répartition économique optimale.

Dans l'approche nord-américaine, les prix de l'électricité sont établis à posteriori (*ex post*), en tenant compte de la congestion et des pertes de réseaux dans certaines zones ou certains nœuds, alors que dans l'approche européenne, ces paramètres techniques sont gérés de manière *ad hoc* et leurs coûts de réseau qui leur sont attribués sont socialisés après le fait.

En ce qui a trait aux ressources énergétiques distribuées, l'approche américaine a le mérite :

- De permettre des modifications à la demande d'électricité ou à la production avant que le marché de l'électricité en temps réel ne soit opéré. La demande flexible et le stockage peuvent donc être optimisés suivant les coûts projetés de l'électricité;
- De valoriser les solutions décentralisées de réduction de la congestion, puisqu'un signal de prix est fourni pour refléter la congestion dans une zone ou un nœud;
- De valoriser la production distribuée, puisque les pertes générées par l'injection de puissance en un point du réseau de transport et sa consommation en un autre sont ajoutées au coût de production.

Une dimension additionnelle des marchés de l'électricité réside dans le traitement des coûts liés à la congestion. L'approche nord-américaine prévoit un marché de droits de congestion permettant de mitiger les conséquences financières de la congestion alors que l'approche européenne socialise ces coûts dans le coût du service de transport. Dans ce cas, les acteurs ont peu de moyens pour éviter ces charges.

4.3 L'agrégation de charge

L'élément essentiel du succès commercial de la gestion de la demande implique un nécessaire processus d'agrégation des charges. L'agrégation agit comme un levier afin de générer des effets de masse qui permettent (i) d'offrir des volumes de gestion de la demande qui sont intéressants pour les marchés et (ii) de gérer l'incertitude et la variabilité de la charge elle-même. Le rôle de « l'agrégateur » est né du besoin d'avoir des volumes commercialement significatifs et de limiter le risque associé à la livraison des volumes de gestion de la demande. On peut aussi ajouter que les agrégateurs agissent en tant que courtiers qui permettent l'accès des consommateurs aux marchés de l'énergie et autres services complémentaires de réseau. Pour sécuriser des revenus et détenir les leviers nécessaires pour investir dans des technologies de gestion de la demande, les agrégateurs participent souvent aux enchères de capacité, comme le Reliability Pricing Model (RPM)¹⁴ dans PJM [14]. Ces marchés visent à organiser la planification à long terme des ressources dans une région pour éviter des congestions futures.

L'agrégation semble être une voie d'avenir pour le développement de la gestion de la demande. En fait, il existe déjà plusieurs exemples d'entreprises d'agrégation des flexibilités de la charge. La compagnie australienne Energy Response Pty Ltd. (acquise par EnerNOC en juillet 2011) fait figure de pionnier dans le domaine en ayant fait sa marque en agrégeant les charges interruptibles de bon nombre de grands consommateurs en Australie. En septembre 2010, l'entreprise CPower Inc., qui s'est démarquée dans les dernières années en offrant un service d'agrégation de charges dans plusieurs états et provinces en Amérique du Nord, a récemment été achetée par Constellation Energy. Les solutions de gestion de la demande font maintenant partie intégrante de l'offre de service énergétique de ce producteur et revendeur d'électricité.

Du côté européen, la grande majorité des grands groupes d'utilités publiques et des PME sont à l'œuvre.¹⁵ Par exemple, GDF Suez (grand groupe) et Flextricity (petite PME) furent les premiers présents en tant qu'agrégateurs en Grande-Bretagne; ils y font affaire en tant qu'agrégateurs depuis déjà près de cinq ans.

4.4 Les défis d'intégration

Tel que présenté précédemment, l'introduction des ressources énergétiques distribuées sur les grands réseaux électriques exige vraisemblablement des ajustements aux règles d'opération du réseau et aux règles des marchés. Premièrement, ces ressources introduisent davantage d'acteurs et posent des défis

¹⁴ <http://www.pjm.com/markets-and-operations/rpm.aspx>

¹⁵ Dans le cas de la Grande-Bretagne : www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/demandside/aggregators/.

techniques d'intégration. Deuxièmement, ces ressources apparaissent de manière diffuse sur le réseau, les rendant difficilement discernables l'une de l'autre, à moins d'avoir un équipement de monitoring pour chacune d'entre elles. Troisièmement, de par leur petite taille, ces acteurs n'auront généralement pas ou peu d'accès aux grandes structures de marché et donc des ajustements à la réglementation et l'ajout de nouveaux services sont nécessaires afin de faciliter leur accès aux marchés.

Exemples de projets d'intégration aux marchés

Un grand défi de l'intégration de ressources énergétiques distribuées réside dans l'adaptation des règles et philosophies de design du marché. On commence à voir apparaître des propositions dans la littérature scientifique où les contributions de la demande à la fourniture de services complémentaires soient reconnues de manières explicites. Par exemple, dans certaines publications, on argumente en faveur de la reconnaissance des effets liés à la reprise de l'énergie (*payback*), au sein même du mécanisme de marché [70] [71] [72].

Les projets européens ADDRESS (www.addressfp7.org) et FENIX (www.fenix-project.org) ont développé le concept d'agrégation des charges et de leurs flexibilités. FENIX s'est concentré sur les consommateurs de grande taille (institutions et industries) dans le contexte de centrales virtuelles, tandis qu'ADDRESS, de son côté, s'est penché sur l'agrégation des petits consommateurs commerciaux et résidentiels.

ADDRESS se démarque plus principalement pour ses efforts dans le développement des concepts et des méthodes opérationnelles d'un agrégateur pour les petits consommateurs. Les résultats du projet européen ADDRESS vont jusqu'à suggérer l'existence de trois produits de flexibilité de base [73] pouvant mener éventuellement à l'émergence de quelques marchés véritablement liquides au lieu d'une multitude de petits marchés de niche de faibles volumes ne permettant pas de se démarquer. Ce projet est présentement dans sa phase finale de validation sur trois sites de test en Europe (en France (Bretagne), Espagne (Castellon) et en Italie (Carpinone)).

Le projet *Intelligent Energy System* [60], mis en œuvre dans le cadre de l'initiative EcoGrid au Danemark, visent à développer de nouvelles fonctions de marché pour intégrer un grand nombre de petites ressources distribuées pour fournir de la régulation de réseau. L'approche suggérée dans un des volets de ce projet est de maintenir les marchés actuels (*day-ahead, hour-ahead*), mais de permettre à des charges flexibles de petite puissance de participer au marché de régulation via l'envoi d'un signal unidirectionnel.

Du côté nord-américain, des projets de démonstration impliquant des marchés et des centrales électriques virtuelles intégrées à un marché de l'électricité sont les projets pilotes PowerShift Atlantic au Canada[41], de Consolidated Edison avec l'EPRI dans l'état de l'Illinois [74] et celui de l'Olympic Peninsula dans l'état de Washington [75].

Évidemment, le développement de nouveaux services ne se fait pas en vase clos. Le contexte local, la réglementation et l'environnement technique de l'industrie électrique façonnent les mécanismes et philosophies ayant pour effet de valoriser ou non ces services. La mise en place de programmes de gestion de la demande et de stockage distribué comporte son lot de défis de nature commerciale, technique et socioculturelle. Les sections suivantes présenteront quelques défis et quelques facteurs de succès.

4.4.1 Défis techniques

Le caractère diffus de la ressource : Les consommateurs sont dispersés à travers le réseau et sont généralement difficiles à caractériser de manière individuelle. Il est donc difficile de pouvoir évaluer le

potentiel de la ressource agrégée en absence « d'un effet de masse ». Cette problématique se retrouve magnifiée dans le cas où des contraintes de réseau limiteraient le nombre de consommateurs pouvant répondre à l'appel.

Le besoin de reprise de l'énergie libérée : Tel que mentionné ci-haut, la grande majorité des charges et les systèmes de stockage d'énergie permettent principalement de différer (avec des charges) ou d'anticiper la consommation d'énergie (avec du stockage). Dans le cadre du déplacement de la demande, l'opérateur doit prévoir la reprise de l'énergie libérée (*payback*) en évitant de créer un nouveau stress pour le réseau. De plus, ces ressources ne sont pas de purs substituts à de la capacité de production (c'est-à-dire, de la demande « purement négative »). Étant donné les pertes associées avec le devancement ou le report de la consommation, la quantité totale d'énergie ultimement consommée peut potentiellement augmenter. L'idée, cependant, est que le surcroît d'énergie demandée soit produit par un bouquet de ressources qui soit meilleur marché et/ou moins polluant.

Le besoin de mesurage adapté : Étant donné le caractère diffus de cette ressource, il est impératif d'établir une infrastructure et des protocoles de mesurage de la demande qui puissent (i) permettre d'établir l'apport de la gestion de la demande à l'échelle du réseau ou de ses sous-réseaux et (ii) permettre la rémunération correcte et adéquate des consommateurs qui participent à l'effort.

Mesurage et référencement

Un aspect important du concept de flexibilité est l'idée que la flexibilité s'exerce à partir d'une position initiale donnée. Donc, si l'on veut récompenser une modification de consommation liée à une action (automatique ou non) du consommateur suivant une consigne venant du distributeur, d'un revendeur ou d'un agrégateur, on se doit d'établir si le changement de consommation est bel et bien le fruit d'un exercice de la flexibilité du consommateur et non une simple coïncidence. De plus, on se doit de déterminer l'ampleur de la modification apportée. La méthode couramment employée utilise une courbe de référence de consommation pour chaque consommateur ou type de consommateur (« *baseline* », en anglais). L'utilisation de telles courbes de consommation est très répandue, mais demeure controversée, car il est possible pour le consommateur de tricher en surconsommant lors de la référencement de sa consommation. L'utilisation de ces courbes est généralement acceptable pour des grands consommateurs étant donné que leur consommation est assez facile à prévoir en fonction de données simples (p. ex. la météo, le jour de la semaine, la saison). Dans le cas des petits consommateurs, c'est plus difficile en raison de la complexité et des coûts associés ainsi que de la variabilité de la consommation liée à la dynamique plus variable d'une cellule familiale. Le développement de solutions de rechange à la référencement doit donc être accéléré afin d'améliorer l'estimation de la flexibilité ainsi que sa rémunération. Une solution mise de l'avant par le projet ADDRESS (www.addressfp7.org), consiste à établir des gradins de consommation qui servent à indiquer au consommateur s'il a intérêt à diminuer ou augmenter sa consommation. Enfin, il est important de mentionner que le développement de la tarification dynamique de la consommation finale du client rend la référencement (et la fonction d'agrégation en général) inutile. En effet, suivant cet incitatif, le client final se substitue à l'agrégateur pour tirer profit des bas prix de l'électricité sur les marchés et pour gérer les risques associés aux prix plus élevés. Ce type de tarification n'est pour l'instant disponible que pour les grands consommateurs.

Le besoin de prévoir le comportement des charges : Il est important pour l'opérateur de bien prévoir la demande d'électricité des charges participantes et de les caractériser de façon à prédire leur performance dynamique dans le temps. Ultimement, cette connaissance des charges et des modèles associés constituera, pour les opérateurs de réseau de transport ou de distribution, un outil d'aide à la

décision permettant d'optimiser les opérations. À cet effet, des versions avancées de systèmes de gestion de l'énergie (*energy management systems*), utilisant des réseaux de neurones, par exemple, sont développées afin de prendre en charge de nouvelles fonctionnalités de caractérisation des charges provenant de différents agrégateurs.

4.4.2 Défis commerciaux

Le besoin de satisfaire le cadre des marchés existants : Dans bien des cas, par exemple dans les marchés de services complémentaires, il y a des contraintes techniques préexistantes qui discriminent l'usage de ressources de petite échelle. L'exemple le plus probant est la nécessité d'offrir des blocs de capacité plus grands qu'un certain minimum (i.e. 1 MW), un minimum que la majorité des ressources de production traditionnelles n'a aucun problème à satisfaire, mais qui cause problème pour les ressources distribuées. Ainsi se pose le choix d'adapter les structures de marché existantes ou d'ouvrir la porte à l'agrégation. Souvent, ces deux moyens sont utilisés.

Bloc minimaux

La majorité des marchés de l'électricité et de services complémentaires a des limites inférieures de volumes pouvant être offerts dans ceux-ci. C'est ainsi qu'en Grande-Bretagne, le régisseur des marchés de l'énergie, Ofgem, a ordonné en 2008 à l'opérateur du réseau de transport en Angleterre et au Pays de Galles (National Grid plc) de réduire la taille du volume minimal d'une offre pouvant être faite dans le marché de réserve primaire (*frequency response*) à 3 MW [76] [77]. Cette réduction, qui faisait passer le niveau minimal de 10 à 3 MW, avait pour but de permettre l'utilisation de ressources venant de charges agrégées.

Réglementation des monopoles : Des entreprises intégrées verticalement jouissent d'une position monopolistique dans plusieurs régions et pays. Ces entreprises peuvent être réfractaires à l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs pour offrir de l'énergie, de la régulation, de la réserve ou de la capacité. Également, des entreprises intéressées pourraient se buter à l'absence de régulation économique appropriée. En absence de mécanismes incitatifs, plusieurs utilités publiques régulées sur la base des coûts de service (*cost of service regulation*) ont un avantage économique à augmenter la capacité de leur réseau plutôt qu'à investir dans des solutions alternatives, souvent moins intensives en capital. La dynamique entre les divisions d'une entreprise intégrée verticalement peut également être un obstacle, en particulier si les actions de l'une (i.e. la distribution) contreviennent au plan d'expansion des autres divisions (transport et production).

L'émergence d'effets pervers : dans une industrie dérèglementée, les actions d'un acteur utilisant la gestion de la demande peuvent causer des inconvénients à d'autres acteurs du réseau. Le meilleur exemple ici est la création de déséquilibres de portfolio pour des revendeurs suivant des instructions de modification de charge venant d'une tierce partie. Un autre effet pervers pourrait mener des revendeurs d'énergie à manipuler la demande de telle sorte qu'elle ait un impact sur le prix profitable uniquement à certains producteurs, et ce, au détriment des consommateurs [78].

Implications juridiques

Dans un contexte industriel où les divers acteurs du marché sont en compétition, l'émergence de la gestion de la demande peut avoir des effets négatifs sur certains acteurs. Le cas le plus célèbre de ce type de situation fut la plainte d'Électricité de France (EDF) (sa branche commerciale de vente au détail) à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) contre Voltalis. Ici, Voltalis agit comme agrégateur de flexibilités des petits consommateurs qu'il revend à RTE (transporteur) comme un service « d'effacement diffus », c'est-à-dire de la capacité de réserve. Le motif de la plainte d'EDF se fondait sur le raisonnement suivant : les actions de Voltalis (tierce partie) sur les consommateurs de détail d'EDF causent des déséquilibres dans son portfolio, ce qui lui entraîne des pénalités sur le marché d'équilibre. Initialement, la CRE a donné raison à EDF en 2009, forçant Voltalis à compenser EDF pour les changements de consommation causés par ses actions sur les consommateurs. Cette décision a été cassée par le Conseil d'État en 2011 [79]. Cet exemple illustre bien comment l'établissement de la gestion de la demande change la donne de l'industrie électrique. Il est clair que des analyses poussées doivent être faites afin de bien comprendre toutes les implications de la gestion de la demande. Le cas ci-haut démontre qu'il y a un certain vide juridique au sujet de titre de propriété de l'énergie qui est déplacée dans le temps par le stockage et la gestion de la demande. Les questions à poser sont nombreuses, mais la principale est : Est-ce que c'est l'agrégateur qui devient le propriétaire de l'énergie consommée qu'il aide à différer ou anticiper? Dans le cas où la fonction d'agrégation serait confiée à un opérateur de réseau, cela devient encore plus délicat, car l'opérateur se verrait *de facto* prendre position dans le marché, ce qui, dans le contexte européen, serait difficilement envisageable.

La valorisation de la gestion de la demande et la formation d'incitatifs appropriés : la fourniture de services complémentaires par la gestion de la demande requiert que la valeur de celle-ci soit supérieure à la somme des incitatifs et paiements versés aux consommateurs participants. Dans les cas où un très grand nombre de consommateurs est appelé à contribuer à la fourniture de flexibilité, celle-ci, fournie à l'échelle du réseau, est le résultat d'un processus d'agrégation qui tend à marginaliser la contribution de chaque consommateur et ainsi limiter considérablement l'ampleur de la récompense. Donc, si on applique en plus une prime de risque à la valeur espérée des récompenses pouvant être accumulées, il apparaît dans bien des cas que l'attrait monétaire pour le consommateur est souvent limité et doit être suppléché par un mécanisme de subvention opérant hors du marché.

Les coûts d'acquisition des équipements pouvant favoriser l'exploitation de la flexibilité : il est indéniable que l'exploitation de la flexibilité de la charge passe par un ensemble de technologies pouvant habilitier celle-ci (p. ex. électroménagers intelligents, contrôles de température sophistiqués, moyens de communication, etc.). Étant donné que les récompenses pouvant être obtenues par les consommateurs sont relativement petites, les coûts des équipements doivent être généralement couverts par l'acteur qui souhaite participer à la gestion de la demande. Avec le déploiement graduel d'équipements électriques dont « l'intelligence » est imbriquée dès la fabrication et le remplacement graduel des équipements électriques désuets chez les clients, le coût d'acquisition des technologies de gestion de la demande est amené à baisser considérablement.

4.4.3 Défis sociaux et culturels

L'acceptabilité de la gestion de la demande par les consommateurs : Il peut être difficile de convaincre les consommateurs d'installer des équipements et d'adapter leur manière de consommer ou de conduire des affaires pour une récompense relativement basse. Les incitatifs économiques peuvent ne pas suffire à engager les clients. Mettre de l'avant les valeurs morales et environnementales des gens et des entreprises peut contribuer au succès avec certains segments de la clientèle. De plus, il est très fréquent que le public s'oppose à l'installation de certaines technologies (tels que les compteurs intelligents) ou à des modes de tarification qui renvoient un signal de prix pour faciliter la gestion de la demande (p. ex. la tarification différenciée dans le temps).

Respect de la vie privée et des informations personnelles : Le partage d'information sur lequel repose l'approche de la gestion de la demande peut être perçu comme une entorse au respect de la vie privée et à la confidentialité des informations personnelles.

Incitatifs et bénéfices potentiels

Tel que mentionné plus haut, lorsque qu'une entité telle qu'un agrégateur fournit un service complémentaire quelconque, cela peut impliquer la participation d'un très grand nombre de consommateurs. La valeur de ce service au niveau du système doit éventuellement être transférée au client (moins une certaine marge à l'agrégateur). On peut donc imaginer que potentiellement, la rémunération de chacun des consommateurs participants sera minime. Il est donc clair que dans l'intérim où la rareté des ressources de flexibilité d'un réseau n'est pas critique, la gestion de la demande aura de la difficulté à s'établir et être commercialement viable. En fait, afin de développer les ressources énergétiques distribuées, les politiques énergétiques doivent mettre l'accent sur leurs bénéfices intangibles en appelant le sens moral et la conscience environnementale du public, des institutions et des entreprises [80]. Dans le cas des entreprises ayant une position dominante dans les pays où la question du changement climatique est au haut de l'agenda, on peut même voir une nette tendance à la proaction afin de valoriser l'image de marque et mettre en évidence la conscience sociale de l'entreprise. En Grande-Bretagne, encore une fois, la majorité des grandes chaînes de vente au détail (p. ex. Tesco, Sainsburys et Marks & Spencer) ont lancé des programmes de coordination et d'optimisation de leur consommation d'énergie, certaines chaînes alliant la masse thermique de leurs magasins (comme médium de stockage) à de la production éolienne.

4.5 Facteur de succès

L'environnement général de l'industrie électrique dans une région (p. ex. la disponibilité de l'hydroélectricité, la présence d'un marché ouvert, le prix de l'électricité) modifie grandement les perspectives commerciales de la gestion de la demande, du stockage et autres produits et services fournis par agrégation. La section suivante présente quelques facteurs de succès pour faciliter la commercialisation des RED.

4.5.1 Analyser le contexte local

Afin d'évaluer les conditions de succès, le projet ADDRESS fait ressortir les éléments favorables ou défavorables à la gestion de la demande [81]. Le projet s'est basé sur quatre scénarios européens où les conditions locales liées au développement des énergies renouvelables variables, les types de charges et

le besoin d'équilibrage (flexibilité) ont été analysées. Les caractéristiques identifiées ont été les suivantes :

- La géographie du lieu où le scénario est développé. L'aspect géographique réfère ici au climat et aux conditions météorologiques moyennes et extrêmes;
- Les caractéristiques et la densité de clients dans l'agglomération où le scénario est développé;
- L'infrastructure de l'industrie électrique (i.e. le mix technologique du parc de production et le contexte du marché et de la réglementation) en place à l'endroit et au moment où le scénario est développé;
- Le contexte technologique (i.e. principalement les usages des clients et les technologies branchées au réseau là et au moment où le scénario est développé.

De manière générale, un scénario présentait un bon potentiel de succès si dans la région, plus de flexibilité était nécessaire (i.e. pour accommoder des énergies renouvelables variables) et si des charges flexibles étaient disponibles chez les consommateurs.

Voici un résumé des résultats pour les quatre scénarios d'ADDRESS :

1. Le scénario de la *Ville dans le sud* possède le plus grand potentiel de succès pour les raisons suivantes :
 - Il y a un besoin bien clair pour plus de sources de flexibilité qui soient abordables chez plusieurs acteurs de l'industrie. Cette réalité est due à la grande proportion d'énergie renouvelable variable branchée au réseau de transport ayant causé une croissance constante de la demande en services complémentaires et en capacité d'équilibrage.
 - L'offre potentielle de flexibilité venant de la charge est attrayante car :
 - La densité de la clientèle est importante,
 - La part du lion de la charge est flexible (climatisation), et
 - Vers la fin de l'horizon du scénario, on assiste à l'émergence des véhicules électriques.
2. Le scénario de la *Campagne dans le sud* présente un bon potentiel de succès pour les raisons suivantes :
 - Il y a des besoins accrus en termes de flexibilité, en raison de la disparition graduelle des marges de capacité du parc de production;
 - En revanche, le potentiel d'utilisation de la charge dans ce scénario est bas, car la densité des clients est basse et la charge agricole est de nature très saisonnière.
3. Le scénario du *Village de banlieue nordique* possède le plus bas potentiel de succès :

-
- L'offre de flexibilité au niveau national est suffisante en raison de la grande capacité de production hydroélectrique et des nombreuses interconnexions internationales;
 - Le potentiel de flexibilité des consommateurs est faible initialement, étant donné la densité de population moyenne et le peu d'usages flexibles de l'électricité (la demande en chaleur est principalement fournie par des chaufferies urbaines et des combustibles fossiles brûlés localement, alors qu'il y a toujours très peu de thermopompes).
4. Finalement, le scénario de la *Communauté multi-logement en zone tempérée* présente des caractéristiques intéressantes, pouvant assurer le succès de l'utilisation de la flexibilité de la charge :
- Il y a une croissance du besoin de flexibilité à l'échelle nationale étant donné le nombre de nouvelles et importantes installations de production d'énergie renouvelable. De plus, il est accepté que les producteurs utilisent le potentiel d'effacement de charges afin de répondre à des exigences de fourniture de capacité de réserve;
 - Le potentiel de l'offre est grand en raison de la grande concentration de clients et de l'utilisation importante du chauffage électrique et de la climatisation.

4.5.2 L'agrégation en centrales électriques virtuelles

Les centrales électriques virtuelles pourraient avoir un impact important dans les prochaines années, car elles constituent la suite logique du développement du marché de l'agrégation. En effet, elles permettent de prendre en charge un plus grand nombre de dispositifs pour offrir un plus grand nombre de services de réseau que seulement la réduction de la pointe.

Tel que présenté à la Figure 10, une centrale virtuelle peut regrouper, entre autres, des génératrices d'urgence, des équipements intelligents (dans les maisons, commerces et industries), des bâtiments intelligents et différents types de stockage. Ces ressources peuvent être localisées sur une même ligne ou être situées sur des lignes électriques différentes et pouvoir tout de même offrir de l'énergie, de la capacité ou de l'équilibrage sur un même marché.

Les centrales électriques virtuelles pourraient avoir un impact important dans les prochaines années, car elles constituent la suite logique du développement du marché de l'agrégation

Centrale électrique virtuelle

Activée par un réseau électrique intelligent

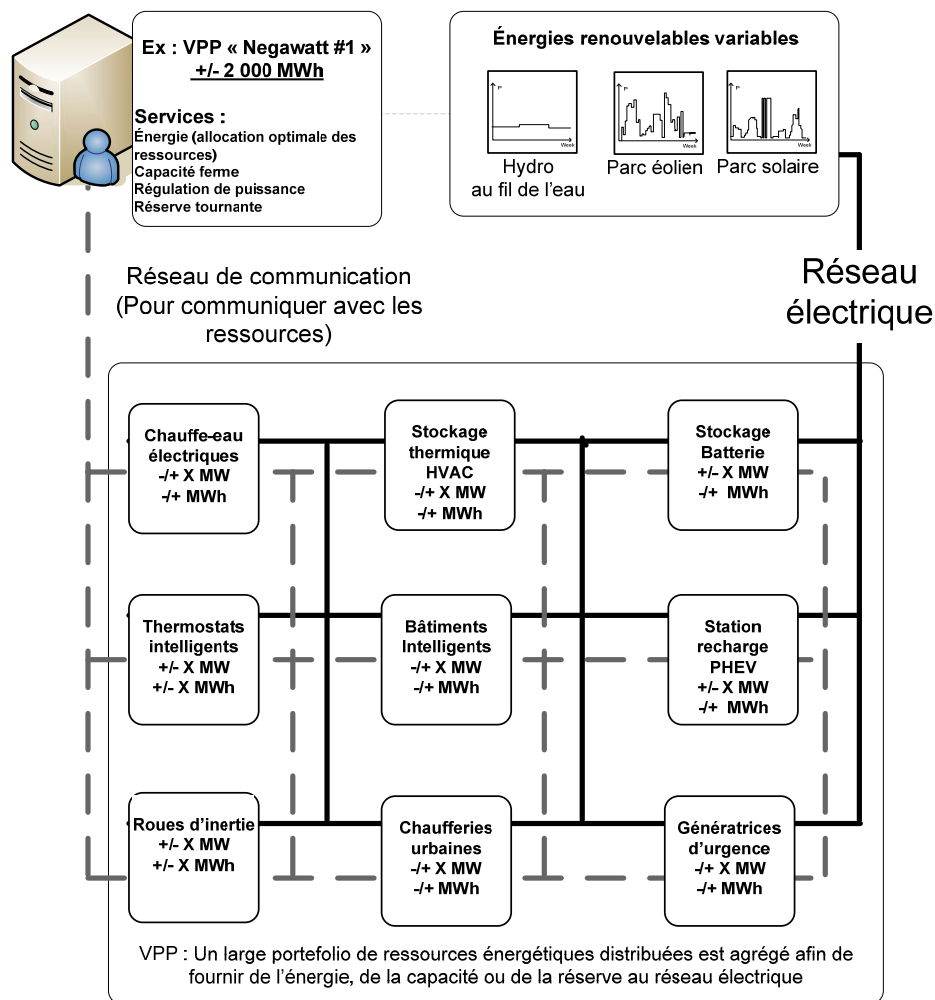


Figure 10 : Centrale électrique virtuelle

Si la structure des marchés et la réglementation le permet, les entreprises électriques traditionnelles peuvent exploiter ce modèle d'affaire, plutôt que de construire de nouvelles centrales. Ce marché pourrait également être ouvert aux agrégateurs, aux revendeurs et aux grands clients industriels. Bien sûr, pour que des centrales électriques virtuelles détenues par des entreprises tierces ou des entreprises électriques voient le jour, le coût des technologies devra être compétitif. D'ici à ce que des technologies soient plus accessibles pour les clients résidentiels, ces nouvelles entreprises devraient, à court terme, se limiter à la gestion de la demande de grands consommateurs d'électricité ou n'offrir que des services de plus grande valeur.

4.5.3 L'agrégation en micro-réseaux : l'achèvement du smart grid

Dans le livre *Power System Restructuring and Deregulation* (2001) [69], on mentionne que la production distribuée pourrait jouer un rôle significatif dans la future structure des réseaux électriques. Selon l'auteur, la production électrique à proximité de la consommation offre une combinaison d'avantages techniques, économiques, environnementaux et même politiques. À cet égard, on mentionne qu'un réseau électrique avec production distribuée serait plus robuste et moins vulnérable aux désastres naturels. Cette vision du futur, partagée par plusieurs intervenants du domaine de l'énergie, suggère que la production distribuée permettra, à terme, d'assurer la sécurité énergétique dans les villes, quartiers et même chez un client individuel. Selon cette vision, l'augmentation graduelle de la production distribuée et du stockage permettra la création de micro-réseaux autonomes, pouvant maintenir le service électrique. Contrairement à une centrale électrique virtuelle, un micro-réseau est électriquement et géographiquement circonscrit. On peut donc imaginer que dans quelques années, des marchés de l'électricité locaux avec des prix locaux et le développement de services complémentaires pourraient se développer.

La Figure 11 illustre la vision « smart home » de l'opérateur indépendant du réseau de l'Ontario [82] qui prévoit qu'en 2030, des quartiers pourront générer leur propre électricité.

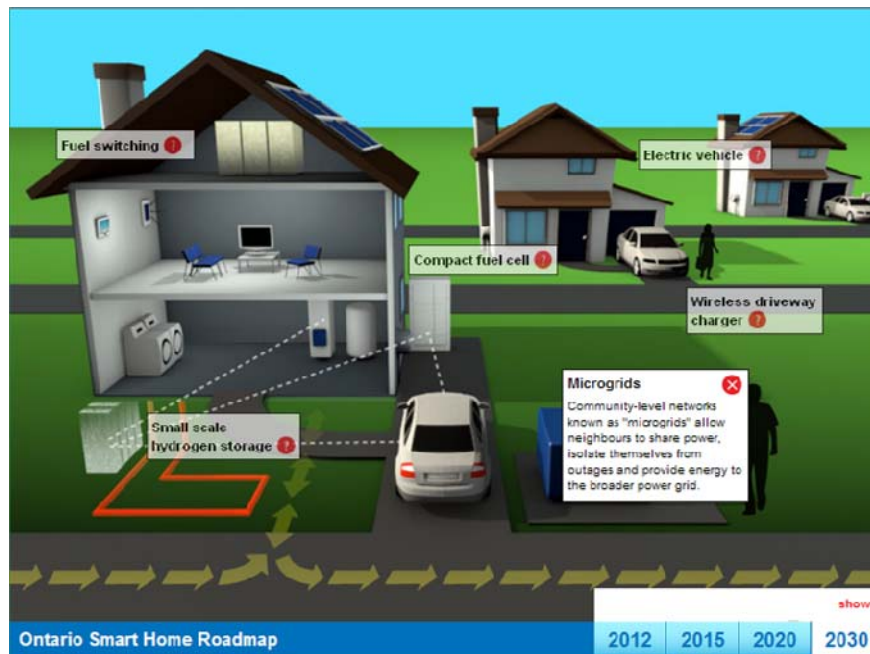


Figure 11 : Vision smart home/smart grid en Ontario 2011 [82]

Sur cette image, on présente le rôle que sont amenés à jouer les micro-réseaux et leur interaction avec d'autres technologies, telles que la production solaire, les équipements électroménagers intelligents et les voitures électriques. On présente également des technologies dont l'accessibilité serait facilitée d'ici 2030, soit des piles à combustibles ou du stockage avec hydrogène.

Bien que la proportion d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution demeure faible, chaque année, la capacité de production distribuée augmente, et ce, dans plusieurs marchés. Le stockage d'électricité en est à ses débuts sur les réseaux, mais le nombre d'unités devrait augmenter, suite à de nombreux programmes d'autoproduction, de stockage et de déploiement de véhicules électriques.

Développer cette vision implique d'intégrer les ressources distribuées dans l'étude des scénarios de planification urbaine¹⁶, tel que le besoin d'eau, d'électricité, de chauffage, de climatisation et de transport. En considérant des programmes ciblés dans certains quartiers et zones surchargés, il est possible de compenser le coût plus élevé de ces ressources en évitant des coûts d'infrastructures en amont. De tels changements peuvent s'amorcer maintenant et s'échelonner sur une longue période. Cependant, pour débiter ce processus, les mécanismes de marchés et des ajustements réglementaires doivent être mis en place afin que les RED soient valorisées au même titre que les ressources centralisées.

¹⁶ Se référer au concept de ville intelligente « smart city ».

5 Résumé

Les discussions présentées aux sections précédentes font état du potentiel technique et des aspects sociaux-économiques liés à l'intégration des ressources énergétiques distribuées. À la lumière des projets de démonstration et des études techniques réalisées jusqu'à présent, un potentiel important de charge flexible est disponible.

En résumé :

- Les charges contrôlées par thermostat sont très flexibles. Des changements à leur réglage peuvent être appliqués, jusqu'à une certaine mesure, sans impact pour l'utilisateur. La climatisation, le chauffage intelligent de l'eau ou de l'air ambiant visent à tirer profit de l'inertie thermique, du stockage thermique du réservoir ou du bâtiment.
- Les systèmes biénergie ou multi-énergie ajoutent à la flexibilité des réseaux électriques, offrant à la fois une capacité de délestage et de stockage. Dans le contexte d'un réseau électrique intelligent, ces ressources seraient gérées de façon plus dynamique, offrant en plus du délestage à la pointe, de la réserve opérationnelle.
- Les chaufferies urbaines avec cogénération d'électricité et de chaleur constituent un bon moyen d'augmenter l'autonomie énergétique des villes, en plus de réduire le stress sur le réseau électrique. Ces installations peuvent intégrer différentes sources d'énergie primaire, selon les ressources locales. Ces systèmes peuvent à la fois absorber de l'électricité excédentaire du réseau pour produire le chauffage ou autoproduire au besoin. Le pompage de l'eau semble suffisamment flexible afin de fournir de la régulation.
- Les voitures électriques font leur apparition sur les marchés. Une recharge intelligente suivrait la disponibilité de la capacité locale et de l'électricité sur le réseau. Elle serait en mesure de détecter des perturbations sur le réseau et ainsi se débrancher automatiquement. Des développements futurs pourraient permettre aux voitures électriques de produire également sur le réseau, mais de tels développements dépendront de l'évolution de cette nouvelle industrie.
- Des groupes d'urgence dans le secteur commercial ou industriel peuvent être mis à contribution de façon temporaire afin d'offrir de la puissance d'urgence ou réduire la puissance de pointe. La gestion intelligente d'un tel parc permettrait de prioriser l'utilisation des génératrices moins polluantes (p. ex. gaz naturel) au démarrage de centrales polluantes et moins économiques (p. ex. mazout), après que l'ensemble du parc de ressources flexibles soit épuisé.
- Les maisons et bâtiments intelligents disposant d'énergie renouvelable, de pompes à chaleur géothermiques et des équipements électriques intelligents peuvent contribuer à réduire le stress sur le réseau. Le modèle de charge des bâtiments et résidences est amené à changer avec le déploiement de systèmes de gestion de l'énergie. Leur intégration optimale au réseau impliquera de considérer les besoins des occupants en priorité, et par la suite, de les inviter à participer à la fourniture d'énergie pour leur communauté.

Ces ressources, intégrées à plusieurs agrégateurs ou « centrales électriques virtuelles », pourraient permettre d'éviter des coûts de capacité et d'amorcer la transition vers un réseau électrique composé

de plusieurs micro-réseaux. Pour parvenir à un tel niveau d'intégration des ressources distribuées dans les communautés, la normalisation des protocoles, des équipements et des pratiques est souhaitable.

Le développement du *smart grid* permet de répondre à de nombreux défis techniques, tels que le mesurage, la gestion individuelle des ressources ou l'intégration des données. Au-delà des problèmes techniques, un tel développement comporte son lot de considérations économiques, sociales et commerciales. Des changements aux structures de l'industrie, aux marchés et à la réglementation en vigueur semblent nécessaires :

- L'introduction de ressources distribuées constitue un changement majeur dans l'industrie. Alors que de nouvelles technologies et de nouveaux acteurs font leur apparition, une certaine inertie peut être introduite par l'industrie traditionnelle, qui dispose d'un monopole sur les solutions à apporter pour répondre aux problèmes du réseau. Plusieurs entreprises, émergentes ou traditionnelles, sont appelées à contribuer à ce développement et une ouverture aux changements semble un pré-requis parmi l'ensemble des intervenants de l'industrie.
- Des modifications aux structures de l'industrie et aux règles des marchés peuvent être requises afin d'augmenter l'offre de services énergétiques. L'ouverture à l'agrégation de plus petites charges semble être une tendance lourde, de même que l'offre de nouvelles formules de prix par les revendeurs d'électricité.
- En ce qui a trait à la réglementation économique, il est important de mentionner que le mode de réglementation économique (*cost of service regulation*) le plus répandu en Amérique du Nord (sans mécanisme incitatif) favorise les investissements en réseau plutôt que les investissements chez les clients. Des changements réglementaires peuvent être nécessaires afin de donner aux utilités publiques des incitatifs à investir chez les clients et les communautés, plutôt que sur leur réseau.

Enfin, le contexte local devrait influencer le fond et la forme des programmes à déployer. En fait, le succès commercial du développement des ressources énergétiques distribuées dépendra simultanément d'un besoin accru de flexibilité (forte pénétration de production variable ou besoin d'énergie d'urgence) et de la disponibilité locale de ressources d'équilibrage chez les consommateurs, les petits producteurs et les opérateurs de stockage. Ce besoin déterminera la valeur du service et l'importance des sommes partagées entre les intervenants. Au-delà des considérations économiques, l'acceptabilité des consommateurs demeure à démontrer, de même que les mesures visant le respect de la vie privée. À cet effet, une proposition de valeur plus étoffée et l'assurance d'un traitement sécuritaire de l'information semblent nécessaires pour obtenir l'engagement des clients.

6 Conclusion

Le développement des réseaux électriques intelligents (*smart grids*) et l'amélioration des technologies de l'information devraient permettre de faciliter les communications et la gestion des données avec un plus grand nombre de participants sur les marchés de l'électricité. L'équilibrage des énergies renouvelables ou d'autres services complémentaires pourra être offert par une multitude de ressources distribuées. En constatant l'étendue de nouvelles et anciennes technologies pouvant être utilisées et des possibilités d'adapter les marchés, il semble que la gestion de la demande, du stockage ou de la production distribuée est vouée à un certain succès. À moyen terme, avec l'augmentation de la production distribuée et du stockage disponible dans les véhicules électriques, la dynamique de l'industrie risque d'être complètement transformée. Plus de ressources seront disponibles pour soutenir l'opération des marchés ou fournir de l'énergie d'urgence lors de pannes.

Actuellement, les actifs de production, de transport et de distribution sont amortis sur plusieurs décennies, et parfois jusqu'à 100 ans. En acceptant l'idée que le coût de la production distribuée, du stockage ou de la gestion de la demande continuera à diminuer, il serait prudent de considérer dès maintenant ces nouvelles ressources dans les plans d'approvisionnement en électricité et également prévoir des systèmes capables de gérer ces ressources distribuées. Développer le plein potentiel de gestion de la demande constitue le point de départ de plusieurs juridictions. Aux États-Unis, le potentiel de la gestion de la pointe (*demand response*) est estimé à 15 % de la valeur de pointe des réseaux américains, soit de 90 à 140 GW. Pour exploiter ce potentiel, l'agrégation est permise sur les marchés de gros et des technologies sont normalisées afin de permettre aux clients de limiter leur appel de puissance de façon automatisée. Comme la réduction de la pointe peut rendre caduque le besoin de capacité additionnelle de réseau, les utilités publiques ont tout intérêt à développer des services d'agrégation plutôt qu'à se limiter à la seule gestion d'actif de réseau électrique.

Le développement de l'ensemble de ces ressources représente une importante occasion d'affaires pour plusieurs entreprises et dans certains cas, une opportunité pour les clients de limiter l'augmentation du prix de l'électricité. Comme investisseurs prudents, les utilités publiques traditionnelles doivent reconnaître l'ampleur des changements à venir [22] et s'assurer d'être des acteurs de premier plan dans cette nouvelle industrie. De nouveaux modèles d'affaires ne peuvent cependant pas émerger sans des changements aux structures ou à la réglementation du secteur de l'électricité. L'ouverture aux changements de l'ensemble des intervenants du domaine, des gouvernements et des clients est donc une condition essentielle à l'émergence d'une industrie électrique moderne, verte et compétitive, alignée sur l'économie du 21^e siècle.

7 Annexe 1 - Les services complémentaires de réseau

Les services complémentaires incluent différentes fonctions visant la régulation de la puissance, de la tension et de la remise en charge du réseau suivant les pannes majeures [83]. Ces services sont acquis par l'opérateur du réseau de transport majoritairement chez des producteurs. L'achat de ces services fait parfois l'objet d'une enchère annuelle ou d'une enchère sur un marché court terme (*spot*).

Afin de maintenir la continuité du service électrique et la fréquence à l'intérieur des normes, la demande d'électricité et la production doivent être égales en tout temps. Chaque réseau électrique doit respecter un niveau de réserve minimal, une valeur qui diffère selon les caractéristiques du réseau et les critères de fiabilité en vigueur dans la région.

Ce tableau présente les services complémentaires visés par le maintien de l'équilibre entre la puissance active produite et consommée, leur but, les différentes catégories, ainsi que leur temps de réponse approximatif. À noter que différentes terminologies peuvent être utilisées pour traiter des besoins de services complémentaires [84].

Tableau 4 : Les services complémentaires de réseau

Services	But	Catégorie	Temp de réponse
Réserve de contingence	Comblent les écarts de fréquence lors d'événements majeurs (i.e. perte de ligne et de production)	Réserve tournante Réserve non-tournante Réserve de remplacement	3 secondes 10 à 30 minutes 30 à 60 minutes
Réserve de régulation	Comblent les écarts de fréquence en continue en absence d'événements majeurs	Contrôle primaire - Réglage automatique suivant la Contrôle secondaire - Réglage Automatique de la production (RAP)	0-3 secondes 3 secondes
Suivi de charge	Comblent les écarts en besoin d'énergie entre les ordres de répartitions (i.e. variation intra-horaires)	Suivi de charge	3 secondes à 10 minutes

Essentiellement, la réserve de contingence vise à pallier rapidement à des événements exceptionnels, comme la perte d'un équipement du réseau ou de production. Elle doit maintenir la fréquence et combler rapidement les écarts entre la puissance produite et consommée suite à la perte d'une centrale ou tout autre événement significatif. Selon la catégorie de réserve tournante, non-tournante ou de remplacement, cette réserve doit parfois être très rapide (réserve tournante) ou être disponible à quelques minutes d'un appel de l'opérateur du réseau (réserve non tournante et de remplacement). La réserve tournante est déployée initialement via une action automatique provenant des régulateurs de vitesse des alternateurs (contrôle primaire) et ensuite elle peut être utilisée afin de ramener la fréquence vers sa valeur nominale (contrôle secondaire). Finalement, elle peut contribuer à consolider

le rétablissement de la production perdue à plus long terme (contrôle tertiaire). Étant donné les temps de réponse des réserves non tournantes et de remplacement, celles-ci ne peuvent contribuer qu'au contrôle tertiaire.

La réserve de régulation utilise les mêmes contrôles afin de maintenir la fréquence dans des conditions de réseau normales, soit sans événements majeurs où la vitesse de réponse est basse suivant les variations généralement lentes de la charge. La réserve de régulation est gérée suivant le contrôle primaire, secondaire et tertiaire, fournie par un parc de centrales. Le contrôle primaire est automatique et réagit aux variations de la fréquence du réseau, sans intervention de l'opérateur et stoppe les dérives possibles de la fréquence. Le contrôle secondaire utilise un signal de correction d'erreur émanant de l'insuffisance du contrôle primaire à éliminer les erreurs de fréquence. Celui-ci ajuste les consignes de production de certaines centrales afin de rétablir la capacité de réserve primaire et rétablir la fréquence à sa valeur nominale, et ce, en considérant les échanges d'électricité entre zones d'équilibrage. Ce contrôle est souvent appelé le Réglage Automatique de la Production (RAP) ou l'*Automatic Generation Control* (AGC) en anglais. Le contrôle tertiaire est une capacité additionnelle, agissant en dernier lieu, afin de rétablir les niveaux de réserve lorsque les écarts sont plus importants ou afin de rétablir la sécurité du réseau. Ces capacités de régulation sont « réservées » sur des centrales produisant de l'électricité.

Bien qu'il existe des différences de définition entre les pays et régions d'un même pays, les centrales offrant de la capacité de réserve de contingence « tournante » offriraient du même coup une partie de la régulation continue, soit les réserves secondaires et tertiaires [84]. La Figure 12 illustre où se situe la réserve tournante :

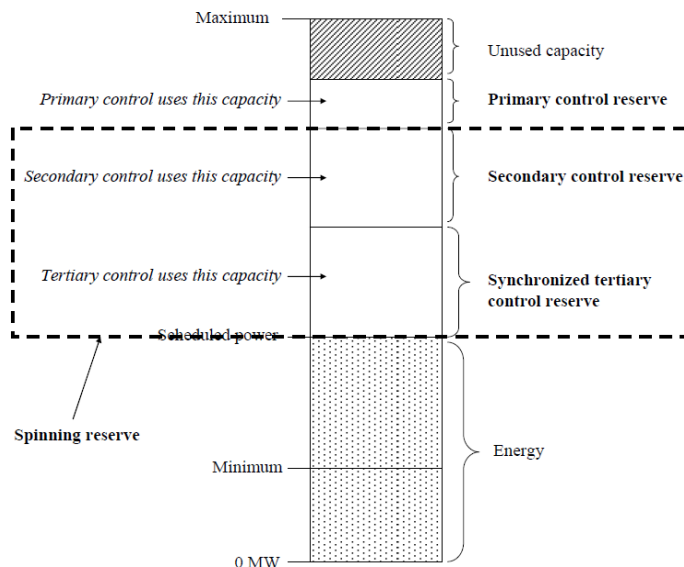


Figure 12 : La réserve tournante d'une centrale et son lien avec les réserves primaires, secondaires et tertiaires [84]

Comme la réserve de régulation vise principalement le réglage de la fréquence, sa capacité de palier à l'écart important entre la production et la demande est limitée. Par exemple, des rampes (hausse ou baisse soudaine de la demande) importantes surviennent régulièrement entre deux cycles de répartition des centrales. Selon la région et les marchés, il peut s'écouler de plusieurs minutes avant que de nouveaux ordres de répartitions soit envoyés aux centrales fournissant de l'énergie. Au-delà de la capacité de régulation disponible, les opérateurs de réseau font appel à un service de suivi de la charge. Les centrales se qualifiant pour ce service doivent être en mesure de répondre en 10 minutes aux instructions de l'opérateur. L'illustration suivante illustre la dynamique entre la fonction de régulation et celle qui consiste à suivre la charge (*load following*).

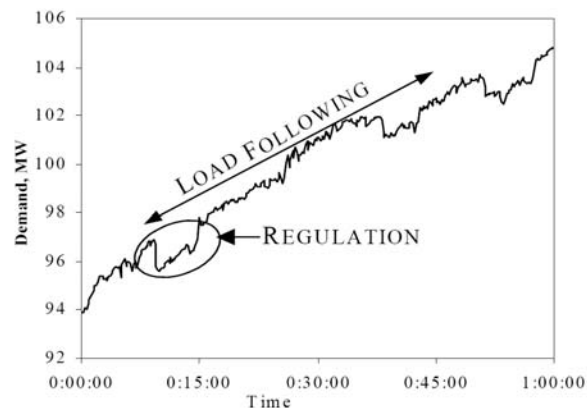


Figure 13 : La réserve tournante d'une centrale et son lien avec les réserves primaires, secondaires et tertiaires [83]

Au-delà des horizons de temps décrits précédemment, les variations sur de plus longues durées, soit les variations horaires et intra-journalières sont comblées de façon continue par la répartition économique, découlant d'un marché ou de la planification centralisée des ressources de production.

Ces variations sur plus d'une heure impliquent le démarrage de centrales de pointe ou de centrales intermédiaires. L'efficacité, la vitesse de cyclage, de même que le temps de démarrage et d'arrêt des centrales, sont des paramètres importants pour évaluer la capacité d'un réseau à intégrer une large proportion d'énergie renouvelable.

8 Références

- [1] International Energy Agency, “Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge”, 200 pp., ISBN 978-92-64-11138-7;
- [2] Dominguez, T., Red Electrica de Espagna, “System Operation: Challenges for Wind Generation Integration”, Dirección de Operación, septembre 2009;
- [3] Hirst, E. et J. Hild, “Integrating Large Amount of Wind Energy with a Small Electric-power System”, avril 2004;
- [4] North American Electric Reliability Council (NERC), “Reliability Impact of Climate Change Initiatives - Technology Assessment and Scenario Development”, juillet 2010;
- [5] Murphy, P., President and CEO, Independent Electric System Operator in Ontario, “Presentation to the Stakeholder Advisory Committee”, 2 mars 2011;
- [6] Pillai, J.R., K. Heussen et P.A. Østergaard, “Comparative Analysis of Hourly and Dynamic Power Balancing Models for Validating Future Energy Scenarios”, Elsevier, 2011, pp. 3233-3243;
- [7] European Technology Platform, “Smart Grids – Strategic Deployment Document for Europe’s Electricity Networks of the Future”, avril 2010;
- [8] Windolf, M., “Flexible Electricity Demand in the Consumer Market”, 2009;
- [9] Energinet.dk “EcoGrid.dk Phase 1 – WP4: New Measures for Integration of Large Scale Renewable Energy”, PSO R&D-contract project, no. 2007-1-7816, 2007;
- [10] United States Department of Energy, “Demand Dispatch – Intelligent Demand for a More Efficient Grid”, préparé par le National Energy Technology Laboratory, DOE/NETL- DE-FE0004001, 10 août 2011;
- [11] Singer, J. et al., Independent Electricity System Operator, “Enabling Tomorrow’s Electricity System – Report of the Ontario Smart Grid Forum”;
- [12] FERC Order No. 890 “Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service”, 72 Fed. Reg.12,266, 15 mars 2007;
- [13] IRC – ISO/RTO Council “North American Wholesale Electricity Demand Response Program Comparison”, 2011, <http://www.isorto.org>;
- [14] Sotkiewicz, P.M., Chief Economist, Markets, PJM Interconnexion, “Demand Response Opportunities in PJM’s Markets”, présentation PowerPoint, avril 2011;
- [15] Lui, T. J., W. Stirling et H.O. Marcy, “Get Smart”, IEEE Power and Energy Magazine, juin 2010, pp. 66-78;

-
- [16] Nissan Motor Co., Ltd., "Nissan Unveils New Power Supply System Through Nissan LEAF", 2 août 2011, http://www.nissan-global.com/EN/NEWS/2011/_STORY/110802-01-e.html;
- [17] U.S. Department of Commerce, "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards – Release 1.0", Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, janvier 2010;
- [18] International Energy Agency, "Smart Grid Technology Roadmap", 2011;
- [19] Fox-Penner, P., "Smart Power – Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities", Island Press, 2010;
- [20] IBM, "Switching Perspectives – Creating New Business Models for a Changing World of Energy", mars 2010;
- [21] McKinsey&Company, "McKinsey on Smart Grid", été 2010;
- [22] Berst, J., "The First Push", Electric Perspectives, mai/juin 2010;
- [23] Ipakchi, A. et F. Albuyeh, "Grid of the Future – Are We Ready to Transition to a Smart Grid?", IEEE Power & Energy Magazine, mars/avril 2009, pp. 1540-1552;
- [24] Kueck, J., B.J. Kirby, M.R. Ally, et C.K. Rice, "Using Air Conditioning Load Response for Spinning Reserve", Energy and Transportation Science Division, Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2008/227, février 2009;
- [25] Ericson, T., "Direct Load Control of Residential Water Heaters", Energy Policy, Elsevier, 2009, pp. 3502-3512;
- [26] Fowler Energy Company, "Demand Response Pilot Project Final Report", préparé pour le Center for Commercialization of Electric Technologies, Austin, TX, mars 2009;
- [27] Faruqi, A. et S. Sergici, "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: a Survey of the Experimental Evidence", 10 janvier 2009, http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1134132;
- [28] Federal Energy Regulatory Commission, "A National Assessment of Demand Response Potential," juin 2009, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dr-potential.asp>;
- [29] Faruqi, A., "Lessons from Demand Response: Trials and Potential Savings for the EU", présentation PowerPoint au Naval & Military Club, Londres, Royaume-Uni, octobre 2009;
- [30] Newsham, G., B.J. Birt, et I. Rowlands, "A Comparison of Four Methods to Evaluate the Effect of a Utility Residential Air-conditioner Load Control Program on Peak Electricity Use", Elsevier Energy policy, août 2011;
- [31] Molina-Garcia, A., F. Bouffard, et D.S. Kirschen, "Decentralized Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control", IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 1, 2011;

-
- [32] DTU, Center for Elteknologi, "Demand as Frequency Controlled Reserve – Implementation and Practical Demonstration", 2009-12. Partners: Ea Energy Analyses, Vestfrost, Danfoss, Østkraft;
- [33] New England FERC Filing on Non-generation Sources of AGC, http://www.iso-ne.com/regulatory/ferc/filings/2008/aug/er08-54-000_001_8-5-08_reg_non-gen_resrces.pdf;
- [34] CAISO, "Operational Requirements and Generation Fleet Capability at 20% RPS", 31 août 2010, <http://www.caiso.com/2804/2804d036401f0.pdf>;
- [35] Kiliccote, S., M.A. Piette, et J.H. Dudley, "Open Automated Demand Response for Small Commercial Buildings", Lawrence Berkeley National Laboratory, E. Koch, D. Hennage, Akuacom, juillet 2009;
- [36] NERC, "Accommodating High Levels of Variable Generation" Princeton, NJ, 2009;
- [37] De Cesaro, J., K. Porter, et M. Milligan, "Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date", The Electricity Journal, Elsevier, décembre 2009, vol. 22, no. 10, pp. 34-43;
- [38] Loutan, C. et D. Hawkins, "Integration of Renewable Resources: Transmission and Operating Issues and Recommendations for Integrating Renewable Resources on the California ISO-Controlled Grid". Fulsom, CA, CAISO, 2007;
- [39] Stylianou, M., "Natural Resources Project Demonstrating: Automated Demand Response and Readiness to Connect to the Smart Grid", Ressources naturelles Canada, CanmetÉNERGIE à Varennes, 2011;
- [40] Chardon, A., O. Almén, P.E. Lewis, J. Stromback, et B. Château, "Demand Response: a Decisive Breakthrough for Europe. How Europe Could Save Gigawatts, Billions of Euros and Millions of Tons of CO²", CapGemini, 2008;
- [41] PowerShift Atlantic, <http://www.powershiftatlantic.com>;
- [42] Peralta, J., BC Hydro, "Planned Islanding and Energy Storage at BC Hydro", présenté à la 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Albuquerque, décembre 2010;
- [43] Pelland, S., D. Turcotte, G. Colgate, et A. Swingler, "Nemiah Valley Photovoltaic-Diesel Mini-Grid: System Performance and Fuel Saving Based on One Year of Monitored Data", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 1, 2012, pp. 167-175;
- [44] Katiraei, F. et C. Abbey, "Diesel Plant Sizing and Performance Analysis of a Remote Wind-Diesel Microgrid", Power Engineering Society General Meeting, 24-28 juin 2007, IEEE , doi: 10.1109/PES.2007.386275, pp. 1-8;

-
- [45] El-Fouly, T. et S. Wong, CanmetÉNERGIE, M. Wrinch, Pulse Energy Inc. « Gestion de l'appel de puissance dans les communautés éloignées – Défis de mise en œuvre et résultats préliminaires pour le village de Hartley Bay », numéro CTEC 2011-120, 2011;
- [46] Callaway, D.S., "Tapping the Energy Storage Potential in Electric Loads to Deliver Load Following and Regulation, with Application to Wind Energy", Elsevier, Energy Conversion and Management 50, 2009, pp. 1389-1400;
- [47] Eto, J. H., Lawrence Berkeley National Laboratory, "Demand Response Spinning Reserve Demonstration – Phase 2 Findings from the Summer of 2008", préparé pour Energy Systems Integration - Public Interest Energy Research Program - California Energy Commission, avril 2009;
- [48] Kirby, B., "Spinning Reserve from Responsive Loads", ORNL/TM 2003/19, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge TN, mars 2003;
- [49] Bain, J., D. L. O'Neal, M.A. Davis, et A. G. Rodriguez, "The Effect of Hardware Configuration on the Performance of Residential Air Conditioning Systems at High Outdoor Ambient Temperatures, EPRI TR-106543, 1995;
- [50] Intelligent Energy Europe, "Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)", IEE program (contract no. EIE/06/185/SI2.447477), novembre 2009;
- [51] Paull, L., H. Li, et L. Chang, "A Novel Domestic Electric Water Heater Model for a Multi-objective Demand Side Management Program", University of New Brunswick, Elsevier - Electric Power Systems Research 80, juin 2010, pp. 1446-1451;
- [52] Kondoh, J., N. Lu, et D.J. Hammerstrom, "An Evaluation of the Water Heater Load Potential for Providing Regulation Service", Power Systems, IEEE Transactions, vol. 26, no. 3, août 2011, pp. 1309-1316;
- [53] Steffes, P., "Grid-interactive Renewable Water Heating Analysis of the Economic and Environmental Value", livre blanc de Steffes Corporation, 2010;
- [54] Moffet, M.-A., F. Sirois, et D. Beauvais, École Polytechnique de Montréal et CanmetÉNERGIE, "Études de cas : L'équilibrage de la production éolienne à l'aide d'accumulateurs thermiques et de chauffe-eau électriques", 30 mars 2012;
- [55] Laurent, J.C., G. Desaulniers, R. P. Malhamé, et F. Soumis, "A Column Generation Method for Optimal Load Management via Control of Electric Water Heaters", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 3, août 1995, pp. 1389-1400;
- [56] Moreau, A., "Control Strategy for Domestic Water Heaters during Peak Periods and its Impact on the Demand for Electricity", Energy Procedia 12, 2011, pp. 1074-1082;
- [57] L. Hughes, "Meeting Residential Space Heating Demand with Wind Generated Electricity"

-
- [58] Moffet, M.-A., F. Sirois, et D. Beauvais, École Polytechnique de Montréal et CanmetÉNERGIE, “Études de cas : L'équilibrage de la production éolienne à l'aide d'accumulateurs thermiques et de chauffe-eau électriques”, 12 juillet 2011;
- [59] Swan, L. G., V. I. Ugursal, et I. Beausoleil-Morrison, “Canadian Housing Stock Database for Building Energy Simulation”, 5e conférence d'IBSA, 21-22 mai 2008, Québec;
- [60] Togeby, M., EA Energys, “Intelligent Energy Systems - A White Paper with Danish Perspectives”, Danemark, mai 2010;
- [61] Kofod, C. et M. Togeby, “Demand Response Offered by Households with Direct Electric Heating. Demand Response in Energy Markets”, comptes-rendus de la conférence, Nordic Energy Research, 26 novembre 2004, Oslo: Nordic Energy Research;
- [62] Risø National Laboratory for Sustainable Energy, “Risø Energy Report 8 : The Intelligent Energy System Infrastructure for the Future”, Technical University of Denmark, 2009;
- [63] Kiliccote, S., P. Sporborg, I. Sheik, E. Huffaker, et M.A. Piette, Lawrence Berkeley National Laboratory, “Integrating Renewable Resources in California and the Role of Automated Demand Response”, 2010;
- [64] F. Tuffner & M. Kintner-Meyer, Pacific Northwest National Laboratory, “Using Electric Vehicles to Meet Balancing Requirements Associated with Wind Power”, June 2011
- [65] Kintner-Meyer, M. C.W., P. Balducci, C. Jin, T. Nguyen, M. Elizondo, V. Viswanathan, X. Guo, and F. Tuffner, “Energy Storage for Power Systems Applications: A Regional Assessment for the Northwest Power Pool (NWPP),” PNNL-19300, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, April 2010.
- [66] Porter, J., “Lighting California’s Future: Integration of Lighting Controls with Utility Demand Response Signals”, California Energy Commission, PIER Building End-Use Energy Efficiency Program. CEC-500-2011-012, 2011;
- [67] Masuta, T., A. Yokoyama et Y. Tada, « Modeling of a Number of Heat Pump Water Heaters as Control Equipment for Load Frequency Control in Power Systems », IEEE trans;
- [68] Heffner, G., K. Kintner-Meyer, “Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience”, Lawrence Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division, mai 2007;
- [69] Loi Lei Lai, “Power System restructuring and Deregulation – Trading, Performance and Information Technology”, City University, Londres, Royaume-Uni, 2001;
- [70] Nguyen, D. T., M. Negnevitsky et M. De Groot, “Pool-based Demand Response Exchange— Concept and Modeling”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 3, 2011, pp. 1677-1685;
- [71] Wang, J., N. Encinas Redondo et F.D. Galiana, “Demand-side Reserve Offers in Joint Energy/Reserve Electricity Markets”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 4, 2003, pp. 1300-1306;

-
- [72] Karangelos, E. et F. Bouffard, "Towards Full Integration of Demand-side Resources in Joint Forward Energy/Reserve Electricity Markets", IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 1, 2012, pp. 280-289;
- [73] Belhomme, R., M. Sebastian, A. Diop, M. Entem, F. Bouffard, G. Valtorta et al., "ADDRESS Technical and Commercial Architecture", livrable D1.1, ADDRESS Project, Brussels, Belgium: European Commission, 2009.
- [74] Wakefield, M., Program Manager, EPRI, "Customer Application Pilot Overview", http://www.smartgrid.epri.com/doc/15_ComEd%20Customer%20Application%20Pilot.pdf, 9 juin 2010;
- [75] Pacific Northwest National Laboratory, "Pacific Northwest National Laboratory Unveils GridWise™ Initiative to Test New Electric Grid Technologies", <http://www.pnnl.gov/news/release.aspx?id=118>;
- [76] Ofgem, "Demand Side Response", <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Documents1/DSR%20150710.pdf>, 2010;
- [77] National Grid plc., "Turn Down Your Power, Turn Up Your Profit", http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/306C5B80-3AF1-480A-AA74-A480D7399634/28078/Demand_side_leaflet.pdf, 2008;
- [78] Prügler, N., W. Prügler et F. Wirl, "Storage and Demand Side Management as Power Generator's strategic Instruments to Influence Demand and Prices", Energy, vol. 36, no. 11, novembre 2011, ISSN 0360-5442, 10.1016/j.energy.2011.09.048, pp. 6308-6317;
- [79] La tribune.fr, « Effacement diffus : Voltalis remporte une victoire devant le Conseil d'État », 9 mai 2011, <http://www.latribune.fr/green-business/l-actualite/20110509trib000620333/effacement-diffus-voltalis-remporte-une-victoire-devant-le-conseil-d-etat.html>;
- [80] Cass, N., G. Walker et P. Devine-Wright, "Good Neighbours, Public Relations and Bribes: the Politics and Perceptions of Community Benefit Provision in Renewable Energy Development in the UK", J Environ Pol Plan, vol. 12, no. 3, 2010, pp. 255-275;
- [81] Bouffard, F., F. González-Longatt, C.-L. Su, J. Jimeno, I. Laresgoiti, C. Noce, et M. Russo, "Application of the ADDRESS Conceptual Architecture in Four Specific Scenarios", livrable D1.2, projet ADDRESS. Bruxelles, Belgique : Commission européenne, 2010;
- [82] Independent System Operator, "Modernizing Ontario's Electricity System: Next Steps – Second Report of the Ontario Smart Grid Forum", mai 2011, image tirée du site Internet : <http://www.ieso.ca/smarthomeroadmap/>;
- [83] I. O. S. Subcommittee, "Reference Document – Interconnected Operations Services 1st ed.", North American Electric Reliability Council, Princeton, NJ, mars 2002;
- [84] Rebours, Y. et D. Kirschen, The University of Manchester, "What is Spinning Reserve? ", Octobre 2005;