



INSTITUT
DE L'ÉNERGIE
TROTTIER

Rapport de synthèse

Atelier de travail | 24 janvier 2019

LE RÉSEAU DE L'AVENIR

Comment en faire juste assez ?

Avec la contribution de :



Auteurs

Louis Beaumier
Normand Mousseau

Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal

Remerciements

L'Institut de l'énergie Trottier (IET) souhaite remercier le CRSNG, InnovÉÉ et l'IGEE pour leur contribution financière à l'organisation de cet atelier, l'AIEQ pour sa collaboration et Deloitte pour l'accueil de cet atelier dans leurs bureaux.

Les auteurs souhaitent remercier pour leur collaboration et leur participation à différentes étapes de ce projet, les personnes suivantes de Copticom: Dario Iezzi, Étienne Pomerleau-Landry, Christophe Aura, Leïla Copti.

L'organisation de cet atelier n'aurait pas été possible sans le précieux soutien d'Audrey Rondeau, conseillère en communications à l'IET, et d'Hélène Fillion, responsable de la stratégie et du développement des affaires chez InnovÉÉ. Merci à vous deux.

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

Créé en 2013, grâce à un don généreux de la Fondation familiale Trottier, l'IET a pour but d'aider à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques, de soutenir la recherche de solutions durables pour aider à accomplir la transition qui s'impose et de contribuer à la diffusion des connaissances et au dialogue social sur les questions énergétiques.

Basé à Polytechnique Montréal, l'IET rassemble des professeurs-chercheurs de HEC, de Polytechnique et de l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertises permet la formation d'équipes de travail transdisciplinaires, condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le contexte de la lutte aux changements climatiques.

Institut de l'énergie Trottier
Polytechnique Montréal
2900, Boul. Édouard-Montpetit
2500, chemin de Polytechnique
Montréal (Québec) H3T 1J4
Bureau A-520.40
iet.polymtl.ca
[@EnergieTrottier](https://twitter.com/EnergieTrottier)

Pour citer ce rapport : Beaumier L. et Mousseau N., 2019, *Le réseau de l'avenir : comment en faire juste assez?* – Rapport de synthèse de l'atelier de travail. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

©2019 Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal
Ce rapport n'engage que la responsabilité de ses auteurs.

version: 20191007a

Résumé

Sous le leadership de l'Institut de l'énergie Trottier de Polytechnique Montréal, en collaboration avec InnovÉÉ, l'IGEE et l'AIEQ, un atelier d'une journée s'est tenu à Montréal en janvier 2019. Ensemble, des représentants des universités, de l'industrie et des services publics ainsi que d'autres parties prenantes du Québec et de l'Ontario ont participé à des discussions de haut niveau sur la manière de relever le défi d'envergure que constitue la création du réseau électrique de l'avenir.

Pour la première fois de son histoire, le réseau électrique fait face à une combinaison d'innovations et de pressions perturbatrices qui mettent au défi les pratiques usuelles. Ces perturbations ont une incidence sur tous les aspects du réseau : de l'exploitation quotidienne à la planification de son expansion, en passant par son modèle d'affaires et son cadre réglementaire. L'atelier a permis de discuter de certaines de ces répercussions. En voici un résumé.

- Le coût des **ressources énergétiques distribuées** devient concurrentiel de sorte qu'un plus grand nombre d'entre elles seront non seulement intégrées au réseau, ce qui le complexifie davantage, mais plusieurs d'entre elles seront aussi exploitées par de nouveaux joueurs, comme les agrégateurs et les prosommateurs, motivés par des objectifs qui ne sont pas nécessairement compatibles avec les obligations des services publics en ce qui a trait à la fiabilité du système.
- On s'attend à ce que les **profils de demande** changent de manière qui demeurent incertaines au fur et à mesure que de nouvelles charges apparaîtront sur le réseau à divers endroits et moments – pensez aux véhicules électriques – et que les installations derrière le compteur seront plus répandues.
- Plus de capacités renouvelables intermittentes, combinées à des profils de demande moins prévisibles, nécessitera la mise en place de **nouveaux mécanismes d'équilibrage**, notamment ceux de réponse de la demande et le stockage, pour lesquels des modèles économiques et des stratégies de mise en œuvre devront être définis. Quelles sont les mesures incitatives appropriées pour les réponses à la demande? Quelles capacités de stockage ajoutent de la valeur et où?
- Ces modèles pourront être mieux définis s'il est possible d'**assigner une valeur aux divers services qu'offre le réseau**. Connaître ce que valent ces services aux clients est aussi important que connaître les coûts qu'ils représentent pour les services publics. Ils serviraient également à **redéfinir les indicateurs de qualité** pour mieux suivre l'évolution du réseau puisque ceux qui existent aujourd'hui peuvent être fondés sur des paramètres qui n'ont aucune importance directe pour les clients ou qui n'ont pas de valeur pour la gestion future du réseau.
- Ceci soulève ensuite des questions relativement à la pertinence du **cadre réglementaire** actuel et à la manière d'y intégrer la souplesse et la réactivité nécessaires pour gérer cette période de transformation remplie d'incertitudes et d'inconnus.
- Les **nouveaux modèles d'affaires** à adopter font partie de ces inconnus. Doivent-ils être encore fondés sur la vente d'énergie ou pourraient-ils plutôt être fondés sur la vente de services? Puisque les clients peuvent jouer un rôle actif sur le réseau, devraient-ils être soumis à des obligations contractuelles en

ce qui a trait à la fiabilité? L'exploitation décentralisée du système, déléguée à des acteurs non traditionnels, pourrait-elle faire partie d'un modèle d'affaires viable?

Tous ces impacts prévisibles dépeignent le portrait d'un secteur évoluant vers un nouvel écosystème au sein duquel de nouvelles parties prenantes apparaîtront, avec de nouveaux rôles et responsabilités, encore à définir. Pour limiter les perturbations, il serait essentiel d'acquérir rapidement une compréhension partagée, une vision commune, de ce que devrait être le réseau de l'avenir.

Même en possédant une vision commune, le trop grand nombre d'incertitudes limite actuellement la prise de décisions définitives concernant la conception de ce futur réseau. La résilience doit donc faire partie intégrante du processus qui mènera à la création de ce réseau de l'avenir. Pour cela, le mieux est de faire en sorte que toutes les parties prenantes collaborent de manière concertée dans le plus grand nombre d'étapes du processus possible. Voici quelques-unes des étapes qui méritent d'être mentionnées :

- **Initiatives de modélisation** – pour aider à réduire les incertitudes, améliorer les modèles pour y inclure les tendances émergentes et trouver de nouvelles trajectoires possibles.
- **Espaces d'innovation** – où il serait possible de tester de nouvelles stratégies d'exploitation et de gestion du réseau, lesquelles comportent plusieurs inconnus.
- **Refonte du cadre réglementaire** – pour y intégrer la souplesse et la réactivité nécessaires pour gérer l'évolution rapide du système.

Façonner l'avenir du réseau est l'un des plus grands défis auxquels notre société devra faire face au cours des prochaines décennies. De cette conversation, à laquelle plusieurs parties prenantes ont participé, ont découlé certaines pistes d'action pour réaliser le travail qui doit être fait :

- **Sensibiliser les gens** en créant du matériel didactique sur la transition
- **Catalyser la transformation** en préparant des livres blancs
- **Animer la conversation** par l'entremise d'ateliers thématiques ou de groupes d'intérêt

Table des matières

Résumé.....	ii
1 Introduction	1
2 La situation actuelle.....	2
3 Que se produit-il déjà?	3
4 Où se trouvent les plus grandes incertitudes?	5
5 Qu'est-il le plus probable/souhaitable pour la suite?	7
6 Que proposer pour la suite?.....	9
7 Prochaines étapes proposées	11
Annexe A – Résultats du questionnaire	12
Annexe B – Document d'orientation.....	14
Annexe C – Liste des participants.....	17

1 Introduction

Le réseau électrique, l'une des plus grandes réalisations d'ingénierie modernes, pratiquement inchangé depuis son invention il y a de cela un siècle, fait face à une combinaison d'innovations et de pressions perturbatrices qui mettent au défi les pratiques usuelles. Ces perturbations ont une incidence sur tous les aspects du réseau : de l'exploitation quotidienne à la planification de son expansion, en passant par son modèle d'affaires et son cadre réglementaire. Le réseau est entré dans une période de transition qui le mènera vers ce que plusieurs appellent un réseau intelligent, **une combinaison complexe d'innovations technologiques** forçant l'industrie de l'électricité à révolutionner la manière dont elle planifie, exploite et gère le réseau dans un monde où l'on s'attend à ce que son rôle et sa fonction soient transformés.

Maintenir la qualité et la fiabilité du service dans ce réseau en évolution pourrait facilement faire de la mise en œuvre d'un réseau intelligent une entreprise trop coûteuse, ce qui mettrait en péril sa réalisation. Cependant, si le coût est le seul élément considéré dans la conception du réseau intelligent, il existe un risque que cette conception ne satisfasse pas à l'exigence fonctionnelle minimale du réseau, soit de répondre à la demande en électricité des utilisateurs finaux. La question cruciale est donc : **comment en faire juste assez pour le réseau du futur?**

Voilà la question clé qui est à l'origine de l'organisation de cet atelier qui a réuni des représentants des universités, de l'industrie et des services publics ainsi que d'autres parties prenantes du Québec et de l'Ontario pour entamer **une conversation de haut niveau entre plusieurs parties prenantes sur ce défi d'envergure que constitue la création du réseau électrique de l'avenir**, un réseau qui doit être en mesure de soutenir les changements d'aujourd'hui et de s'adapter aux changements de demain.

Ce rapport est une synthèse des discussions et échanges qui ont eu lieu lors de cet atelier d'une journée.

2 La situation actuelle

Points clés

L'exploitation du réseau devient plus complexe avec la pénétration de nouvelles technologies.

Ces nouvelles technologies rendent les pratiques usuelles obsolètes et mettent au défi les modèles d'affaires actuels, ce qui invite à une refonte du cadre réglementaire.

- Le réseau est une **combinaison complexe de diverses technologies**, un mélange d'éléments anciens et de technologies récentes, certaines toujours émergentes, tant du côté de la production que de la consommation.
- Il s'agit d'une infrastructure qui doit être entretenue et constamment adaptée afin de réaliser sa fonction principale : fournir un service énergétique à ses clients.
- Son exploitation devient plus complexe au fur et à mesure que de nouvelles technologies changent non seulement la manière de produire de l'électricité, mais aussi la manière de la consommer, rendant l'**approche actuelle inadaptée aux futures activités de planification**.
- Ces nouvelles technologies ont non seulement une incidence sur les profils de demande, mais aussi sur les sources de revenus des services publics.
- Étant une industrie réglementée plutôt conservatrice, et cela pour de bonnes raisons historiques, elle possède une inertie naturelle qui, au mieux, ralentit sa transformation vers ces nouvelles réalités ou, au pire, mène les autorités de réglementation à prendre de mauvaises décisions unilatérales mal informées tenant compte uniquement du court terme.
- Ne possédant pas une compréhension globale de la manière dont évoluera le système électrique, il est difficile de définir de nouveaux règlements qui pourraient faciliter l'évolution du réseau, créer des sources de revenus rentables et assurer son entretien.

3 Que se produit-il déjà?

Points clés

La production distribuée et les installations derrière le compteur augmentent la complexité de l'exploitation du système avec des répercussions inconnues sur sa fiabilité.

Leur pénétration est en partie due à de nouveaux acteurs dans l'écosystème dont les motivations, parfois contraires aux obligations des services publics, pourraient mettre en péril la fiabilité du système, ces acteurs n'ayant aucune obligation contractuelle contraignante en ce sens.

L'apparition de nouvelles charges dynamiques rendra les profils de demande futurs incertains; cela pourrait entraîner une demande de pointe plus forte, plus longue et décalée dans le temps.

Ressources énergétiques distribuées (RED)

- L'augmentation de la capacité viendra surtout de la production de RED puisque leur prix continuera de baisser. Si cela permet de prédire que le réseau de l'avenir ne manquera pas d'énergie, il constitue certainement **une menace au modèle d'affaires des services publics**.
- Ces capacités varieront en taille et en lieu. Certaines (surtout des cellules photovoltaïques) seront installées **derrière le compteur**, hors du contrôle des opérateurs, ce qui ajoutera à la **complexité d'exploitation du réseau** (notamment avec l'apparition d'écoulements de puissance inversés).
- La multiplication de telles capacités peut avoir une incidence sur la fiabilité du système, particulièrement si elles sont opérées par des agrégateurs, leur droit de produire n'étant assorti d'aucune obligation ou d'engagement concernant l'équilibrage ou la **fiabilité du réseau**.

Incertitudes quant à l'évolution de la demande

- Historiquement, les prévisions de croissance de la demande en électricité ont souvent été erronées et rien ne laisse croire qu'il en sera autrement à partir de maintenant. Cela dit, avec la **transformation rapide de la production distribuée**, il devient encore plus difficile de justifier la construction d'infrastructures d'envergure.
- La seule chose qui semble certaine est que **les futurs profils de demande sont pour l'instant incertains alors que de nouvelles charges dynamiques apparaissent sur le réseau** (comme les véhicules électriques et les appareils intelligents, pour ne nommer que ces derniers).
- Ces nouvelles charges **ne seront certainement pas réparties également, ni dans l'espace ni dans le temps**. Certaines de ces charges pourraient donc entraîner une **demande de pointe plus forte**, des périodes de pointe prolongées ou

déplacées ou une concentration de la demande dans des segments particuliers du réseau.

Les frontières du système

- Le compteur n'est plus la frontière du système. Il s'agit tout au plus d'une frontière contractuelle.
- Il y aura de plus en plus d'**appareils intelligents derrière le compteur** qui auront une incidence sur le réseau - ils en ont déjà une – et pour lesquels **les stratégies d'intégration dans le système font souvent défaut.**
- La plupart de ces appareils sont hors de portée des services publics (pour des raisons technologiques ou réglementaires). Ils offrent cependant la capacité de créer un **réseau virtuel parallèle** qui pourrait être contrôlé par des acteurs externes au secteur, avec des **objectifs parfois contraires à ceux des services publics.**

Nouveaux acteurs

- Les nouveaux acteurs les plus probables sont les **prosommateurs** et les **agrégateurs**. La multiplication des nouveaux appareils intelligents leur permettant de contrôler leur demande aura une incidence sur la charge nette – donc sur les revenus des services publics – sans que leur soit imposé en contre partie des **obligations ou des engagements envers la fiabilité du réseau.**
- D'autres nouveaux acteurs probables viendront de **l'industrie des données massives**. Encore peu présente dans le secteur de l'électricité, elle peut **prendre une place entre les consommateurs et les services publics**, ce qui aura une incidence sur les profils de consommation d'énergie. La logique d'opération entre les acteurs de cette industrie et les services publics reste toujours à être définie.

4 Où se trouvent les plus grandes incertitudes?

Points clés

On ne connaît pas encore les mesures incitatives appropriées pour que les mécanismes de réponse de la demande équilibrent efficacement le réseau.

Il n'est pas clair où et comment intégrer du stockage dans le système pour qu'il puisse l'équilibrer de manière efficace et possiblement jouer un rôle dans l'atténuation de la pointe de demande.

Les indicateurs de qualité du réseau doivent évoluer avec sa transformation; Rien n'indique que les indicateurs actuels sont en phase avec la définition de qualité selon les clients, ni ne permet d'établir la valeur de la qualité à leurs yeux.

Il n'existe pas de position claire quant à la manière de gérer l'évolution des normes et de la réglementation durant la période de transition du réseau, sachant qu'une certaine souplesse pourrait être requise durant cette période.

Dans quelle mesure les consommateurs joueront-ils un rôle actif?

- Les **attentes sont grandes envers les mécanismes de réponse de la demande** pour maintenir l'équilibre du réseau. Ces mécanismes pourraient tirer parti d'appareils intelligents **dans la mesure où les clients acceptent de se conformer**, ce qui est loin d'être garanti.
- Les consommateurs chercheront vraisemblablement à maximiser l'utilisation de leur capacité de production, modifiant encore plus les profils finaux de demande au détriment des services publics.
- Quelles seraient les **mesures incitatives appropriées** qui permettraient de créer de la valeur pour le client, tout en contribuant à la fiabilité du système et aux revenus des services publics?

Quel rôle jouera le stockage et comment?

- Le stockage sera certainement nécessaire, principalement pour aider à équilibrer le réseau en raison d'une proportion croissante de production intermittente. Il pourrait aussi contribuer à **atténuer les pointes de demandes** s'il est aux bons endroits et bien dimensionné.
- Le stockage ajoute à la complexité du réseau, modifiant les opérations d'une manière encore incertaine, selon **où et comment le stockage sera introduit dans le réseau** : chez le consommateur ou entre le consommateur et les services publics; géré par les services publics ou les producteurs d'énergie?
- Ceci soulève deux questions fondamentales : quelle sera la valeur du stockage dans le réseau et où sera-t-elle la plus grande?

Quels critères devraient être utilisés pour suivre l'évolution du réseau?

- Les procédures d'exploitation du réseau ont été conçues pour satisfaire des critères de qualité précis. **Au fur et à mesure qu'évolue la nature du réseau, la définition de ces critères de qualité doit être actualisée** pour deux raisons : simplifier l'exploitation du réseau et empêcher un surinvestissement dans des solutions qui ne sont pas nécessaires.
 - Qualité de l'onde : alors que de plus en plus de charges sont en DC, les exigences en matière de la qualité de l'onde sont-elles toujours importantes?
 - Fiabilité du système : une plus grande quantité de stockage locale dans le réseau pourrait-elle modifier la définition de fiabilité?
 - Résilience du système : qu'est-ce qui sera considéré comme étant acceptable dans un système plus décentralisé, exposé à des menaces de cybersécurité?
- La définition des critères de qualité doit aussi tenir compte de leur **valeur perçue par les clients** : combien sont-ils prêts à payer pour la fiabilité? Pour la résilience? Pour la qualité de l'onde?

Comment devons-nous adapter les normes et les règlements aux réalités nouvelles et futures?

- L'exploitation actuelle du système est régie par des normes et des règlements qui pourraient être mal adaptés au réseau de l'avenir, mais les acteurs du système sont légalement tenus de les respecter.
- De quelle manière les autorités de réglementation peuvent-elles prendre en compte la transition et de quelle manière les diverses parties prenantes peuvent-elles participer à cette transition?
- Ceci mène certainement à une question de gouvernance : le système peut-il permettre des règlements transitoires pour valider certaines nouvelles réglementations proposées?
- Qu'est-ce qui pourrait accélérer la définition et l'adoption de nouvelles normes et de nouveaux règlements adaptés?

5 Qu'est-il le plus probable/souhaitable pour la suite?

Points clés

Il semble nécessaire de passer de modèles d'affaires fondés sur la tarification de l'énergie fournie à des modèles fondés sur la tarification des services fournis. À n'en point douter, l'exercice visant à établir ce que sont ces services et leur valeur en est un complexe.

Les clients jouant un rôle actif sur le réseau devraient être assujettis à des obligations ou contraintes contractuelles en lien avec la fiabilité et à la résilience du système.

Un réseau plus complexe pourrait exiger une approche plus décentralisée en matière d'opération du système, dont une partie pourrait être dévolue à des acteurs non traditionnels.

Une redéfinition de la relation service public-client

- Alors que les éléments actifs derrière le compteur redéfinissent la notion de frontière du système, **le client a dorénavant la possibilité de jouer un rôle actif dans le système**. N'étant plus limité à consommer passivement de l'énergie, ce nouveau rôle a une incidence sur l'exploitation du système et les revenus du service public.
- Pour atténuer les répercussions sur l'exploitation du système, les clients actifs sur le réseau devraient être assujettis à des **obligations ou contraintes contractuelles en lien avec la fiabilité et la résilience**.
- La question des revenus des services publics exige un nouveau modèle de tarification, un modèle qui n'est pas seulement fondé sur l'énergie livrée.
 - Comment établir la valeur du service fourni?
 - La tarification devrait-elle être modulée individuellement en fonction de la valeur ajoutée au système par le client?
 - Cela pourrait-il être aussi simple que de tarifer la puissance plutôt que de l'énergie?
- Passer à des sociétés de services énergétiques (ESCO) suffirait-il à régler les deux enjeux (exploitation et revenus)?

Modèle d'affaires fondé sur la valeur du système

- Pour assurer le fonctionnement du réseau, les services publics doivent générer suffisamment de revenus pour, au minimum, couvrir les coûts d'exploitation et d'entretien.
- Actuellement, les subventions accordées à certains éléments du réseau ne traduisent pas la valeur ajoutée qu'elles apportent à celui-ci.
- Établir une valeur systémique propre aux différents éléments du réseau aiderait à :
 - Redéfinir les diverses mesures incitatives et subventions

- Établir où il serait préférable d'intégrer de la production distribuée
- Optimiser la taille et l'emplacement pour le stockage

Décentralisation de l'exploitation du système

- Plus le réseau se composera d'éléments communiquant entre eux, plus la quantité d'information à traiter augmentera. Les informations générées seront essentielles serviront notamment aux mécanismes d'équilibrage d'un réseau de plus en plus complexe.
- Cette complexité accrue demandera probablement une **approche plus décentralisée à l'opération du système**; l'objectif devenant alors d'acheminer « la bonne information au bon niveau ».
- Comme une approche décentralisée est probablement essentielle à la souplesse du système, elle pourrait être étendue à d'autres aspects des opérations. Des responsabilités liées à la fiabilité et à la résilience pourraient-elles être déléguées? Si tel est le cas, dans quelle mesure?
- Toute responsabilité déléguée devra être régie par un contrat contraignant et faire partie d'un cadre réglementaire actualisé.
- **Divers acteurs pourraient assumer ces responsabilités décentralisées** : prosommateurs, ESCO, entreprises de distribution, services non filaires, agrégateurs, etc.

6 Que proposer pour la suite?

Points clés

Il est nécessaire d'acquérir une compréhension partagée de ce que le réseau devrait être afin de définir de nouveaux rôles et de nouvelles responsabilités pour les parties prenantes.

La mise en place d'espaces d'innovation aiderait à tester de nouvelles approches, notamment en matière d'exploitation et de gestion du réseau, les aspects présentant les plus grandes incertitudes.

Le cadre réglementaire doit être souple et réactif pour s'adapter au rythme des innovations technologiques et à l'évolution des habitudes de consommation.

Si des efforts de modélisation supplémentaires aideraient à réduire l'incertitude, d'autres sont également nécessaires pour bonifier les modèles existants, ou en concevoir de nouveaux, qui intègrent les tendances émergentes. Ceci dans le but de réduire davantage les incertitudes ou de trouver d'autres trajectoires.

Une vision globale de haut niveau

- L'objectif, ici, n'est pas de définir un plan ou une feuille de route, mais plutôt d'établir une vision de ce que devrait être le réseau.
- Cet exercice forcerait les parties prenantes à établir un glossaire commun du réseau et à définir ses exigences de haut niveau.
- Ceci aiderait aussi à définir les rôles et les responsabilités des diverses parties prenantes.

Espaces d'innovation

- Il est nécessaire de créer des **espaces sûrs** où les industries et les services publics, avec l'appui des autorités de réglementation, peuvent **tester les innovations à plus grande échelle**.
- Ne sachant pas comment la technologie évoluera, l'accent devrait être mis sur **l'exploitation et la gestion du système** plutôt que seulement sur l'intégration des technologies.
- Cette façon de faire devrait permettre une approche itérative d'intégration des technologies et d'exploitation du système.
- Elle pourrait aussi être élargie pour inclure les clients, résidentiels et industriels, afin de tester des éléments de nouveaux modèles d'affaires.

Une refonte du cadre réglementaire

- Peu importe laquelle se concrétisera, chacune des évolutions envisagées souligne la nécessité d'adapter ou de changer le cadre réglementaire actuel.

- Étant donné le rythme des innovations technologiques, combiné à l'évolution des habitudes de consommation d'électricité, **il est nécessaire d'intégrer souplesse et réactivité dans la réglementation.**
- La nouvelle réglementation devrait aussi aider à identifier :
 - Des mesures incitatives appropriées;
 - Des modèles d'affaires;
 - Des exigences en matière de fiabilité, de résilience et de qualité de l'électricité;
 - Des droits et les responsabilités pour chacune des parties prenantes.

Intensification des initiatives de modélisation

- En raison des nombreuses incertitudes entourant l'avenir du réseau, la modélisation est souvent présentée comme la solution évidente pour réduire les risques technologiques, opérationnels ou financiers.
- Il est certainement nécessaire de mettre de l'avant des initiatives de modélisation plus soutenues à toutes les étapes et à tous les stades de l'évolution du réseau, de la conception de politiques à l'exploitation en temps réel du système, en passant par les modèles d'extension de capacité et de planification du réseau.
- Les modèles existants fournissent une réponse à la plupart de ces questions, mais **la majorité d'entre eux doivent être mis à jour pour inclure les tendances émergentes** (comme l'évolution des profils de charge, les mécanismes de réponse de la demande, etc.).

7 Prochaines étapes proposées

Sensibiliser les gens

- Matériel didactique sur la transition
 - Créer de courts textes ou vidéos expliquant **ce que les différents aspects de la transition signifient pour l'industrie** du point de vue technologique, mais aussi du point de vue structurel, et la manière dont seront transformées ses activités.
 - Compter sur la participation d'experts du domaine aiderait à faire de ceci un bon outil d'éducation et de communication pour l'industrie canadienne, en présentant ses vulnérabilités, ses enjeux et ses défis.
 - Une partie de cette initiative exigerait de créer un glossaire du réseau, un ensemble de définitions communes, une liste de problèmes, de défis, et d'enjeux connus, etc.
 - Ceci aiderait aussi à définir les exigences pour le réseau de l'avenir.

Catalyser la transformation

- Un livre blanc sur la nécessité de mettre en place des **espaces d'innovation**
 - Ce livre blanc permettrait de **jeter les bases** pour que les services publics, les industries et les autorités de réglementation travaillent ensemble pour créer ces espaces d'innovation.
- Un livre blanc sur la cybersécurité et les technologies intelligentes
 - Une conversation plus large sur cette question est nécessaire puisqu'elle est alimentée presque essentiellement par des arguments (pas tous valides) provenant des consommateurs.
 - Avant qu'un trop grand nombre de ces technologies ne soient déployées, discuter des mesures à prendre pour en **limiter les impacts négatifs et minimiser les risques**.

Animer la conversation

- Organiser de futurs ateliers portant sur des thèmes précis comme :
 - Électrification industrielle
 - Mécanisme de gestion de la charge
 - Impact des véhicules électriques et stratégies d'intégration
 - Modèle de tarification de l'électricité et réforme du marché
- Créer des groupes d'intérêt pour :
 - Identifier des projets de recherche, aider à trouver des partenaires et du financement
 - Discuter des aspects socioéconomiques de la transformation, particulièrement de la relation service public-client qui est à redéfinir
 - Se tenir à jour et partager de nouvelles connaissances

Annexe A – Résultats du questionnaire

En préparation à l'atelier, un questionnaire a été soumis à tous les participants. Vingt-cinq d'entre eux y ont répondu. Voici un résumé de leurs réponses.

Les plus grands défis	<ul style="list-style-type: none"> • Trouver de nouveaux modèles d'affaires et une nouvelle structure de marché pour que cela demeure rentable, combiné au taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes (ERI) et à la production distribuée (PD). • Fiabilité et résilience en présence d'un nombre croissant d'acteurs et de brèches de cybersécurité.
Les risques les plus mentionnés	<ul style="list-style-type: none"> • Cybersécurité • Fiabilité • Instabilité causée par la complexité du réseau • Charges actives et pointes de demande • Revenus inadéquats • Gestion
Les défis les plus mentionnés	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion de la demande • Coûts et stockage pour les ERI • Satisfaction de la charge • Modèles d'affaires • Gouvernance, incluant les politiques et les mesures incitatives
Comportements ciblés comme étant les plus perturbateurs sur la demande	<ul style="list-style-type: none"> • Véhicules électriques • Stockage de l'énergie • Besoins en matière de puissance • Prosommateurs
Moteurs de demande cernés	<ul style="list-style-type: none"> • Confort thermique • Véhicules électriques • Électrification des processus et des nouveaux appareils et appareils additionnels
Obstacles à l'évolution du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Communication et acceptabilité sociale • Gouvernance • Inertie à plusieurs niveaux • Investissements, revenus, modèles d'affaires • Maturité et planification des technologies
Comportements ciblés comme étant les plus perturbateurs pour la planification, l'exploitation et la gestion	<ul style="list-style-type: none"> • Croissance de la production distribuée et derrière le compteur • Véhicules électriques et stockage • Prosommateurs et agrégateurs en tant que fournisseurs de services • Complexité du réseau

Modèles d'affaires envisagés	<ul style="list-style-type: none">• Exploitant de stockage d'énergie• Entreprise de vente d'énergie• Réseau indépendant• Transaction entre particuliers dans le réseau de distribution• ESCO
------------------------------	--

Annexe B – Document d’orientation

Le texte qui suit a initialement été envoyé (en anglais seulement) avec l’invitation pour servir d’introduction et décrire le contexte de l’atelier.

The Grid of the Future – How to make it good enough?

By: Magdy Salama, professor, University of Waterloo
Louis Beaumier, executive director, Institut de l’énergie Trottier
Normand Mousseau, academic director, Institut de l’énergie Trottier

Electricity grid is one of the greatest modern achievements, affecting the life of billions of people across the world since its invention. Barely unchanged for a century, the grid is entering a period of transition, taking a new form for the 21st century. Motivated by the global commitment for decarbonisation, the electricity industry is in the midst of a revolution in the way we plan, operate and manage the modern electric power systems.

These new systems are characterized by a steady growth in **distributed energy resources**, the increasing connections of **variable renewable energy source (RES)**, the emergence of the “**prosumer**” (the producer-consumer), the advent of **aggregators** operating as service providers, the expected substantial penetration of **electric vehicles**, the deployment of **energy storage** and the updating of **grid connection codes** to ensure better participation of the new technologies into modern power systems. Their implantation in a world where electricity is expected to play an ever-increasing role represents an enormous undertaking that requires serious research and breakthrough innovations and is expected to transform almost completely the role and function of the electric grid.

In the face of these radical changes, the future grid will still be required to guarantee the quality and reliability of service, a task made more complex as it will also provide consumers with more opportunities to control their electricity use and adjust their consumption. It will have to maintain the delivery of power with a good level of quality and yet operate the system in an open network mode to facilitate an active and dynamic exchange of information as well as power.

Integrating these changes into the existing electric grid is a monumental challenge for the power industry. It demands the grid to become open to new stakeholders, technical innovations and novel business models. It requires the electric grid to transform from a mostly passive and reasonably well understood network of consumers into an active network of generators and consumers. Not content with transporting energy, the future electric grid will become a communication system, coordinating and automating the flow of electricity, in order to ensure the flexibility, security, reliability, efficiency and safety of the system. The future electric grid is to become what many call the smart grid.

Encompassing all these characteristics can easily make smart grid implementation cost prohibitive, compromising its realization. However, if the design of the smart grid is only driven by cost, there is a risk of not achieving **the grid’s minimum functional requirement: to meet end user’s demand for electricity.**

The crucial question then is **how to design the grid to be good enough?** Answering this key question requires first to understand and acknowledge the main challenges associated with implementing it.

A first implementing challenge is defining **business models and market structures** for the operation of the future grid. These models should be designed to encourage and facilitate the growth of distributed energy resources (DER), the high penetration of renewable energy generation (REG) and the wide spread of central energy storage systems (CESS). Such models will embrace the shift from energy consumers to prosumers. The market structure for this grid should acknowledge and consider the emergence of aggregators operating as service providers at the distribution system level. The future grid market structure should be designed as a self-sustained system that does not need or rely on government or public subsidies and yet allows and encourages private investors to participate and play a vital role in the future grid operation. Location specific (bus-wise) incentives for DER and REG, improvement-based reward CESS integration, value-stream approach for system resources, and competitive demand side management are among the new mechanisms that are now available for the future grid business models and market structure.

The second important challenge is the **evolution of the demand**. In the grid of the future, the nature and the composition of loads will be more complex than in the traditional grid. Reliable models of loads and system components must first be constructed to fulfill the requirements and constraints of the smart grid environment. The main challenge here is to develop proper models that allow the examining and the investigation of the salient features of smart system components and the emerging new harmonic sources, including EV charging stations. These models should represent thoroughly the smart grid system components and accurately map the relationship between the power requirements and the voltage and frequency. Unlike the traditional demand models, these new constructed models should have the capability to tackle efficiently the decentralized weakly meshed systems of the future grid and incorporate seamlessly its control actions. These models should, for example, help address the uncertainty of the electric vehicle loads due to driving behaviors, battery capacities, states of charge and trip purpose.

The **intermittent nature of RESs** renders existing planning models ineffective and inaccurate as a basis for the design decisions of the future grid. This fact constitutes the third challenge for the implementation of smart grid. Designing of qualitative probabilistic planning models that incorporate the stochastic output of distributed RES and the vulnerability of the associated spinning reserve is at the core of this challenge. Planners' experience and the bus-wise cost-benefit analysis should be the cornerstones in determining the optimal feasible distributed generation (DG) capacity investment plan for the future grid.

The demand pattern coupled with the intermittent nature of the renewable energy sources, discussed in the previous sections, will affect adversely the flexible generation capacity and will reduce the spinning reserve of the future grid and this may lead to frequency and voltage variations for the entire grid. Therefore, the fourth factor challenging the deployment of smart grid is the ability to maintain **adequate spinning reserve** at all times and under varying operating conditions. Employing renewable energy sources equipped with advanced power electronics to act like spinning

generators to arrest the changes in frequency is the focal issue in this challenge. Demand response and energy storage can also play a vital role in stabilizing the frequency of the smart grid.

The traditional grid enjoys high level of reliability because of proper grid design and many years of operation experience. For the future grid to **maintain high reliability levels**, with so many actors, it will have to possess **self-healing capabilities**. This is the fifth challenge for implementing the future grid. What performance indices would best reflect future system reliability, given the new grid structure, the integration of new system components, the existence of varying generation and the connectivity of mobile loads, in order to meet these challenges?

The grid of the future will evolve as a response to a mixture of market forces and emerging trends in power industry. At the same time, this grid will be transforming the way we plan, generate, and deliver electricity. **It is up to us now to create the grid that can embrace the changes of today and that will adapt easily to the changes of the future.**

Annexe C – Liste des participants

Voici une liste des personnes qui, en participant à diverses discussions durant l’atelier, ont contribué à la création de ce rapport.

Nom	Prénom	Titre	Organisation
Alva	Sergio	Ingénieur de projets	Schweitzer Engineering Lab (SEL)
Bakke	Gretchen	Professeure invitée	Université Humboldt, Berlin
Beaudet	Alexandre	Gestionnaire de projets	InnovÉÉ
Beaumier	Louis	Directeur exécutif	IET
Blachère	Jonathan	Développement commercial et directeur de compte, Réseau numérique	Siemens Canada
Boucher	Dan	PDG	Vadimus
Bouffard	François	Professeur	Université McGill
Carlson	Richard	Directeur, Politique énergétique et commerce énergétique	Pollution Probe
Chartrand	Denis	PDG	Distribution Smart Network
Djenane	Gaétan	Responsable du marketing et de l’ingénierie	Schneider Electric
Dy	Norbert	Analyste	AQPER
El Chehaly	Mohamed	Gestionnaire, Solution réseau	SNC Lavalin
El-Samahy	Ismael	Superviseur de la conception, Intégration des capacités	SIERE
Forcione	Alain	Chef, Scénarios et vision technologique	IREQ
Fréchet	Pierre	Chef de division gestion énergétique et électrométrie	Ville de Sherbrooke
Gagnon	Richard	Directeur partenariats stratégiques	Transition énergétique Québec (TEQ)
Langlois-Bertrand	Simon	Professeur adjoint	Université Concordia
Lopes	Luiz A.C.	Professeur	Université Concordia
Marcoux	Benoît	Consultant	
Martin	Yanique	Directeur, Recherche et développement	Opal-RT
Maurice	Jean-Claude	Directeur national du développement commercial	WSP
Moeini	Ali	Chercheur, Simulation et évolution des réseaux	IREQ
Moreau	Jean-Philippe	Directeur, Services-conseils	CGI
Mousseau	Normand	Directeur académique	IET
Nazon	Philippe	Directeur, Direction des grands projets et de la réglementation	Ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles (MERN)
Okou	Francis	Professeur	Collège militaire royal du Canada
Paquin	Jean-Nicolas	Directeur de la division - Application eXpertise and Electrical Simulation (AXES)	Opal-RT

Nom	Prénom	Titre	Organisation
Patenaude	Christian	Directeur	IGEE
Perreault	Christian	Directeur administratif, Esstalion	IREQ
Pineau	Pierre-Olivier	Professeur	HEC Montréal
Prieur	Alexandre	Ingénieur de projets, Réseau intelligent	CanmetENERGIE
Salama	Magdy	Professeur	Université de Waterloo
Sayegh	Alain	Directeur, intégration nouvelles technologies	Hydro-Québec Distribution
Toussaint	François	Analyste	AIEQ
Tremblay	Denis	Chef de la direction	AIEQ
Tremblay	Désirée	Partenariats	TM4
Tremblay	Alain	Analyste en production, transport et technologies de l'électricité Direction des grands projets et de la réglementation	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN)
Vargas	Jesus	Expert en automatisation de poste électrique	Schneider Electric
Wong	Steven	Spécialiste, Transport et distribution de l'électricité (Intégration d'énergies renouvelables dans le réseau)	CanmetENERGIE