

## **Rapport de Roland Berger**

# **Analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle demandée par Hydro-Québec TransÉnergie**



# Analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle demandée par Hydro-Québec TransÉnergie

Rapport d'expertise

Page laissée blanche intentionnellement

## Table des matières

1. Sommaire exécutif .....	7
2. Méthodologie employée .....	9
3. Hypothèses clés de calcul .....	12
3.1 Croissance des défaillances .....	12
3.2 Croissance des IF .....	12
3.3 Croissance des interruptions de courant .....	12
4. Détails des impacts monétaires .....	14
4.1 Dégradation additionnelle évitée .....	14
4.2 Charge locale - Impact sur la clientèle des interruptions de courant .....	14
4.2.1 Méthodologie .....	15
4.2.1.1 Répartition et consommation client .....	16
4.2.1.2 Mesure de la VOLL .....	16
4.2.2 Impact monétaire 2018-2027 .....	19
4.2.3 Analyse de sensibilité .....	20
4.3 Charge locale - Impact sur les clients des variations de tension et fréquence .....	21
4.3.1 Méthodologie .....	21
4.3.1.1 Impact économique des variations de tension au Québec .....	21
4.3.1.2 Variations de tension causées par les défaillances d'équipement .....	23
4.3.1.3 Augmentation du PIB .....	24
4.3.2 Impact monétaire 2018-2027 .....	24
4.3.3 Analyse de sensibilité .....	25
4.4 Impact sur la disponibilité du transit de point à point .....	26
4.4.1 Méthodologie .....	26
4.4.1.1 Volume de ventes non réalisées à cause des IF .....	27
4.4.1.2 Prix de vente du MWh sur les marchés spot .....	34
4.4.2 Impact monétaire 2018-2027 .....	35
4.4.3 Analyse de sensibilité .....	36
4.5 Impact sur la productivité .....	37
4.5.1 Méthodologie .....	37
4.5.1.2 Écart de performance en maintenance systématique et conditionnelle .....	39
4.5.1.3 Part des heures d'improductivité causées par les IF .....	39
4.5.2 Impact monétaire 2018-2027 .....	40
4.5.3 Analyse de sensibilité .....	41
5. Impacts non monétaires .....	43

5.1 Impact sur la conformité environnementale.....	43
5.2 Conformité NERC et Régie .....	44
5.3 Indicateurs de fiabilité.....	45
5.4 Satisfaction de la clientèle .....	46
6. Évaluation globale de la rentabilité de la demande de maintenance additionnelle du Transporteur .....	47
7. Annexe 1: Détail des méthodologies de calcul de la VOLL .....	48
8. Annexe 2: CV d'experts.....	57
9. Bibliographie .....	68

## Table des figures

Figure 1 : Cadre d'analyse des impacts monétaires.....	10
Figure 2 : Cadre méthodologique pour le calcul de l'impact sur les clients des interruptions de courant 16	
Figure 3: Complémentarité des méthodologies utilisées .....	17
Figure 4 : Estimation de la VOLL par méthodologie de calcul et type de clients [CAD/kWh] .....	18
Figure 5 : Détails du calcul de la VOLL.....	19
Figure 6 : Analyse de sensibilité de la VOLL [VOLL en M CAD].....	20
Figure 7: Cadre méthodologique du calcul de l'impact sur les clients des variations de tension.....	21
Figure 8: Impact économique annuel des variations de tension par étude [% du PIB annuel perdu]23	
Figure 9: Évolution annuelle des courts-circuits causés par des défaillances .....	24
Figure 10: Projection de l'écart de l'impact économique des variations de tension entre les deux scénarios de maintenance [M CAD] .....	25
Figure 11 : Analyse de sensibilité de l'impact économique des variations de tension [M CAD] .....	26
Figure 12: Cadre méthodologique du calcul du coût d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées .....	27
Figure 13: Méthodologie utilisée pour la modélisation du volume de ventes à court terme non réalisées – Illustration fictive .....	29
Figure 14: Modélisation du transit théorique – Illustration du cas de l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre [MW; 28 et 29 novembre 2016] .....	30
Figure 15: Cas particulier de modélisation du transit théorique #1 [MW] .....	30
Figure 16: Cas particulier de modélisation du transit théorique #2 [MW] .....	31
Figure 17: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion de New York le 3 août 2016 [MW] .....	31
Figure 18: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion de New York le 4 novembre 2016 [MW].....	32
Figure 19: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion du Nouveau-Brunswick le 11 novembre 2016 [MW].....	32
Figure 20: Volume d'électricité non vendue à l'exportation [Exclusion de l'Ontario - 2016; GWh]... 33	
Figure 21: Évolution annuelle des pertes de revenus à court-terme sur l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre [GWh] .....	33
Figure 22: Projection du prix du MWh [CAD / MWh; 2017-27].....	35
Figure 23: Projection de l'écart 2018-2027 du volume d'électricité non vendu à l'exportation entre les deux scénarios de maintenance [GWh] .....	35
Figure 24: Projection de l'impact monétaire 2018-2027 des coûts d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées .....	36
Figure 25: Analyse de sensibilité de l'impact monétaire des coûts d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées [M CAD] .....	37
Figure 26 : Cadre méthodologique du calcul de l'impact d'improductivité .....	39

Figure 27: Réponse aux deux questionnaires sur les raisons de l'improductivité .....	40
Figure 28 : Projection de l'impact monétaire 2018-2027 de l'improductivité .....	41
Figure 29: Analyse de sensibilité de l'improductivité [M CAD] .....	42
Figure 30: Indice de continuité normalisé global d'Hydro-Québec [minutes ; 2016] .....	46
Figure 31 : Impacts consolidés [2018-2027 ; M CAD] .....	47
Figure 32: Résultat sur la pertinence des sondages clients pour l'exercice de balisage .....	50
Figure 33 : Valeur de la VOLL par balisage de sondages clients existants [CAD/kWh ; interruption de 1h] 51	
Figure 34 : VOLL résultant du modèle économétrique [moyenne du kWh non servi par durée d'interruption en CAD / kWh] .....	52
Figure 35 : Exemples européens de calcul de la VOLL des pays par analyse macroéconomique..	53
Figure 36 : Calculs de la VOLL par analyse macroéconomique .....	54
Figure 37 : Études de cas d'interruptions de courant récentes au Québec .....	55
Figure 38 : Études de cas de pannes majeures .....	56



## 1. Sommaire exécutif

Depuis plusieurs années, Hydro-Québec TransÉnergie, dite « le Transporteur », fait face à un vieillissement du parc de ses actifs. Au quotidien, cela se traduit par une augmentation des indisponibilités forcées observées (IF), +34%<sup>1</sup> entre 2010 et 2015, qui ont atteint un niveau record en 2016<sup>2</sup>.

Dans sa décision D-2017-021 portant sur la « Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2017 », suite à une nouvelle demande de la part du Transporteur d'une augmentation des Charges Nettes d'Exploitation (CNE) pour la maintenance additionnelle, la Régie requiert<sup>3</sup> du Transporteur qu'il dépose, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle sur 10 ans.

La Régie souhaite ainsi que soit démontré que le coût additionnel de la maintenance demandé sur cette période de 10 ans, soit 548 M CAD<sup>4</sup> selon la mise à jour des besoins annoncés au présent dossier, est inférieur à l'estimation du coût d'inconvénients pour le Transporteur et pour la société de ne pas augmenter le budget de maintenance. Un budget de maintenance maintenu au niveau de l'année 2016 sur 10 ans entraînerait une dégradation accélérée des équipements, une augmentation des IF, des défaillances et des interruptions client. L'analyse devra être basée sur une quantification des coûts évités par la réduction des IF, en identifiant les hypothèses méthodologiques et les résultats de l'analyse.

Le Transporteur a fait appel à la firme Roland Berger pour l'assister dans l'évaluation de la rentabilité de son modèle de gestion des actifs (« MGA »). Roland Berger est une firme internationale de conseil présente dans 36 pays à travers 50 bureaux et possédant un Centre de Compétence dédié en Énergie et Utilités, qui accompagne des acteurs comparables à Hydro-Québec partout dans le monde, y compris sur des sujets relatifs à la maintenance des infrastructures. Roland Berger possède une longue expérience en modélisation économique, s'appuyant sur une méthodologie éprouvée d'évaluation des bénéfices économiques qui combine l'évaluation « *bottom-up* » de chacun des bénéfices et des tests de cohérence en « *top-down* » de manière à contrevérifier les résultats. Enfin, Roland Berger possède de multiples expériences en support d'arbitrages et de litiges, entre les acteurs des utilités et/ou avec leurs entités régulatrices. Dans ce cadre Roland Berger agit régulièrement à titre d'expert. L'utilisation du "nous" dans le présent rapport fait donc référence aux équipes Roland Berger ayant mené le projet d'évaluation de la rentabilité du modèle de gestion des actifs (« MGA »).

Une méthodologie systématique a été développée afin de quantifier tous les impacts monétaires dus au maintien du budget de maintenance dont notamment : coût de la dégradation additionnelle, impacts sur la charge locale, impact sur le transit point à point et l'impact sur la productivité. Une vision des coûts a été établie (arbre d'analyse des coûts) et comporte 14 impacts, dont 5 ayant un impact monétaire important. À noter que les éléments ayant un impact monétaire inférieur à 5 M CAD n'ont pas été considérés.

Les hypothèses sur la croissance des défaillances, des IF et des interruptions client par scénario de maintenance sont issues du MGA<sup>5</sup> et le calcul du coût de la dégradation additionnelle<sup>6</sup> a été déterminé directement par le Transporteur.

---

<sup>1</sup> R-3981-2016 et HQT-3, doc.1, page 14

<sup>2</sup> Pièce HQT-3, document 2

<sup>3</sup> Paragraphe 68.

<sup>4</sup> Pièce HQT-3, doc. 1, page 9

<sup>5</sup> HQT-3, document 1.1.

<sup>6</sup> HQT-3, document 1.1, section 2.4

L'impact monétaire consolidé sur 10 ans a été estimé à 632 M CAD, ce qui est 84 M CAD au-delà du seuil de rentabilité de 548 M CAD. Les analyses de sensibilité par impact mettent en évidence une fourchette d'impacts monétaires entre 595 et 752 M CAD. Ces résultats illustrent les effets d'une augmentation des IF sur les coûts du Transporteur et les effets de manque à gagner pour la société québécoise en général.

Lors du calcul des impacts, une approche conservatrice a été privilégiée compte tenu des limites des hypothèses développées. En effet, celles-ci sont basées uniquement sur les défaillances et les IF dues aux sectionneurs et transformateurs, équipements « qui n'occasionnent que 45% de l'ensemble des défaillances annuelles d'appareillage électrique du Transporteur »<sup>7</sup>. De même, lors des calculs des impacts monétaires, les hypothèses des modèles privilégient une approche prudente.

---

<sup>7</sup> HQT-3, doc. 1.1, page 12, lignes 11 à 18.

## 2. Méthodologie employée

Pour évaluer les coûts évités sur la période 2018 à 2027, soit le différentiel de coûts entre les deux scénarios de maintenance, nous avons répertorié tous les éléments pouvant potentiellement être impactés par une hausse des défaillances d'équipement, IF et interruptions de courant ayant un impact chez le client. Nous avons pris en compte tous les impacts pouvant être quantifiés en valeur monétaire pour le Transporteur, les différentes entités d'Hydro-Québec, les partenaires locaux ou à l'étranger ainsi que la société québécoise. Un total de 14 impacts, divisés en 5 grandes catégories, ont été identifiés puis quantifiés.

1. Dégradation additionnelle évitée
  - 1.1. Coût du retard sur la maintenance : Incrément de coûts de maintenance corrective causé par une dégradation plus rapide des actifs du parc, considérant que les coûts directs d'une activité de maintenance corrective sont plus élevés que ceux d'une activité de maintenance préventive
  - 1.2. Augmentation des pertes électriques dues aux IF : Pertes électriques sur le réseau de transport générant un manque à gagner lié à la production d'électricité ne pouvant être distribuée aux clients finaux.
2. Impact sur la charge locale
  - 2.1. Impact sur les clients des interruptions de courant (« *Value of Lost Load* », ou « *VOLL* ») : Coûts directs et indirects, pour les clients et la société, des interruptions de courant causées par une augmentation des défaillances d'équipement
  - 2.2. Impact sur les clients des variations de tension/ fréquence : Variations de tension ou de fréquence causées par les défaillances d'équipement affectant les processus industriels de certaines entreprises et engendrant ainsi des pertes économiques
  - 2.3. Manque à gagner pour le Distributeur des interruptions : Pertes de revenus pour le Distributeur résultant des interruptions de courant causées par des défaillances d'équipement
  - 2.4. Surcoût d'achat d'électricité aux producteurs privés : Électricité achetée à des producteurs privés ne pouvant être acheminée sur le réseau principal en raison des IF
3. Impact sur la disponibilité du transit point à point
  - 3.1. Surcoût d'achat externe lié à des IF au niveau de la réception : Baisse des capacités de transit-réception sur les interconnexions liée aux IF, rendant impossible de recevoir l'électricité d'un marché voisin
  - 3.2. Impact des IF sur les contrats à long terme non réalisés : Baisse des capacités de transit-livraison sur les interconnexions liée aux IF, causant la non-livraison d'électricité à des clients américains ou ontariens ayant des contrats à long terme
  - 3.3. Coût d'opportunité des ventes court terme non réalisées (spot) : Baisse des capacités de transit aux interconnexions liée aux IF, impactant ainsi la capacité des clients du Transporteur à vendre de l'électricité sur les marchés d'exportation
4. Impact sur l'improductivité
  - 4.1. Augmentation des heures d'improductivité : Augmentation des heures improductives liées aux désorganisations de maintenance générées par les IF
  - 4.2. Surcoût des plans de contingence par l'exploitant lié à l'augmentation des IF (négligeable) : Coûts de maintenance supplémentaires liés à l'augmentation des zones d'accès limités (ZAL) causée par les IF
  - 4.3. Frais engagés par les contraintes : Coûts de maintenance supplémentaires liés aux contraintes/ contingences exigées par l'exploitant en raison du niveau d'IF jugé risqué

5. Impact sur la conformité

- 5.1. Impact sur la conformité – « North American Electric Reliability Corporation » ou « NERC » et Régie : Non-conformité de certaines normes étant directement ou indirectement impactées par une hausse des IF, notamment sur la réalisation des activités de maintenance prévues dans la planification annuelle
- 5.2. Impact environnemental : Augmentation des coûts directs reliés à une augmentation des événements ayant un impact sur l'environnement tels que des déversements d'huile accidentels et les fuites de gaz

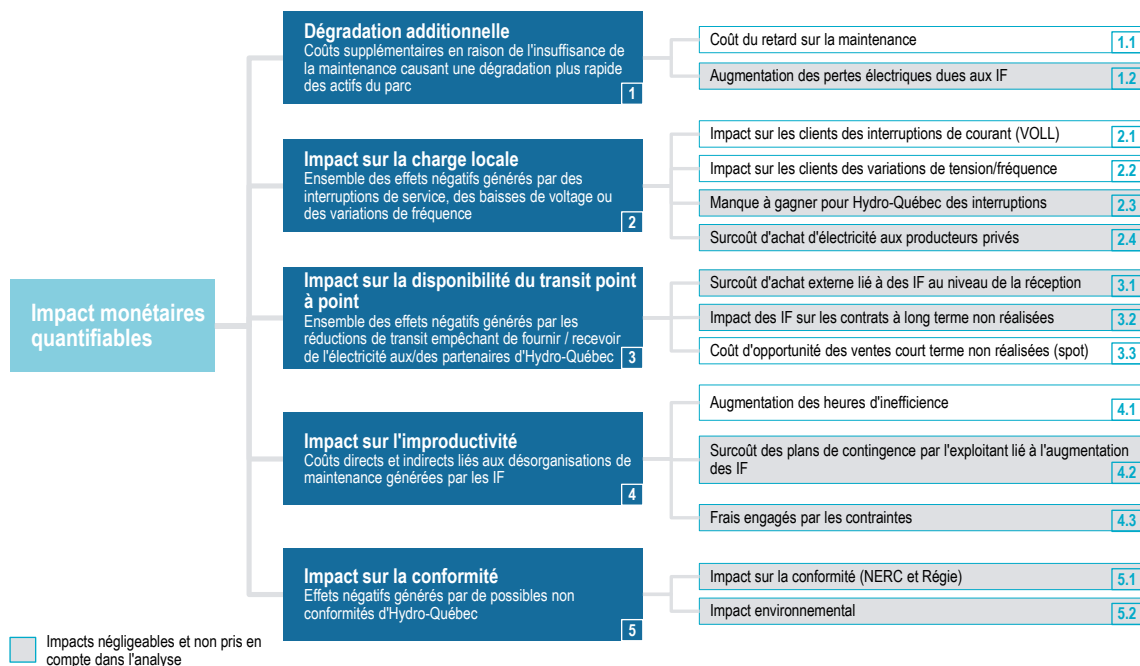
Pour calculer les coûts évités par un scénario de maintenance additionnelle, nous avons basé les méthodes de calcul en comparant directement la différence des impacts entre deux scénarios simulés de maintenance, soit:

- > Un maintien du budget de maintenance
- > Une augmentation de budget de maintenance de 548 M CAD sur la période 2018-2027

Les coûts évités correspondent au différentiel de coût entre les deux scénarios<sup>8</sup>.

Au fil de l'exercice de modélisation des 14 impacts, 9 d'entre eux ont été jugés négligeables puisqu'ils représentaient des coûts inférieurs à 5 M CAD et ils sont identifiés en gris à la Figure 1. Par souci de conservatisme et de simplicité et pour concentrer les efforts sur les impacts importants, nous avons exclu ces impacts de l'analyse.

Figure 1 : Cadre d'analyse des impacts monétaires



<sup>8</sup> Les deux scénarios étudiés tiennent compte d'un budget additionnel de 45 M CAD en maintenance pour 2017

Aux impacts monétaires s'ajoutent des impacts non monétaires qui bien que non quantifiables auront un impact sur la performance et l'attractivité du Transporteur. Pour illustrer ces impacts, nous avons projeté l'évolution des indicateurs clés de la performance d'Hydro-Québec et du Transporteur afin d'illustrer l'impact du déficit en maintenance de manière qualitative. Les impacts sur la conformité (NERC et Régie) et l'impact environnemental, bien qu'étant des impacts monétaires mais non significatifs, ont été inclus dans la section Impacts non-monétaires du rapport, compte tenu de leur importance dans les valeurs de l'entreprise et de ses clients. Les impacts non-monétaires analysés et développés dans le cadre du rapport sont les suivants :

- > Conformité environnementale
- > Conformité NERC et Régie
- > Indicateurs de fiabilité
- > Satisfaction client

Les totaux et sous-totaux présentés dans ce document peuvent parfois différer d'une unité, ceci étant dû aux arrondis présents à l'intérieur du document.

### 3. Hypothèses clés de calcul

Roland Berger s'appuie sur les hypothèses de croissance des défaillances d'équipement, d'IF et d'interruptions de courant ayant un impact chez le client fournies par le Transporteur à la pièce HQT-3, Document 1.1. Celles-ci ont été développées à partir de simulation provenant du MGA et visent à estimer l'écart en défaillances d'équipement, IF, et interruptions de courant entre deux scénarios de maintenance, soit celui proposé prévoyant une hausse de 548 M CAD sur 10 ans et celui d'un maintien budgétaire.

#### 3.1 Croissance des défaillances

La pièce HQT-3, Document 1.1 donne l'écart total en nombre de défaillances entre les deux scénarios de maintenance considérés. L'écart 2018-2027 du nombre de défaillances s'élève à 27 426 pour les transformateurs et sectionneurs uniquement, tel que démontré au Tableau 1.

**Tableau 1 : Écart entre les scénarios  
(nombre de défaillances de transformateurs et de sectionneurs)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018- 2027
<b>Écart total (en nombre de défaillances)</b>	393	868	1 131	1 469	1 946	2 403	2 898	3 759	5 113	7 445	<b>27 426</b>

Source : HQT-3, Document 1.1, Tableau 2

#### 3.2 Croissance des IF

De la même façon que pour les défaillances, le différentiel d'IF est calculé dans la pièce HQT-3, Document 1.1. Tel qu'indiqué au Tableau 2, sur 10 ans, ce total s'élève à 62 344 pour les transformateurs et sectionneurs uniquement.

**Tableau 2 : Écart entre les scénarios  
(nombre de IF causées par les transformateurs et les sectionneurs)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018-2027
IF évitées	695	1 691	2 329	3 072	4 185	5 287	6 614	8 768	12 056	17 647	<b>62 344</b>

Source : HQT-3, Document 1.1, Tableau 3

#### 3.3 Croissance des interruptions de courant

Le différentiel d'interruptions de courant et de Client-Heure-Interrompu (CHI) est également calculé dans la pièce HQT-3, Document 1.1. L'écart entre les deux scénarios de maintenance, sur la période 2018 à 2027 et présenté au Tableau 3, serait de 502 interruptions supplémentaires pour 2 123 811 CHI.

**Tableau 3: Écart entre les scénarios  
(nombre d'interruptions de courant sur la période 2018 à 2027)**

	Historique			Écart		
	Nombre d'interruptions	Clients affectés	CHI	Nombre d'interruptions	Clients affectés	CHI
<b>TOTAL sur 10 ans</b>	<b>1 059</b>	<b>6 373 689</b>	<b>4 095 176</b>	<b>-502</b>	<b>-3 121 883</b>	<b>-2 123 811</b>

Source : HQT-3, Document 1.1, Tableau 4

## 4. Détails des impacts monétaires

### 4.1 Dégradation additionnelle évitée

Roland Berger s'appuie sur les analyses menées par le Transporteur<sup>9</sup>, pour le calcul de l'impact de la dégradation additionnelle évitée grâce à la maintenance additionnelle sur 10 ans par rapport au scénario de maintien.

*« Comme démontré dans les sections précédentes, le Transporteur a établi les volumes théoriques des défaillances complètes à prévoir à la suite d'un manque de maintenance préventive. Comme mentionné dans la section 1.2, ces défaillances complètes entraînent une réparation en urgence (maintenance corrective) plutôt qu'une intervention préventive (maintenance préventive conditionnelle). De plus, la réparation d'une défaillance complète est plus coûteuse que la réparation d'une défaillance partielle. À partir des volumes de défaillances estimés et du surcoût par intervention, le Transporteur estime que les coûts directs évités pour le volet dégradation additionnelle est de l'ordre de 220 M\$ sur 10 ans. »*

### 4.2 Charge locale - Impact sur la clientèle des interruptions de courant

Les défaillances au niveau du réseau du Transporteur peuvent dans certains cas causer des interruptions de courant chez les clients finaux.

Une interruption de courant présente des impacts économiques directs et indirects au niveau de chaque type de clientèle : grandes entreprises, clients industriels/commerciaux/PME (Petites et Moyenne Entreprises) ou clients résidentiels. Ce sont ces impacts économiques qui seront calculés dans cette section.

Pour ce faire, nous introduisons ici le concept de « *Value of Lost Load* » ou « *VOLL* ». C'est un indicateur économique, mesuré habituellement en CAD/kWh (ou MWh) qui estime tous les coûts associés à une interruption de courant ayant un impact chez le client :

- > Coûts directs : Perte de revenus liée à l'inactivité, aux retards de production et aux délais de redémarrage, dégâts sur les actifs et pertes de données, dommages sanitaires et sécuritaires ; restriction des activités et loisirs ; coûts financiers (dégradation de l'immobilier, altération des aliments, pertes de données...)
- > Coûts indirects : retard de livraison, restriction des achats de biens, dommages pour les consommateurs...
- > Coûts d'assimilation : achats de générateurs et de batteries d'appoints, mécanismes de protection...

Concrètement, la VOLL représente la valeur perçue d'une unité d'énergie pour un client. Bien qu'étant une valeur intangible, la VOLL est la meilleure mesure pour quantifier la valeur de l'électricité, et par conséquent pour quantifier ce que représente une coupure d'électricité, notamment dans une société toujours plus dépendante de l'électricité.

---

<sup>9</sup> HQT-3, document 1.1, section 2.4



Elle est utilisée chez les régulateurs dans le monde afin de quantifier les pertes économiques dues à une interruption, avec les implications sur les standards de maintenance et de fiabilité que cela entraîne.

À titre d'exemple, la VOLL est notamment utilisée pour :

- > La planification des budgets de maintenance et pour des analyses coûts-bénéfices d'un investissement :
  - La Nouvelle-Angleterre a utilisé la VOLL comme outil de calcul des investissements (ajout de capacité, maintenance) permettant de réduire la dépendance au gaz naturel pour la génération d'électricité
  - L'Autorité responsable de la régulation de l'électricité en Nouvelle-Zélande (« *Electricity Authority* ») utilise la VOLL pour mesurer la rentabilité d'un investissement en maintenance afin de mener des études de coûts-bénéfices
- > L'établissement d'un standard de fiabilité d'un réseau :
  - L'« *Electric Reliability Council Of Texas* » (ERCOT), l'autorité responsable de la gestion de 75% des mouvements d'énergie au Texas, a mandaté une étude sur la VOLL afin de quantifier l'impact économique de l'insuffisance de réserve opérationnelle dans la région pour ainsi établir un standard minimum à respecter
  - Afin d'établir des standards de fiabilité du réseau électrique des Pays-Bas, le « *Dutch Office of Energy Regulation* » a mandaté une étude afin de quantifier la valeur économique d'une interruption de courant ayant un impact chez le client, en se basant sur la VOLL

#### 4.2.1 Méthodologie

L'impact sur les clients se calcule en multipliant le différentiel de MWh non livrés entre les deux scénarios de budget de maintenance par la valeur accordée par la société au MWh.

Cette valeur accordée au MWh étant très différente par segment de client (grandes entreprises, Industriel/commercial/PME et clients résidentiels), il est nécessaire de détailler le calcul selon ces trois types de clientèle.

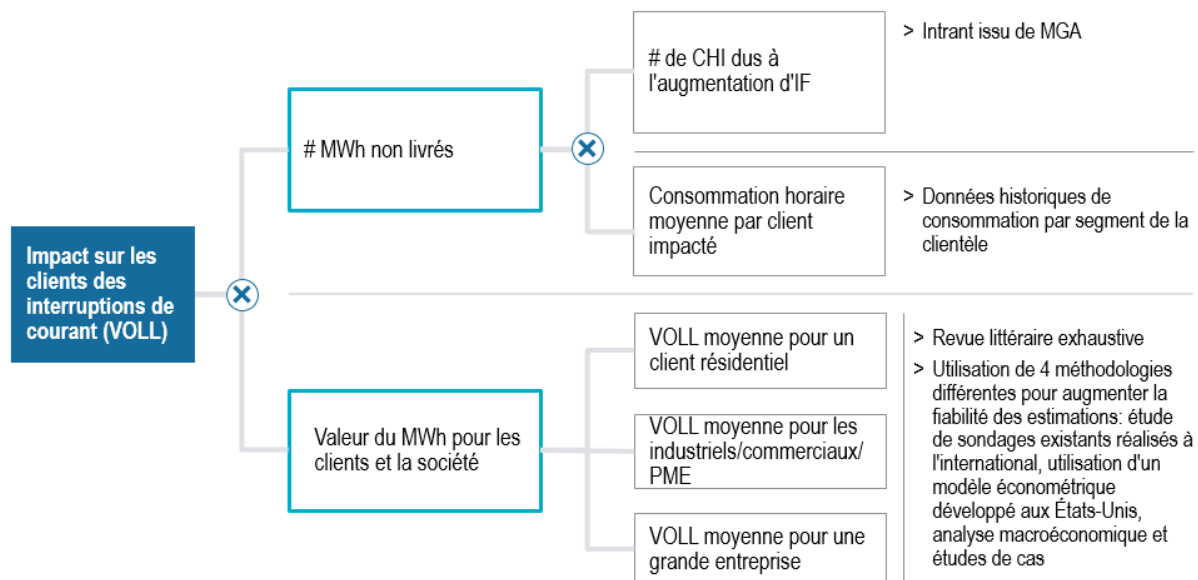
Le différentiel de MWh non livrés à cause de défaillances est calculé à partir du différentiel de Client-Heure-Interrompu (CHI), appliqué à la consommation horaire moyenne de chaque type de client.

Le modèle ainsi développé contient donc trois hypothèses majeures :

1. Différentiel de CHI dû au différentiel de défaillances entre les scénarios
2. Consommation horaire moyenne par client, permettant d'estimer l'impact par type de clientèle des interruptions de courant
3. VOLL pour chacun des types de clientèle

Le cadre méthodologique est résumé en Figure 2.

**Figure 2 : Cadre méthodologique pour le calcul de l'impact sur les clients des interruptions de courant**



#### 4.2.1.1 Répartition et consommation client

La segmentation de la clientèle ainsi que la consommation horaire moyenne par segment sont nécessaires afin de pondérer correctement les VOLL lors du calcul de l'impact.

Les segments ont été constitués selon l'information fournie au dossier tarifaire du Distributeur de 2016:

- > Le segment des grandes entreprises compte 183 abonnements et une consommation horaire moyenne de 33 457 kWh/h
- > Le segment des Industriels/Commercial/PME comprend 314 816 abonnements (7,4% du total) et une consommation horaire moyenne de 16 kWh/h
- > Le segment de la clientèle résidentielle compte 3 924 992 abonnements (92,6% du total) et une consommation horaire moyenne de 2 kWh/h

Le nombre d'abonnements a été retenu comme étant la valeur la plus juste pour estimer la VOLL puisqu'elle implique un effet multiplicateur à certains contrats pour lesquels plusieurs résidents sont rattachés (exemple: immeuble résidentiel à plusieurs appartements mais à contrat unique).

#### 4.2.1.2 Mesure de la VOLL

La VOLL est habituellement mesurée en réalisant un sondage sur les différents segments de clients, puis en mettant les résultats dans un modèle développé et permettant d'estimer les VOLL par type de clientèle, durée d'interruption, saison, heure de la journée etc. Ces modèles sont développés par les Transporteurs, chercheurs et régulateurs afin de quantifier les pertes économiques dues à une interruption, avec les implications sur les standards de maintenance et de fiabilité que cela entraîne. Outre la granularité des informations, une telle méthode permet d'avoir une estimation adaptée au contexte de l'étude (marché québécois), basée sur des réalités actuelles et circonstancielles. En revanche, un tel exercice est long de plusieurs mois et coûteux. Bien que les questionnaires soient maintenant plus précis, il reste toujours certains biais dans la méthodologie employée : questionnaire vs. entretien en personne, questionnaires orientés « Disposition à payer » ou « Disposition à éviter » (« *Willingness to pay* » ou bien « *willingness to avoid* ») notamment. Enfin, les clients résidentiels

peuvent se heurter à la difficulté de quantifier la valeur d'une interruption de courant les impactant, exercice non trivial pour un particulier.

Prenant en considération les difficultés inhérentes à la réalisation d'un sondage, de nombreuses utilités optent pour une méthode indirecte, à savoir une revue littéraire d'études déjà existantes afin de baliser et estimer la VOLL. Cette méthode est plus rapide et prend en considération un large éventail d'études publiques réalisées par les utilités et régulateurs, permettant un grand échantillonnage de résultats et la sélection des études les plus pertinentes.

L'inconvénient est une moins grande comparabilité avec les spécificités québécoises (utilisation de l'électricité pour le chauffage, grand écart de température, présence d'industries fortement dépendantes de la consommation d'électricité). L'hétérogénéité des méthodologies d'enquête ne permet par ailleurs pas d'agrèger systématiquement tous les résultats.

Étant donné le temps imparti, nous avons privilégié la méthode indirecte.

Afin de trianguler la valeur obtenue, et pour contre vérifier l'approche ascendante (« *bottom-up* ») avec des estimations descendantes (« *top-down* »), nous avons utilisé quatre méthodes différentes pour obtenir la VOLL par segment.

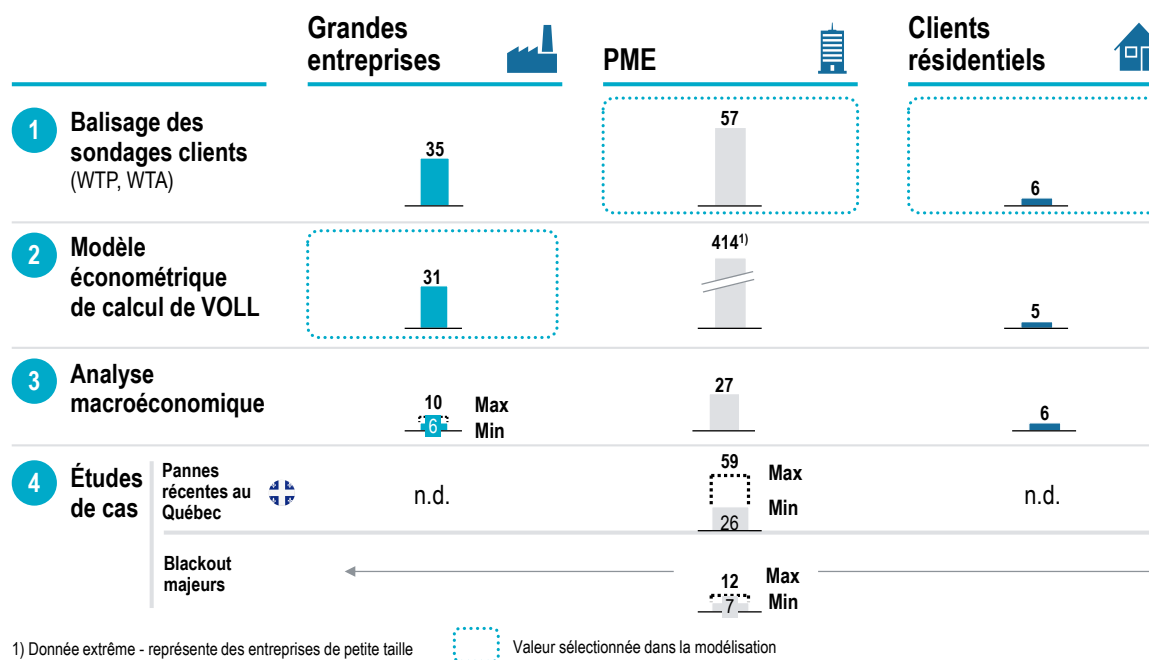
La complémentarité des différentes méthodologies employées permet de renforcer la robustesse de l'estimation finale, tel que détaillé dans la Figure 3 ci-dessous :

**Figure 3: Complémentarité des méthodologies utilisées**

	Avantages	Limites
<p><b>Balisage de sondages clients</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Revue détaillée de 12 sondages clients déjà existants et menés depuis 1994</li> <li>&gt; Sélection de 9 sondages pertinents selon la robustesse de la méthodologie et la similarité du contexte du pays sondé avec le Québec</li> <li>&gt; Calcul de la moyenne des VOLL par segment (résidentiel, commercial, industriel)</li> </ul>	<p>Large éventail de sondages disponibles            Considération de divers scénarios d'interruption : période de l'année, durée, ...            Incorporation des préférences clients            Robustesse des méthodologies employées (ex : questions de compromis entre plusieurs scénarios)</p>	<p>Hétérogénéité des méthodologies d'enquête ne permettant pas d'agrèger directement les résultats            Résultats hypothétiques - les clients doivent estimer le coût d'évitement d'une situation qu'ils n'ont parfois jamais vécue</p>
<p><b>Modèle économétrique de la VOLL</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Utilisation d'un modèle économétrique américain de 2015 agrégeant les bases de données de 30 études sur la VOLL menées aux États-Unis</li> <li>&gt; Application des extrants de ce modèle au contexte québécois</li> </ul>	<p>Méthodologie éprouvée : très large échantillonnage, traitement des biais, analyse de régression, ...            Modèle utilisé par les grandes utilités américaines, les entités gouvernementales et autres parties prenantes</p>	<p>Intrants du modèle (sondages) provenant majoritairement de régions du centre et du sud des États-Unis n'ayant pas un contexte directement comparable au Québec</p>
<p><b>Analyse macroéconomique</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Estimation du coût d'une interruption à partir du PIB perdu pour les secteurs industriel et commercial</li> <li>&gt; Détermination de la VOLL du secteur résidentiel via la valeur intrinsèque des heures de loisir perdues en raison d'une panne de courant</li> </ul>	<p>Peu de données requises            Granularité sectorielle pour les clients commerciaux et industriels (agriculture, industrie de transformation, secteur minier, ...)            Facilité d'adaptation au contexte québécois</p>	<p>Exclusion des effets indirects des pannes pour les clients non résidentiels, ce qui sous-évalue considérablement la VOLL            VOLL moyenne ne tenant pas compte de la durée de l'interruption</p>
<p><b>Études de cas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Sélection de plusieurs cas réels d'interruption de service de distribution d'électricité à grande échelle</li> <li>&gt; Sélection d'études de calcul d'impact économique lié à ces interruptions, ou calcul en fonction des données de pertes économiques publiées</li> <li>&gt; Quantification de la VOLL associée à l'interruption de service</li> </ul>	<p>Basée sur des coûts réels            Bon indicateur "plancher"</p>	<p>Faible échantillon de cas réels d'interruption de courant à grande échelle (« <i>blackout</i> »)            Exclusion de la valeur intangible de l'électricité - seules les pertes économiques directes sont quantifiées</p>

Les résultats quantifiés des 4 méthodologies de calcul de la VOLL par segment sont illustrées dans la Figure 4 et les 4 méthodologies sont détaillées en annexe.

**Figure 4 : Estimation de la VOLL par méthodologie de calcul et type de clients [CAD/kWh]**



Il est à noter que la VOLL obtenue avec le modèle économétrique pour le type de clients PME donne un résultat nous paraissant trop élevé et en dehors des balises. Pour ces raisons, et par souci de conservatisme, nous l'avons exclue de la suite de l'exercice.

À l'exception de ce résultat, les valeurs obtenues entre les méthodologies sont comparables et il est intéressant de noter qu'en plus d'avoir des ordres de grandeur consistants, toutes identifient clairement que les clients résidentiels ont la VOLL la plus petite, et que les PME ont le plus gros impact pour une interruption de courant. Ceci se comprend de par leur forte dépendance à l'électricité pour générer du revenu et l'absence de solution de rechange en cas de coupure. En parallèle, le fait que les PME consomment moins d'énergie en moyenne que les grandes entreprises (respectivement 16 kWh/h et 33 457 kWh/h) rend l'impact d'une interruption plus faible malgré une VOLL plus élevée chez les PME.

Pour le calcul de l'impact sur la charge locale des interruptions de courant, nous avons donc retenu les valeurs suivantes :

- > 6 CAD / kWh pour la clientèle résidentielle
- > 31 CAD / kWh pour les grandes entreprises
- > 57 CAD / kWh pour les clients industriels, commerciaux et PME

Deux exemples proches géographiquement et temporellement permettent par ailleurs de confirmer la cohérence des valeurs des VOLL ci-dessus :

- > Hydro One en Ontario a appuyé un choix d'investissement sur son réseau en 2016 à l'aide d'une VOLL comprise entre 10 et 30 CAD / kWh. Le détail des calculs ou recherches ayant permis cette estimation ne sont pas disponibles. Ce dossier concernait la présence de deux circuits sur la même tour de transmission : la perte de l'un de ces circuits entraînerait une baisse de capacité difficilement récupérable dans le délai imposé par la Commission de l'Énergie de l'Ontario. Hydro One a utilisé notamment la VOLL pour comparer le coût de l'investissement et les coûts

d'interruptions pour les consommateurs dans deux scénarios de fréquence d'interruption : statu quo et ajout de 6 sectionneurs mécaniques. Le rapport a été intégré au Plan Régional d'Infrastructure d'Hydro One présenté à la Commission de l'Énergie de l'Ontario

- > La Nouvelle-Angleterre a mené un exercice de revue littéraire similaire. ISO-NE a ainsi utilisé la version 2009 d'un modèle économétrique développé par *Berkeley National Laboratory* et un balisage de sondages clients existants (sondage de 2010 pour le Mid-West américain (MISO) et sondage de 2012 effectué auprès d'entreprises du secteur numérique et manufacturier). L'objectif de l'étude était de mesurer l'impact économique des interruptions de courant résultant d'une trop grande dépendance au gaz naturel. Les résultats de leur analyse démontrent une VOLL de 41 CAD/ kWh pour une durée d'interruption d'une heure. La VOLL a été utilisée comme outil de base aux calculs de rentabilité économique des investissements (ajout de capacité, maintenance) permettant de réduire la dépendance au gaz naturel pour la génération d'électricité en Nouvelle-Angleterre

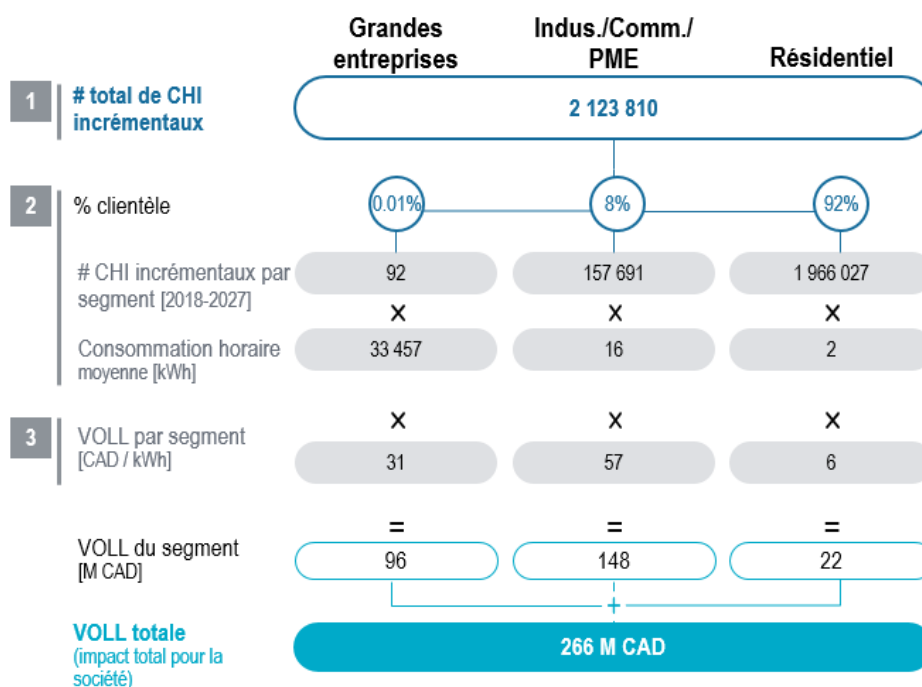
#### 4.2.2 Impact monétaire 2018-2027

L'impact sur la société québécoise de l'augmentation des interruptions de courant a été calculé selon la méthodologie décrite en 4.2.1, avec les valeurs décrites dans les sections précédentes :

- > Différentiel de CHI égal à 2,1 millions sur 10 ans
- > Répartition de la clientèle à 92% résidentiel, 8% industriel/commercial/PME, 0,01% grandes entreprises avec des consommations horaires moyennes de respectivement 2, 16 et 33 457 kWh
- > Une VOLL de 6 CAD/kWh pour le segment résidentiel, 57 CAD/kWh pour l'industriel, commercial et PME et 31 CAD/kWh pour les grandes entreprises

Comme illustré par la Figure 5, le total de l'impact s'élève à 266 M CAD sur 10 ans.

Figure 5 : Détails du calcul de la VOLL



### 4.2.3 Analyse de sensibilité

Le CHI moyen par interruption quantifié avec les hypothèses données à la section 0 est de 4 247. Or, l'étude historique depuis 2011 nous indique que le CHI moyen par interruption a varié entre 2 995 et 6 090 pour les valeurs extrêmes.

La moyenne des valeurs historiques de CHI par interruption au-dessus de la valeur retenue de 4 247 donne 5 632 CHI/interruption. Ce sera la fourchette haute que nous retiendrons dans l'analyse de sensibilité, et qui correspond à un différentiel total de CHI sur 10 ans de :

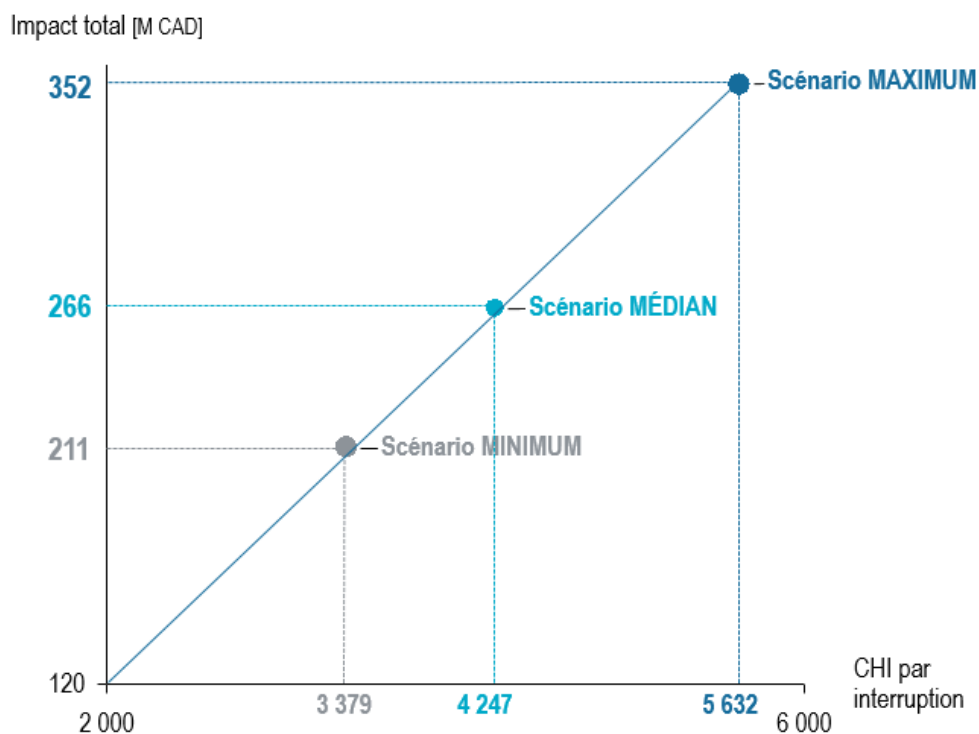
$$5\,632 \times 50 \times 10 = 2\,816\,000 \text{ CHI}$$

La moyenne des valeurs historiques de CHI par interruption au-dessous de la valeur de 4 247 retenue donne 3 379 CHI/interruption. Ce sera la fourchette basse que nous retiendrons dans l'analyse de sensibilité, et qui correspond à un différentiel total de CHI sur 10 ans de :

$$3\,379 \times 50 \times 10 = 1\,689\,500 \text{ CHI}$$

Les différentes valeurs de CHI par interruption détaillées nous permettent de convenir d'une fourchette min-max. Le différentiel d'impact des interruptions de courant sur la société est compris entre les bornes 211 M CAD (minimum) et 352 M CAD (maximum), tel qu'illustré par la Figure 6.

**Figure 6 : Analyse de sensibilité de la VOLL [VOLL en M CAD]**



### 4.3 Charge locale - Impact sur les clients des variations de tension et fréquence

En plus des interruptions de courant, les défaillances sur le réseau du Transporteur peuvent causer des variations de tension et fréquence. Celles-ci ont un impact financier significatif pour les grandes entreprises, parfois même comparable à celui occasionné par une interruption de courant. Les coûts engendrés incluent les dommages sur le matériel, l'interruption de la production et le redémarrage.

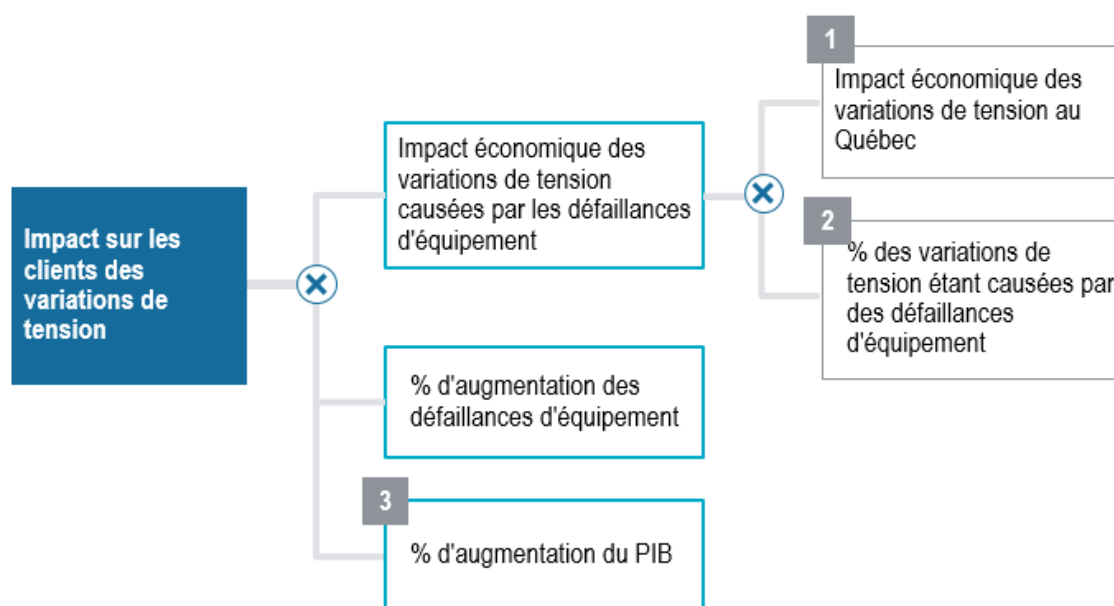
Ce sont les défaillances d'équipement résultant d'un déficit de maintenance qui ont un impact direct sur les occurrences de variations de tension et fréquence. Un nombre plus élevé de défaillances causera un nombre plus élevé de courts-circuits, qui à leur tour causeront davantage de variations de tension et fréquence.

#### 4.3.1 Méthodologie

Afin de quantifier l'impact monétaire des variations de tension et fréquence, nous avons d'abord quantifié quel était l'impact économique actuel de celles-ci pour le Québec. Nous avons ensuite estimé quelle était la proportion de ces variations de tension et fréquence qui était causée par les défaillances d'équipement. Ce faisant, nous avons pu dériver l'impact économique, pour le Québec, des variations de tension causées par les défaillances d'équipement de l'année 2016. Pour estimer celui de l'année en cours 2017, nous avons ajusté l'impact économique de l'année 2016 selon une croissance projetée du PIB. Un aperçu de la méthodologie est illustré à la Figure 7.

Cet impact économique pour l'année en cours 2017 a ensuite été projeté selon les deux scénarios de maintenance. Dans les deux projections, l'impact économique évolue au même rythme que l'évolution prévue des défaillances d'équipement.

Figure 7: Cadre méthodologique du calcul de l'impact sur les clients des variations de tension



#### 4.3.1.1 Impact économique des variations de tension au Québec

Les variations de tension peuvent engendrer des coûts directs et indirects significatifs pour les clients non-résidentiels. Pour certaines entreprises dont les procédés industriels sont très sensibles à une variation de tension, les coûts peuvent s'avérer être du même ordre de grandeur qu'une interruption. C'est le cas notamment des entreprises de pâtes et papiers, pour lesquelles une variation de tension peut interrompre la production pendant plusieurs heures et occasionner des bris d'équipements de production, en plus de devoir mettre l'en-cours de production au rebut.

Il existe 3 grandes catégories de coûts directs engendrés par les variations de tension :

1. Coûts de production : interruption des processus de production, perte de productivité (ralentissement), perte de données
2. Dommages sur le matériel : dégradation des actifs (matériel informatique, moteurs, ...), dommages sur les produits semi finis, perte de matières premières
3. Coûts de redémarrage : perte de productivité, coûts de personnel

À ces coûts doivent s'ajouter tous les coûts indirects tels que l'impact monétaire pour les autres entreprises de la chaîne d'approvisionnement ou encore la perte potentielle de contrats.

Les variations de tension surviennent lorsque le pourcentage de tension oscille entre 10% et 90% de la tension normale, pour une durée momentanée jusqu'à plus de 60 secondes. Celles-ci affectent particulièrement les grandes entreprises.

Pour quantifier l'impact économique actuel de ces variations de tension, nous avons conduit un balisage d'études existantes ayant été réalisées dans des pays industrialisés similaires au Québec. Dans ces études [1], des sondages ont été menés directement auprès de grandes entreprises. Celles-ci devaient quantifier les pertes financières occasionnées par les variations de tension :

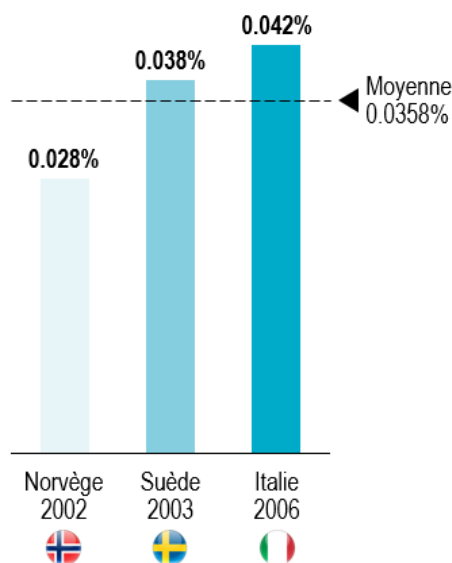
1. Norvège (2002)
  - a. Mandataires : Régulateur norvégien (NVE), Association d'énergéticiens et les grands clients
  - b. Objectifs de l'étude : Améliorer la gestion et le développement du réseau
  - c. Méthodologie utilisée : Sondages menés auprès de clients dans tous les principaux secteurs de l'économie (industrie, agriculture, services, ...)
2. Suède (2003)
  - a. Mandataire : Swedenergy
  - b. Objectifs de l'étude : Estimer les coûts des variations de tension pour les clients industriels
  - c. Méthodologie utilisée : Évaluation des coûts de production, de matériel et d'équipement puis agrégation en coûts totaux annuels
3. Italie (2006)
  - a. Mandataire : Régulateur italien (AEEG)
  - b. Objectifs de l'étude : Élaborer des normes sur la qualité de l'électricité distribuée
  - c. Méthodologie utilisée : Estimation ex-post des coûts après chaque occurrence d'une baisse de tension puis dérivation de coûts annuels pour l'ensemble de l'économie

Contrairement à la VOLL (interruptions de courant), il existe peu d'études récentes étant dédiées exclusivement aux variations de tension. En plus des 3 décrites ci-haut, nous avons répertorié une étude menée au Portugal [2] ainsi qu'une autre conduite en Thaïlande [3]. Cependant, celles-ci n'ont pas été retenues en raison du manque de robustesse de leur méthodologie et du manque de similarité avec le contexte québécois.



Les résultats compilés des 3 études sélectionnées démontrent une cohérence quant à l'impact économique des variations de tension. Ramené au PIB total du pays, l'impact se situe entre 0,028% (Norvège) et 0,042% (Italie), pour une moyenne de 0,0358%. (Figure 8)

**Figure 8: Impact économique annuel des variations de tension par étude [% du PIB annuel perdu]**



Pour mesurer l'impact économique du Québec, nous avons appliqué le taux moyen de 0,0358% à un PIB projeté de 2017. Celui-ci a été estimé en augmentant le PIB réel de 2015 de 1,4% par année, soit le taux moyen historique sur la période 2005-2015. En 2015, le PIB du Québec était 380 792 M CAD. En 2017, nous estimons que celui-ci atteindra ainsi 391 392 M CAD. L'impact économique des variations de tension au Québec, pour l'année en cours 2017, se chiffre donc à 140 M CAD.

$$Impact_{\text{Québec variations de tension}} = \frac{0,028\% + 0,038\% + 0,042\%}{3} \times 391\,392 = 140 \text{ M CAD}$$

Compte tenu que le Transporteur ne peut détecter le nombre d'occurrences de variations de tension touchant directement les clients, comme il peut le faire pour les interruptions, il n'est pas possible de mesurer le nombre de variations de tension ayant touché les clients, ni l'impact financier total chez ceux-ci. La méthode du balisage d'études existantes demeure donc la plus fiable pour mesurer l'impact économique théorique pour le Québec.

#### 4.3.1.2 Variations de tension causées par les défaillances d'équipement

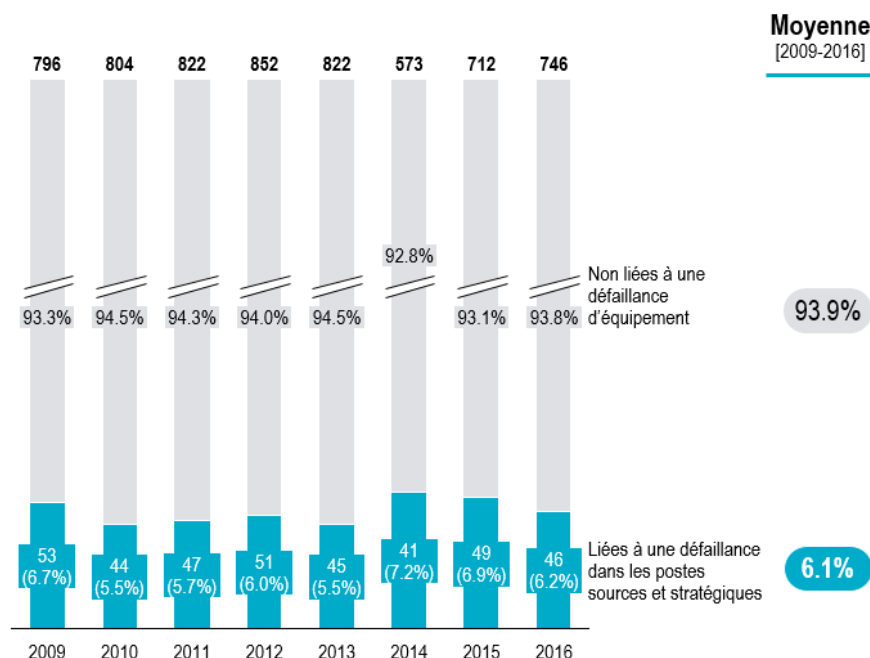
L'impact économique des variations de tension a été estimé à 140 M CAD pour l'année en cours 2017. Cependant, seule une partie de ce coût peut être attribuée aux défaillances d'équipement. Certaines variations de tension sont causées par des événements naturels (foudre, faune), par des incidents d'exploitation ou encore par les installations du client. Pour quantifier l'impact d'une hausse de défaillances d'équipement, il a fallu estimer la part des variations de tension causées par celles-ci. L'évolution des défaillances d'équipement représente la variable la plus susceptible d'avoir un impact direct sur les variations de tension. Au moins 95% des variations de tension sont causées par des courts-circuits. Les courts-circuits, quant à eux, sont causés soit par des causes naturelles ou par des défaillances d'équipement. Il existe donc un lien direct entre défaillance et variation de tension. Un maintien du budget de maintenance sur 10 ans, entraînant plus de défaillances d'équipement que

dans un scénario de maintenance additionnelle, générera donc des coûts supplémentaires liés aux variations de tension et fréquence.

Pour déterminer le pourcentage des variations de tension étant dues aux défaillances d'équipement, le Transporteur a mené une analyse historique des causes des courts-circuits. L'analyse a été menée sur la période 2009 à 2016.

Les résultats de l'analyse (Figure 9) démontrent qu'en moyenne 6,1% des courts-circuits ont été causés par une défaillance d'équipement dans les postes sources et stratégiques. Ce pourcentage est demeuré stable à travers les années, oscillant entre 5,5% et 7,2%. Nous n'avons sélectionné que les défaillances ayant eu lieu dans les postes sources et stratégiques puisque celles-ci causent des courts-circuits ayant un impact direct chez les clients.

**Figure 9: Évolution annuelle des courts-circuits causés par des défaillances**



En appliquant le taux moyen de 6,1% sur la part des variations de tension étant causées par des courts-circuits (95%), il en résulte que le pourcentage des variations de tension étant causées par des défaillances d'équipement est de 5,8%.

#### 4.3.1.3 Augmentation du PIB

Au cours de la période 2018-2027, l'impact économique des variations de tension évoluera non seulement en fonction du nombre de défaillances d'équipement mais également en fonction de la taille croissante de l'économie. Autrement dit, même si les variations de tension demeureraient stables, l'impact économique de celles-ci augmenterait puisque la taille de l'économie québécoise devrait croître au cours des 10 prochaines années.

Nous avons donc factorisé une croissance continue du PIB sur la période 2018-2027 estimée à partir de son taux de croissance historique moyen sur la période 2005-2015, soit 1,4% par année.

#### 4.3.2 Impact monétaire 2018-2027

En prenant les différentes hypothèses détaillées ci-dessus, il est maintenant possible de projeter l'écart, sur 2018-2027, entre les coûts des variations de tension dans un scénario de maintien du budget de maintenance et ceux qui résulteraient d'un scénario d'une maintenance additionnelle.

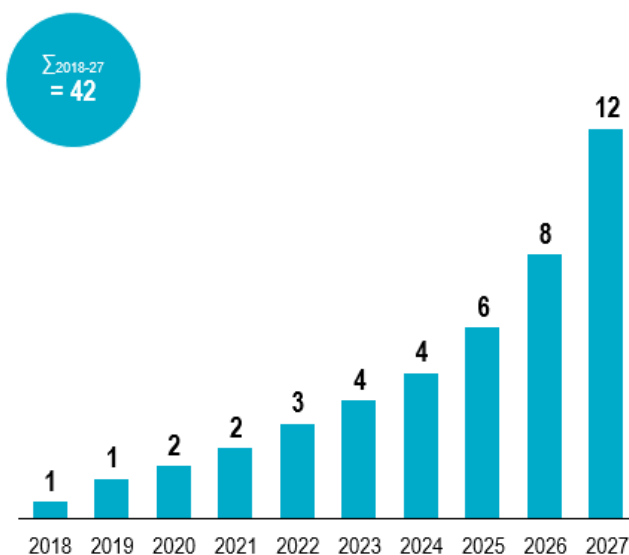
En premier lieu, nous avons quantifié l'impact économique des variations de tension causées par les défaillances d'équipement pour l'année en cours 2017 :

Ce calcul multiplie l'impact économique des variations de tension en 2017 (**140 M CAD**) par le pourcentage des variations de tension étant causées par des défaillances d'équipement (**5,8%**). Il en résulte un impact économique de 8 M CAD pour 2017. C'est à partir de ce montant que nous avons calculé l'évolution de l'écart de l'impact économique des variations de tension causées par une hausse des défaillances d'équipement entre les deux scénarios de maintenance. Pour ce faire, nous avons projeté celles-ci en fonction de l'écart des défaillances d'équipement entre les deux scénarios de maintenance (Section 3.1)

Enfin, dans les deux scénarios, une croissance du PIB de 1,4% par année a été appliquée.

La somme du différentiel entre les deux scénarios, pour la période 2018-2027, est de 42 M CAD. Un déficit de maintenance causerait donc des pertes supplémentaires liées à des variations de tension pour l'économie du Québec de l'ordre de 42 M CAD sur 10 ans. (Figure 10)

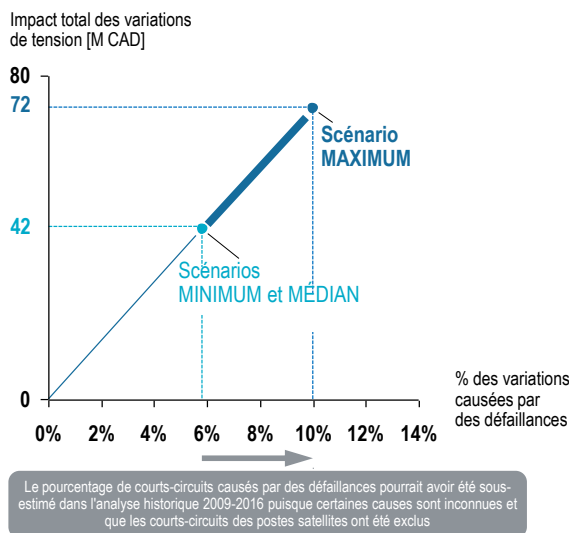
**Figure 10: Projection de l'écart de l'impact économique des variations de tension entre les deux scénarios de maintenance [M CAD]**



### 4.3.3 Analyse de sensibilité

Nous avons mesuré la sensibilité du résultat obtenu en simulant un taux différent de variations de tension causées par des défaillances (Figure 11). Le pourcentage de courts-circuits causés par des défaillances pourrait avoir été sous-estimé dans l'analyse historique 2009-2016 puisque certaines causes de courts-circuits sont inconnues et que les courts-circuits survenant dans les postes satellites ont été exclus de l'analyse. Au lieu du scénario de base dans lequel 5,8% des variations de tension sont causées par des défaillances d'équipement, nous avons pris en compte l'impact d'un taux de 10%. Pour celui-ci, l'impact monétaire atteindrait 72 M CAD. Nous avons considéré ce résultat dans notre scénario maximum.

**Figure 11 : Analyse de sensibilité de l'impact économique des variations de tension [M CAD]**



#### 4.4 Impact sur la disponibilité du transit de point à point

Les IF peuvent avoir un impact majeur sur la disponibilité du transit aux interconnexions. Lors d'une IF, le Transporteur doit dans certains cas réduire sa capacité de transit (« *TTC – Total Transfer Capacity* ») et parfois même pour quelques heures suivant l'incident. Pendant les moments où la capacité est réduite, des ventes auraient pu être réalisées par les clients du Transporteur sur les marchés d'exportation.

Ces réductions de capacité de transit n'entraînent toutefois pas nécessairement un coût d'opportunité (ventes non réalisées). Pour les occasions où la capacité n'est que faiblement réduite ou encore à des moments où la demande sur les marchés est peu élevée, le coût d'opportunité est faible, voire nul. Le modèle développé en tient compte.

Une hausse du nombre d'IF sur une période de 10 ans entraînerait davantage d'occurrences où le Transporteur doit limiter sa capacité de transit. Les IF ont donc un impact direct sur le volume de ventes court terme (spot) aux interconnexions.

##### 4.4.1 Méthodologie

Le périmètre de l'impact sur la disponibilité du transit point à point se limite aux ventes à court-terme sur les marchés spot. D'autres avenues avaient été explorées, notamment les ventes à long-terme (ferme) ou encore les surcoûts d'achats externes en raison d'une baisse des capacités de transit-réception sur les interconnexions. Nous avons exclu du périmètre les ventes fermes puisque celles-ci ne représentent qu'un faible volume avec peu de risque de baisse de transit compte tenu leur ordre de priorité dans les moyens de gestion. Dans le cas des baisses de capacité de transit-réception, nous les avons également exclues puisqu'elles n'étaient pas significatives.

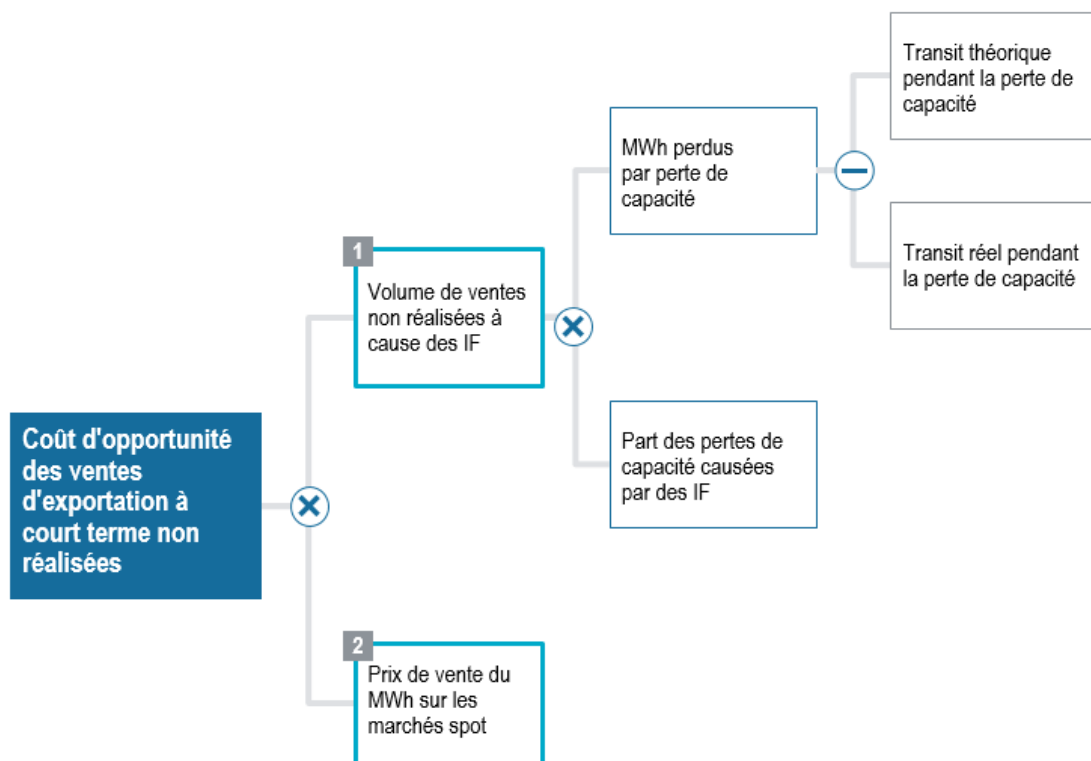
Pour quantifier l'impact sur les ventes court-terme, nous avons mené deux grandes étapes de modélisation. La première concerne la quantification du volume de ventes annuelles non réalisées en raison des IF pour l'année 2016. Pour ce faire, nous avons identifié toutes les occurrences où le transit a été affecté de par la baisse de capacité d'une ligne. Celles-ci ont été identifiées pour chacun des marchés voisins (Ontario, New York, Nouvelle-Angleterre, Nouveau-Brunswick). Nous avons quantifié la différence entre le transit théorique, soit le transit qui aurait été observé si la capacité réelle n'avait

pas été réduite, et le transit réel pendant la perte de capacité. Nous avons par la suite estimé la part de ces pertes de capacité qui étaient causées par des IF.

Ces volumes de ventes non réalisées en raison des IF par interconnexion ont par la suite été convertis en valeur monétaire en les multipliant par un prix de vente par marché. Un aperçu de la méthodologie est illustré à la Figure 12.

Les ventes d'exportation à court terme perdues en raison des IF pour l'année 2016 ont ensuite été projetées jusqu'en 2027 selon les 2 scénarios de maintenance.

**Figure 12: Cadre méthodologique du calcul du coût d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées**



#### 4.4.1.1 Volume de ventes non réalisées à cause des IF

Au total, les capacités de transit aux interconnexions sont de 7,9 GW pour l'exportation. Elles sont réparties sur 4 grands marchés : l'Ontario (2,6 GW, 33%), la Nouvelle-Angleterre (2,3 GW, 29%), New York (2,0 GW, 25%) et le Nouveau-Brunswick (1,0 GW, 13%).

L'utilisation moyenne de la capacité de transit diffère grandement par interconnexion. En divisant le volume total exporté par la capacité maximale pour l'année 2016, nous avons conclu que la Nouvelle-Angleterre était l'interconnexion dont le taux d'utilisation était le plus élevé avec 77%, suivi par New York avec 48%, l'Ontario avec 20% et le Nouveau-Brunswick avec 18%. L'impact d'une baisse soudaine de capacité aurait donc, en général, un impact beaucoup plus important pour les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

Pour l'Ontario, nous estimons que l'impact d'une baisse de capacité sur les ventes à court-terme est très faible, voire nul. En effet, sur le 20% de taux d'utilisation, nous trouvons des ventes fermes à long terme qui sont priorisées en cas de problème. En analysant l'historique des capacités réelles et du transit sur le marché de l'Ontario, nous avons également observé qu'à aucun moment apparent il y

aurait eu des pertes de ventes potentielles. Nous avons donc exclu les interconnexions de l'Ontario du périmètre d'analyse.

Les données dont nous disposions pour modéliser l'impact des IF sur les interconnexions étaient limitées. Les événements causant une perte de capacité réelle ne sont pas systématiquement répertoriés par le Transporteur. Il est aussi impossible d'isoler chacune des occurrences de pertes de capacité liées aux IF de façon systématique.

Nous avons donc conduit l'analyse en identifiant toutes les périodes, au cours de 2016, pendant lesquelles une perte de capacité avait mené à une perte de volume de ventes potentielles. Pour conduire l'analyse, les données utilisées étaient les suivantes :

1. Capacité/ TTC (« *Total Transfer Capacity* ») réel. Il s'agit de la capacité de transit, en MW, qui a été effectivement disponible à l'interconnexion.
2. Capacité/ TTC (« *Total Transfer Capacity* ») prévue. Il s'agit de la capacité de transit, en MW, qui avait été prévue en début d'année, prenant en considération les retraits planifiés.
3. Transit réel net : Il s'agit du volume qui a effectivement été transité à l'interconnexion.

Ces catégories de données étaient disponibles sur une base horaire, pour les années 2009 à 2016, pour chacune des interconnexions.

Avec ces données, il était possible de modéliser un transit théorique horaire pour chaque interconnexion. Le transit théorique est le transit qui aurait été exporté si la capacité réelle n'avait pas été affectée autrement que par d'éventuelles causes planifiées. Pour le modéliser, nous avons identifié toutes les occurrences de baisse soudaine de capacité ayant généré une perte significative de transit et empêchant potentiellement la réalisation d'une vente. Ces occurrences peuvent être d'une durée d'une heure à plusieurs jours. Pendant ces occurrences, nous avons simulé un transit théorique. Nous avons par la suite quantifié la somme des écarts, en MWh, entre le transit théorique et le transit réel pendant la durée des pertes de capacité

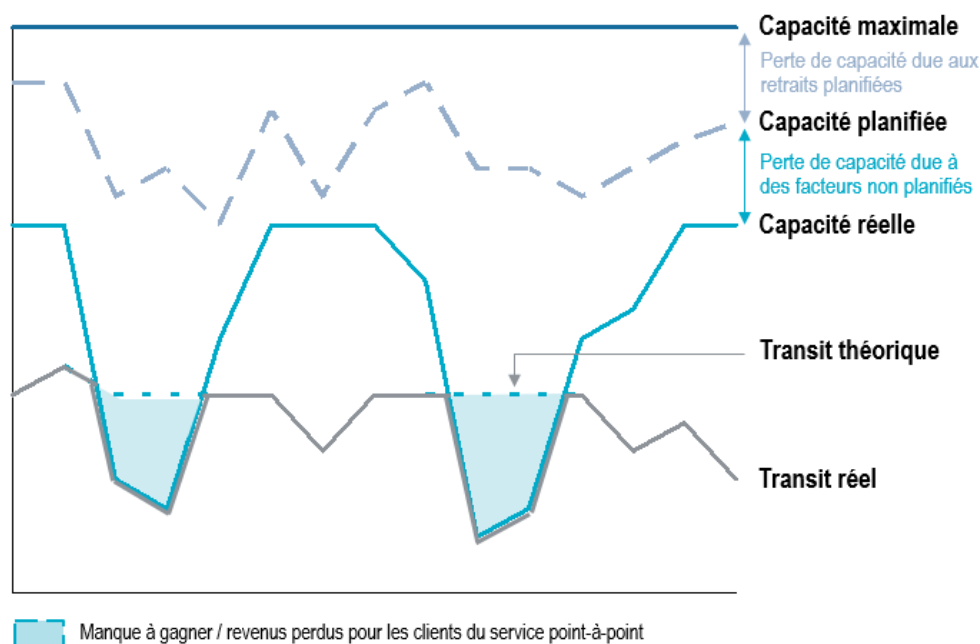
La capacité maximale est une donnée constante au niveau de l'interconnexion et représente le transit maximal. La capacité planifiée prend en compte la baisse de transit due à des retraits planifiés. En réalité, la capacité planifiée est dans la grande majorité du temps égale à la capacité maximale. La capacité réelle représente à une heure particulière la véritable capacité au niveau de l'interconnexion. Elle peut être plus basse que la capacité planifiée à cause d'événements imprévus sur la ligne qui provoquent ce différentiel.

Le transit réel ne peut surpasser la capacité réelle. À certaines occasions, le transit réel s'approche de très près (sous les 5% d'écart), ou voire devient égal à la capacité réelle. Cela survient principalement lorsque la capacité réelle baisse par rapport à la capacité planifiée. C'est ici que nous faisons intervenir le transit théorique, qui est la valeur théorique du transit s'il n'y avait pas eu de baisse de capacité.

Comme c'est une situation hypothétique, nous utilisons le transit réel avant ou après la baisse de capacité pour définir la valeur du transit théorique. C'est par la différence entre le transit réel et le transit théorique que nous définissons le manque à gagner dû à une baisse de capacité.

La Figure 13 illustre la méthodologie utilisée pour la modélisation.

**Figure 13: Méthodologie utilisée pour la modélisation du volume de ventes à court terme non réalisées – Illustration fictive**



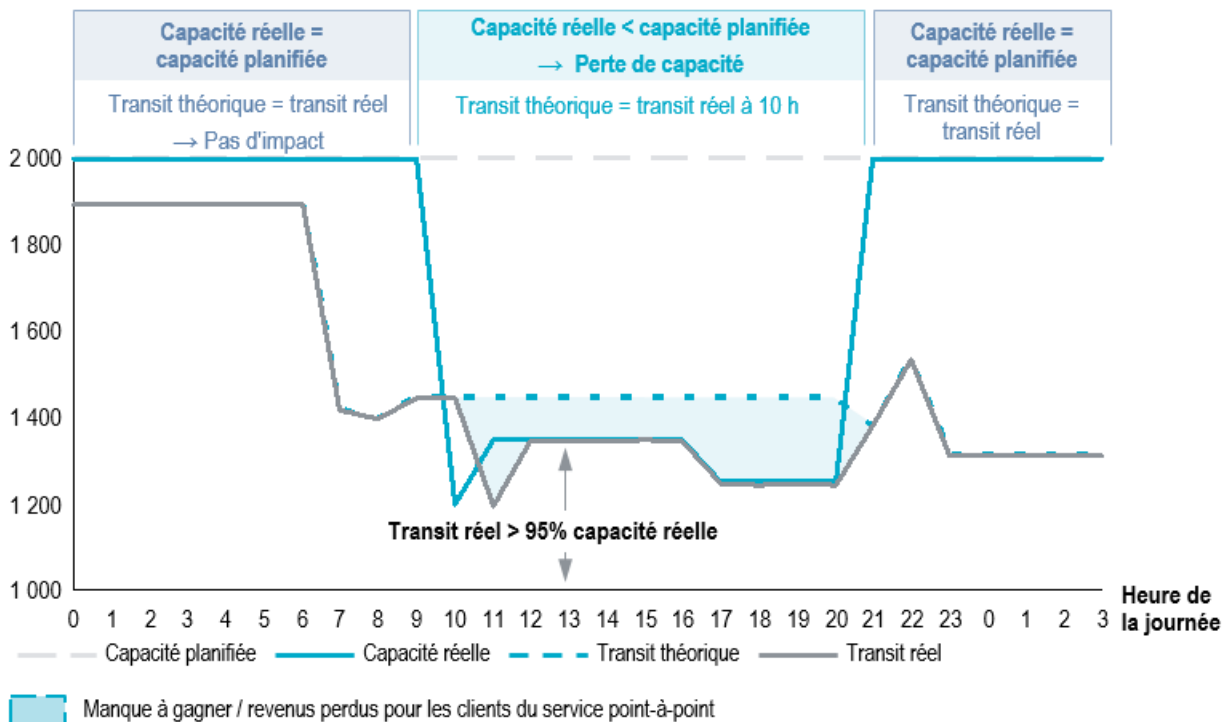
De manière plus détaillée, pour définir les courbes de transit théorique, nous avons appliqué une méthodologie cohérente à travers les occurrences de perte de capacité (Figure 14). Les deux règles de base que nous nous sommes fixées sont les suivantes :

1. Si la capacité réelle est égale à la capacité planifiée, le transit théorique est égal au transit réel. Il n'y a pas de volume de ventes perdues puisque la perte de capacité était planifiée d'avance.
2. Si la capacité réelle est plus basse que la capacité planifiée et que le transit réel vaut plus de 95% de la capacité réelle, cela met en évidence une occurrence où la capacité réelle limite le transit : le transit théorique est supérieur au transit réel. Il y a alors un coût d'opportunité de volume de ventes non réalisées. Dans ce cas-ci, le transit théorique est constant pendant la perte de capacité et est égal au transit réel de l'heure précédant la perte de capacité.

La Figure 14 illustre parfaitement qu'entre 10h et 20h, une baisse soudaine de la capacité réelle entraîne une baisse du transit réel : alors que celui-ci est à environ 1 500 MW avant 10h et après 20h, il descend et suit exactement le niveau de la capacité réelle durant cette période de temps. Le léger décalage entre la baisse de capacité réelle et le transit réel entre 10 et 11h est dû au fait que les données sont moyennées sur 1 heure.

Enfin, nous avons privilégié une approche conservatrice lorsque nous avons traité les capacités théoriques. Toujours sur la Figure 14, il est possible que la baisse de transit dès 5h (1 900 MW à 1500 MW) soit en prévision de la grosse baisse de capacité à 10h. En l'absence d'éléments nous permettant d'affirmer que le transit théorique aurait dû être 1 900 MW, nous avons privilégié la solution conservatrice de 1 500 MW.

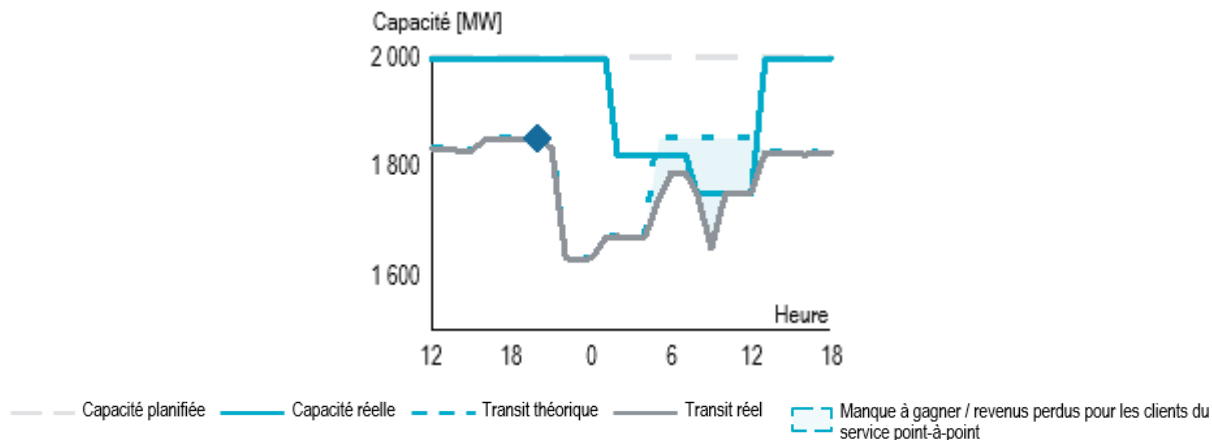
**Figure 14: Modélisation du transit théorique – Illustration du cas de l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre [MW; 28 et 29 novembre 2016]**



De nombreux cas particuliers ont dû être traités lorsque le transit théorique pendant la perte de capacité n'a pas été modélisé en le rendant égal au transit réel pour l'heure précédant la perte de capacité. Ces cas particuliers surviennent lorsque le transit réel précédant la baisse de capacité est trop faible pour générer une perte de vente. En effet, lorsqu'un événement survient, le transit peut s'ajuster à la baisse quelques heures avant que l'effet se répercute sur la perte de capacité au réel. Lorsque cela survient, nous avons modélisé le transit théorique selon 2 différentes méthodes :

1. En l'égalant au transit réel **quelques heures avant** la baisse de capacité justifiant la perte d'une vente (Figure 15)

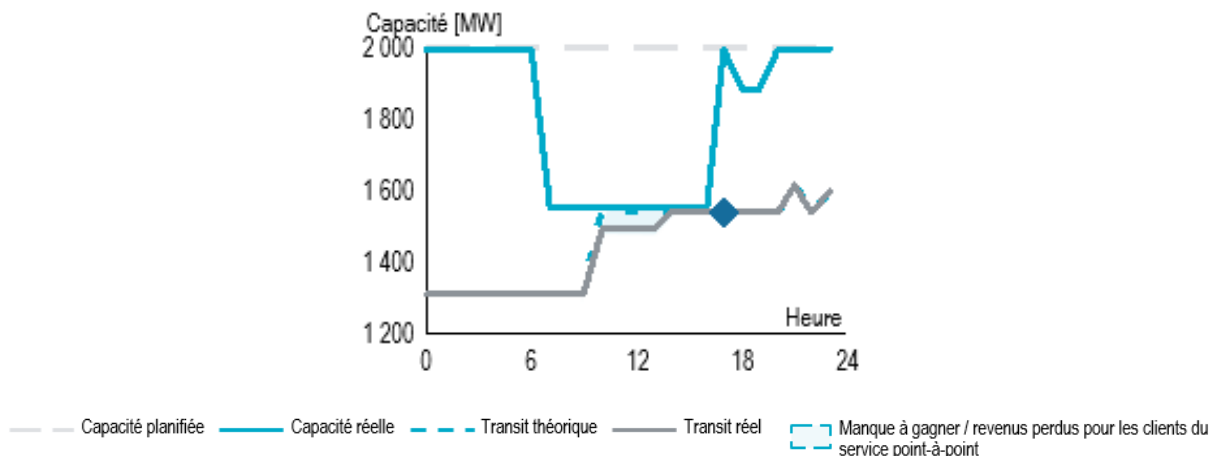
**Figure 15: Cas particulier de modélisation du transit théorique #1 [MW]**





En l'égalant au transit réel juste après le retour à la capacité normale justifiant la perte d'une vente (Figure 16)

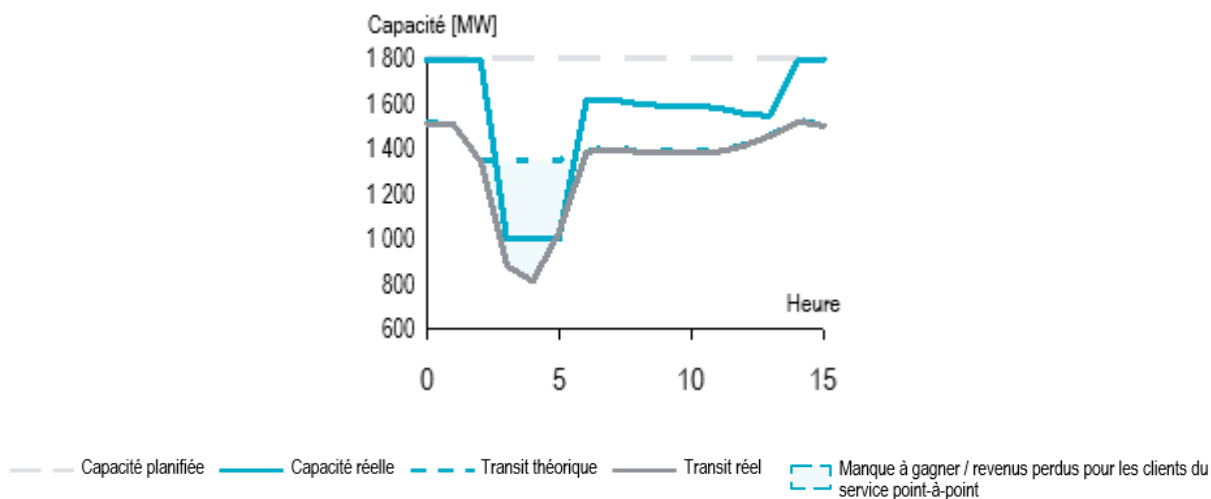
**Figure 16: Cas particulier de modélisation du transit théorique #2 [MW]**



Pour valider notre exercice de modélisation avec des événements survenus au réel lors de l'année 2016, nous avons analysé en détail 3 cas où il a été possible de relier l'occurrence d'une IF avec une perte de revenus potentiels aux interconnexions.

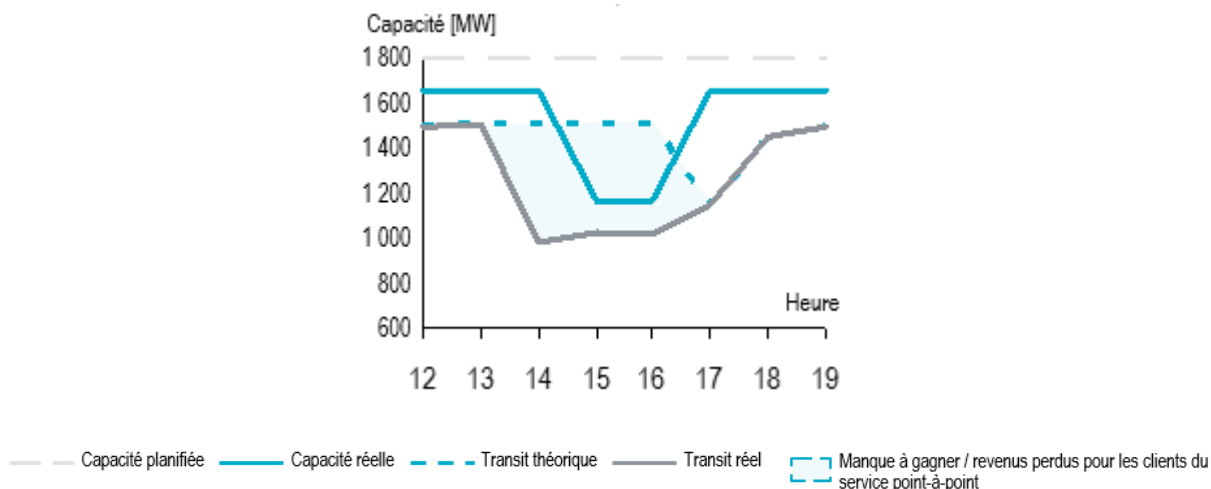
Le premier cas est survenu sur l'interconnexion Chateauguay-Massena avec New York le 3 août 2016. L'événement correspondant à la baisse de capacité est la perte de 3 thyristors. Cela a mené à l'indisponibilité du CLC102 de 2h32 à 11h40, soit pour une durée de 9h08 min. Le volume de ventes perdues pendant cette période a été estimée à 1 333 MWh. (Figure 17)

**Figure 17: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion de New York le 3 août 2016 [MW]**



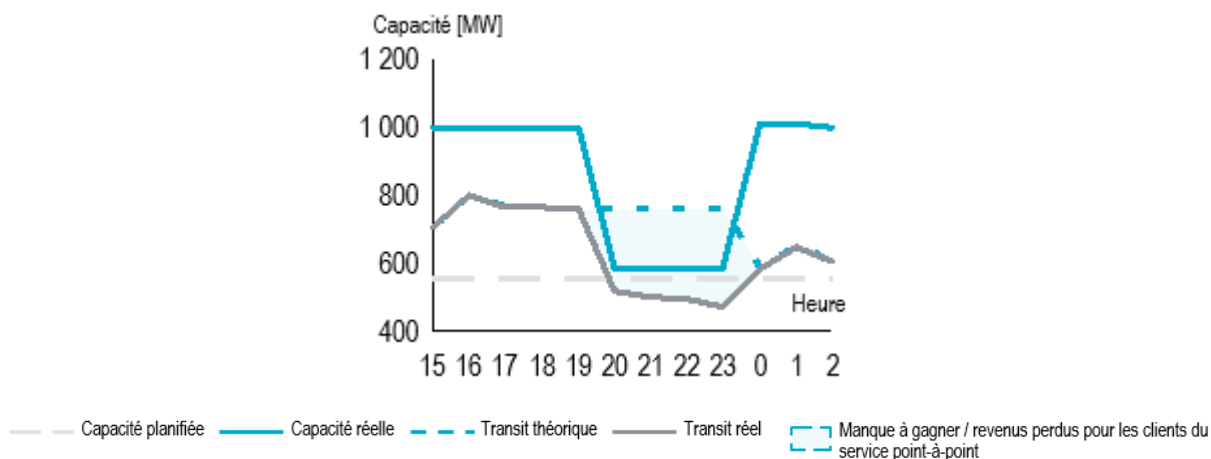
Le deuxième cas est également survenu sur l'interconnexion Chateauguay-Massena avec New York le 4 novembre 2016. L'événement correspondant à la baisse de capacité est le déclenchement du GC1 en raison d'un faible débit d'eau de refroidissement. L'IF a duré 3h 11 min, soit de 13h04 à 16h15. Le volume de ventes perdues pendant cette période a été estimée à 1 481 MWh. (Figure 18)

**Figure 18: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion de New York le 4 novembre 2016 [MW]**



Le troisième cas répertorié est survenu sur l'interconnexion Madawaska avec le Nouveau-Brunswick le 11 novembre 2016. L'événement correspondant à la baisse de capacité est le déclenchement du T1 par protection différentielle tertiaire. L'IF s'est étalée de 19h11 à 23h26, soit pour une durée de 4h 25 min. Le volume de ventes perdues pendant cette période a été estimé à 1 054 MWh (Figure 19)

**Figure 19: Évolution de la capacité et du transit observée à l'interconnexion du Nouveau-Brunswick le 11 novembre 2016 [MW]**

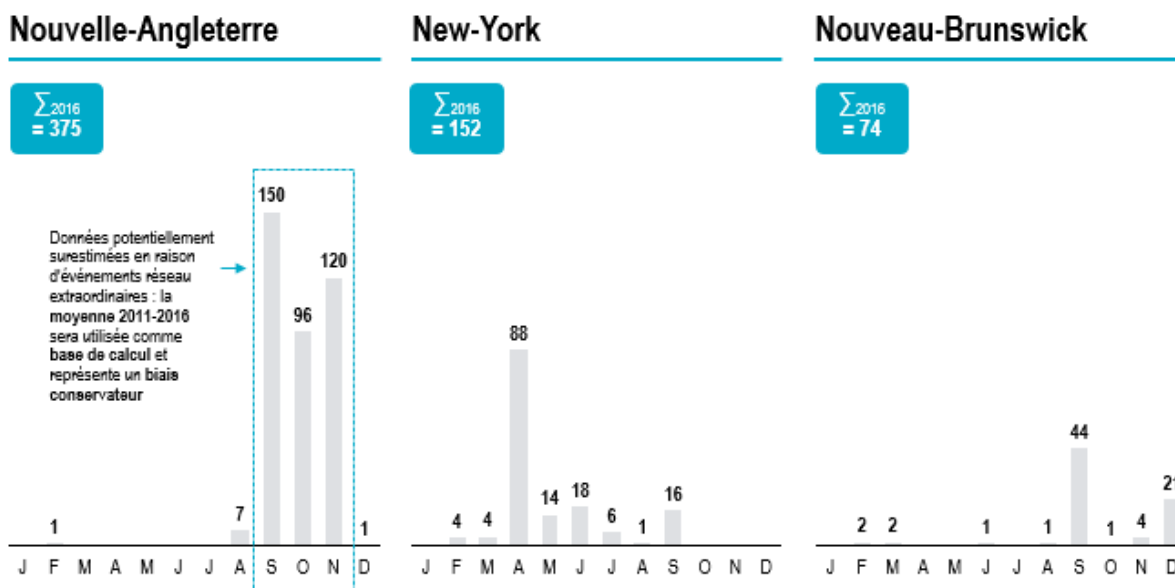


L'exercice de validation sur les cas concrets illustrés dans les figures précédentes (Figure 17, Figure 18 et Figure 19) démontre que les résultats de la méthodologie sont cohérents avec le réel.

Nous avons mené l'exercice de modélisation des volumes de manque à gagner/ revenus potentiellement perdus pour chacune des interconnexions pour l'année 2016. Les résultats, illustrés à la Figure 20, démontrent que les interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre sont celles où les pertes

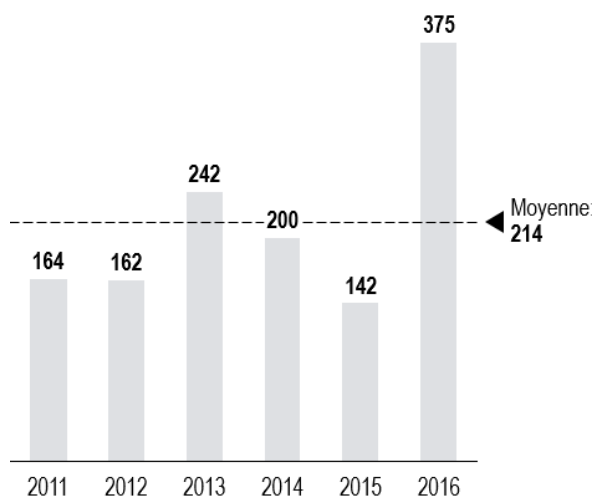
de volume de ventes totales ont été les plus élevées en 2016, soit 375 GWh. Pour les interconnexions avec New York, les pertes de volume de ventes totales se chiffrent à 152 GWh pour 2016. L'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick est celle ayant été la moins affectée avec 74 GWh de volume de ventes perdues. L'Ontario a été exclue du périmètre d'analyse pour les raisons données en début de section.

Figure 20: Volume d'électricité non vendue à l'exportation [Exclusion de l'Ontario - 2016; GWh]



Les pertes de volume de ventes à l'automne sur les interconnexions en Nouvelle-Angleterre sont potentiellement surestimées en raison d'événements réseau extraordinaires. Par souci de conservatisme, nous avons utilisé la moyenne 2011-2016, soit 214 GWh, comme base pour la modélisation de l'impact sur 10 ans (Figure 21).

Figure 21: Évolution annuelle des pertes de revenus à court-terme sur l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre [GWh]



Ces pertes de volume de ventes potentielles ne sont par contre pas toutes dues à des IF causées par des défaillances. Elles représentent les pertes survenues en raison d'événements non prévus ; et si

les IF font partie des événements non prévus, elles n'en représentent pas la totalité. Des événements climatiques et de faune, par exemple, peuvent expliquer une perte de capacité soudaine aux interconnexions.

Pour estimer la part du volume de ventes perdues causées par les IF, nous avons analysé un échantillon d'événements ayant affecté le transit. Nous avons répertorié 658 événements de baisse de capacité aux interconnexions de la Nouvelle-Angleterre, de New York, du Nouveau-Brunswick et de l'Ontario au cours des 8 dernières années. Parmi ces événements, un échantillon de 260 a été étudié. De ces 260 événements, il a été estimé que 32% ont été causés par des bris d'équipement. Nous avons extrapolé ce ratio à l'ensemble des événements ayant conduit à une baisse de capacité non planifiée dans la modélisation.

Nous avons ainsi pu estimer les volumes de ventes court-terme perdues pour l'année en cours 2017 de notre projection, par interconnexion :

1. Nouvelle-Angleterre :  $214 \text{ GWh} * 32\% = 68 \text{ GWh}$
2. New York :  $152 \text{ GWh} * 32\% = 49 \text{ GWh}$
3. Nouveau-Brunswick :  $74 \text{ GWh} * 32\% = 24 \text{ GWh}$

#### 4.4.1.2 Prix de vente du MWh sur les marchés spot

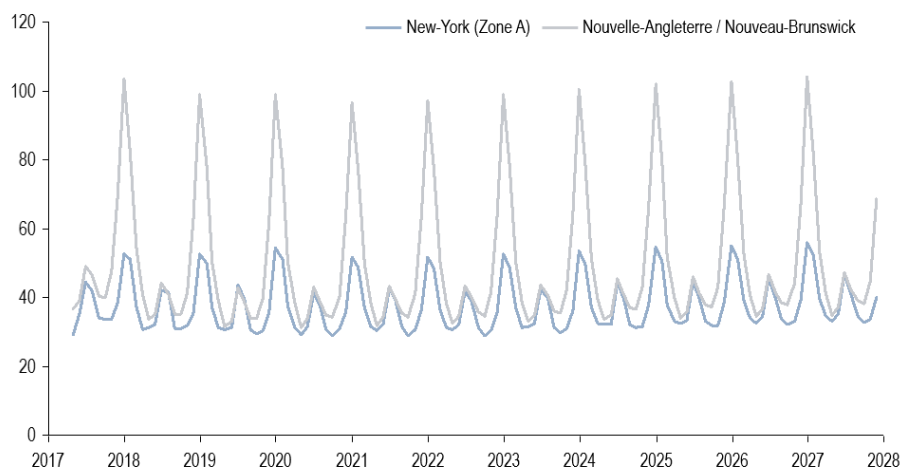
Pour convertir les volumes de ventes perdues en valeur monétaire, nous avons projeté les prix du MWh pour chacun des marchés sur la période 2018-2027. Pour ce faire, nous avons utilisé des données publiques (Bloomberg) de prix "forward" par grand marché. Les prix "forward" étaient disponibles sur une base mensuelle, pour une variété de zones géographiques différentes à l'intérieur d'un même »marché.

Pour le marché de New York, nous avons utilisé le prix forward de la zone A "Daily Around the Clock Average Power Swap". Pour le marché de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick, les prix ISO NE West Massachussetts Day Ahead Around the Clock ont été utilisés.

Les prix en USD ont été convertis en CAD au taux de change de 1,34, soit le taux effectif en date de réalisation de l'étude. Ils ont également été annualisés en prenant la moyenne des 12 mois de l'année, avec la même pondération.

Les projections des prix de 2017 à 2028 sont illustrées à la Figure 22. Les prix pour le marché de New York sont légèrement inférieurs aux prix des autres marchés. Les prix évoluent de 36,36 CAD en 2017 à 39,94 en 2027, une augmentation annuelle moyenne de 0,9%. Ceux de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick passent de 46,15 CAD en 2017 à 52,76 CAD en 2027, soit une augmentation annuelle moyenne de 1,3%.

**Figure 22: Projection du prix du MWh [CAD / MWh; 2017-27]**



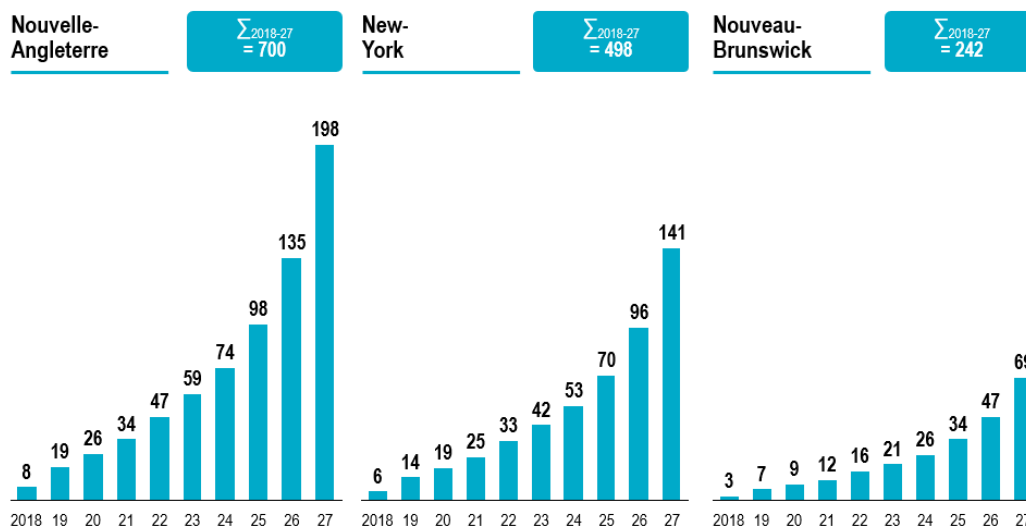
#### 4.4.2 Impact monétaire 2018-2027

Les hypothèses détaillées ci-dessus ont permis de projeter l'écart, sur 2018-2027, entre les revenus court-terme perdus aux interconnexions dans un scénario de maintien du budget de maintenance et ceux résultant d'un scénario de maintenance additionnelle.

Nous avons projeté, pour chacune des interconnexions, l'écart des volumes de ventes perdues liées aux IF entre les deux scénarios de maintenance, sur la période 2018-2027. Pour ce faire, nous avons projeté celles-ci en fonction de l'écart des IF entre les deux scénarios de maintenance. (Section 3.2)

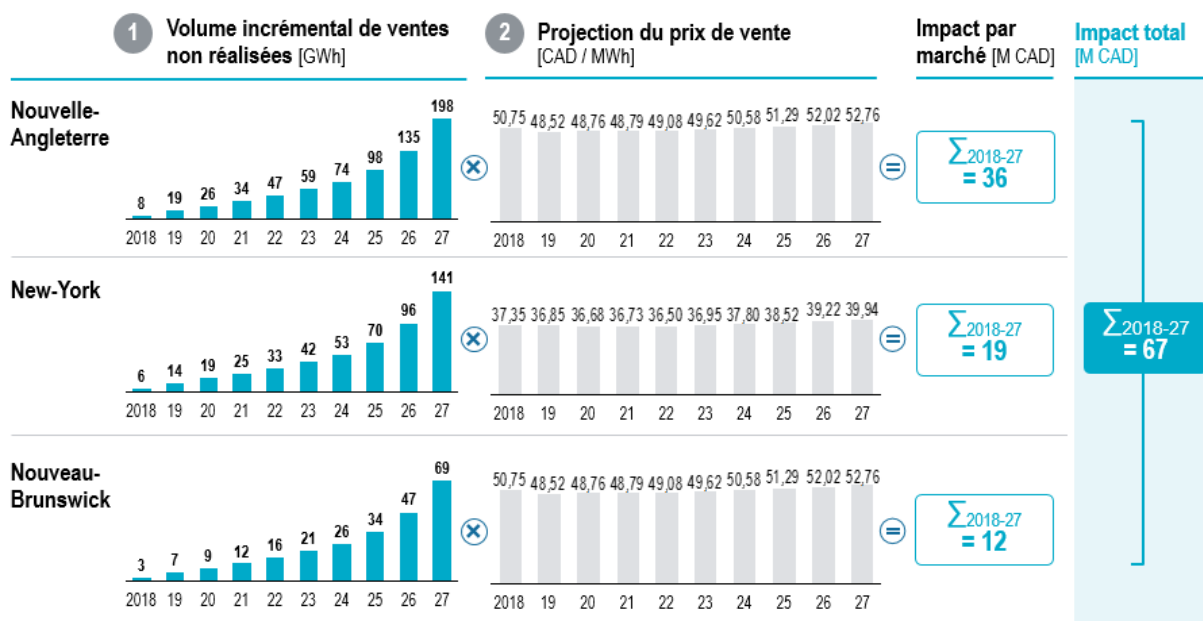
La Nouvelle-Angleterre, avec 68 GWh de revenus annuels perdus pour l'année en cours, atteint un différentiel total de 700 GWh sur 10 ans entre les deux scénarios de maintenance. La perte cumulée est de 498 GWh pour New York et de 242 GWh pour le Nouveau-Brunswick. (Figure 23)

**Figure 23: Projection de l'écart 2018-2027 du volume d'électricité non vendu à l'exportation entre les deux scénarios de maintenance [GWh]**



En multipliant les volumes incrémentaux annuels pour chacune des interconnexions avec les prix annuels projetés, les pertes de revenus totales sont de 67 M CAD, tel qu'illustré à la Figure 24.

**Figure 24: Projection de l'impact monétaire 2018-2027 des coûts d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées**



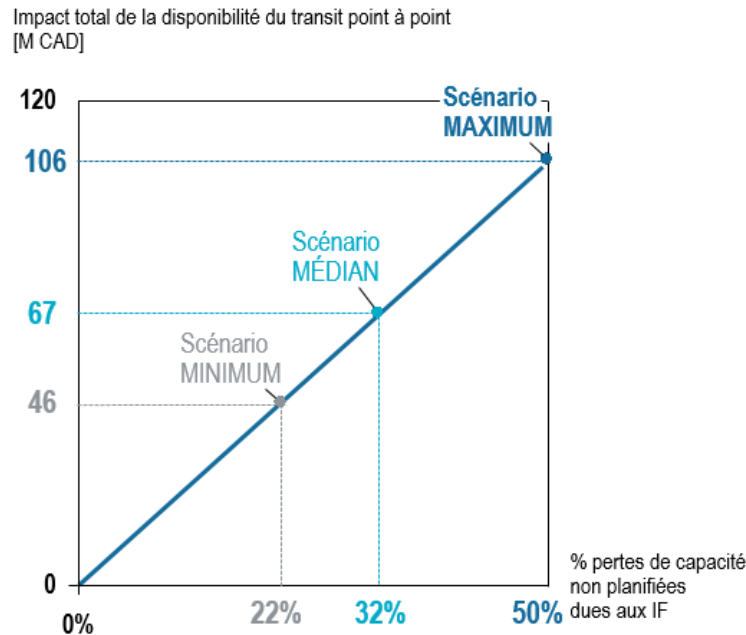
#### 4.4.3 Analyse de sensibilité

Nous avons mesuré la sensibilité du résultat obtenu en simulant différents pourcentages de perte de capacité non-planifiée due aux IF. Nous avons établi 3 scénarios :

1. **Scénario minimum : 22%**, un minorant déterminé à partir de la part des interruptions de courant non planifiées causées par un équipement
2. **Scénario de base (médian) : 32%**, soit la part des déclenchements causés par des bris d'équipements sur les postes aux interconnexions par échantillonnage
3. **Scénario maximum : 50%**, un niveau légèrement supérieur au scénario de base pour tenir en considération certains déclenchements causés par des bris qui n'auraient pas été répertoriés par le Transporteur

Dans un scénario minimum, l'impact monétaire atteindrait 46 M CAD sur 10 ans alors que dans un scénario maximum, celui-ci atteindrait 106 M CAD. (Figure 25)

**Figure 25: Analyse de sensibilité de l'impact monétaire des coûts d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées [M CAD]**



## 4.5 Impact sur la productivité

L'augmentation des IF a un impact grandissant sur la productivité des équipes de maintenance. Lorsqu'une IF survient, des interventions en maintenance préventive qui étaient planifiées ou en cours doivent être reportées ou annulées. L'équipe doit se mobiliser sur le site de l'indisponibilité pour répondre à l'urgence. Les retraits annulés et les travaux reportés ont un impact sur l'organisation et la productivité de la maintenance préventive. Pour l'impact des IF sur la productivité, nous avons modélisé l'impact monétaire de ces heures incrémentales dues à la désorganisation des équipes, sur la réalisation des interventions de maintenance préventive.

### 4.5.1 Méthodologie

L'improductivité représente le nombre d'heures directes de travail supplémentaires réalisées pour les interventions de maintenance préventive (systématique et conditionnelle) par les équipes d'entretien du Transporteur. Les heures directes incluent aussi les éléments de transport et logistique aux heures sur chantier.

Pour quantifier l'improductivité, il existe plusieurs méthodologies possibles. Chacune des méthodologies comporte des limites, tel que décrit dans le Tableau 4. La méthodologie 4, soit celle du taux d'improductivité basé sur l'historique, a été privilégiée car elle se base sur les données les plus robustes. Les limites apparentes de la méthodologie, soit le fait de devoir attribuer un pourcentage d'heures d'improductivité due aux IF et la qualité des données, ont été adressées en menant une enquête terrain dans un premier temps et par l'exclusion des valeurs extrêmes dans le traitement des données dans un deuxième. La méthodologie du sondage est décrite à la section 4.5.1.3.

**Tableau 4: Méthodologies potentielles pour le calcul de l'impact sur l'improductivité**

Méthodologies	Limites
<p><b>1. Frais externes payés en trop</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Quantification des frais payés à des fournisseurs externes (location d'hélicoptère, location de grues, ...)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Coûts limités : Faible proportion de l'improductivité totale</li> <li>&gt; Échantillon difficile à obtenir et exhaustivité difficile à prouver</li> </ul>
<p><b>2. Taux d'improductivité par type d'activité de maintenance</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Mesure de l'écart entre les taux d'improductivité des différents types d'activités de maintenance (systématique, conditionnelle et corrective)</li> <li>&gt; Simulation de l'évolution du taux d'improductivité en fonction de l'évolution des proportions entre les activités de maintenance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Requiert une comptabilité par activités</li> <li>&gt; Difficile à appliquer compte tenu de la qualité des données requise pour mesurer les taux d'improductivité – souvent les systèmes en place ne permettent pas de capturer ces écarts de taux de productivité</li> </ul>
<p><b>3. Analyse d'un échantillon d'événements</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Quantification d'un coût moyen par événement à partir d'un échantillon de retrait d'activité de maintenance causé par un IF</li> <li>&gt; Extrapolation à l'ensemble des occurrences où une activité de maintenance est affectée par une IF</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Forte variabilité d'écart de coûts par événement en raison des disparités régionales, de la nature de l'intervention, et de l'équipement visé</li> <li>&gt; Large échantillon nécessaire afin d'amener de la robustesse à l'analyse (plusieurs événements par région, types d'activités très variables), ce qui demanderait un effort d'analyse beaucoup trop important pour le temps imparti</li> </ul>
<p><b>4. Taux d'improductivité basé sur l'historique</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Calcul d'un nombre d'heures d'improductivité basé sur l'historique</li> <li>&gt; Attribution d'un pourcentage de ces heures dues aux IF</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Difficulté de recensement (enquête) des causes de l'improductivité et la possibilité d'isoler celle due aux IF</li> <li>&gt; Biais des réponses à l'enquête</li> </ul>

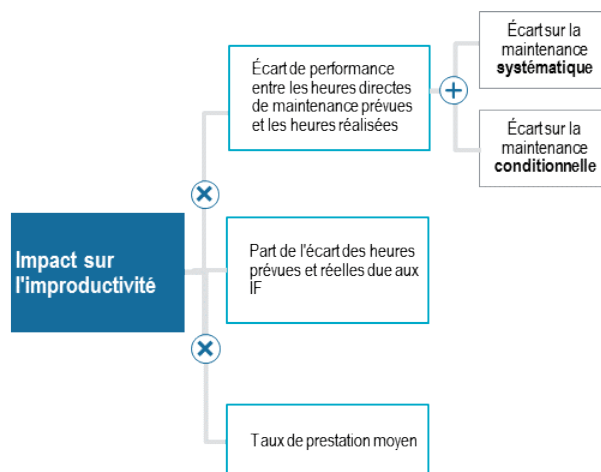
Les ratios d'improductivités ont été calculés pour les deux types de maintenance préventive :

1. Maintenance systématique
2. Maintenance conditionnelle

Suite à la quantification des ratios d'improductivité, nous avons estimé la part de ces écarts étant liées aux IF d'après les résultats de l'enquête terrain menée par le Transporteur.

Nous avons finalement converti cet écart en valeur monétaire en y appliquant le taux de prestation moyen fourni par le Transporteur en début d'analyse. Un aperçu de la méthodologie est illustré à la Figure 26. L'impact annuel va par la suite évoluer au même rythme que les IF.



**Figure 26 : Cadre méthodologique du calcul de l'impact d'improductivité**


#### 4.5.1.2 Écart de performance en maintenance systématique et conditionnelle

Pour la maintenance systématique, les résultats proviennent d'une analyse historique sur 3 ans (2014-2016) qui quantifie l'écart entre les heures de maintenance systématique planifiées et réelles pour les mêmes activités de maintenance.

Au cours des 3 dernières années, l'écart entre le nombre d'heures de maintenance systématique planifiées et réalisées par activité de maintenance a été en moyenne de 15%. Il faut donc, au réel, 15% plus de temps pour réaliser une intervention de maintenance systématique que ce qui est prévu dans les heures planifiées par intervention.

Ceci représente un ratio d'improductivité totale, dont les raisons ne sont pas toutes liées à des IF. La détermination de la part attribuable aux IF sera menée dans la section 4.5.1.3.

Pour l'écart d'heures en maintenance conditionnelle, nous avons comparé la durée d'intervention moyenne pour les activités de maintenance conditionnelle d'équipements majeurs pour la période 2007-2017 (10 ans) et la période 2012-2017 (5 ans, période pendant laquelle les IF ont augmenté de façon importante). En comparant ces 2 périodes, nous avons mis en évidence l'effet d'une hausse des IF des 5 dernières années, entre autres causes, sur la productivité des équipes.

Selon cette méthode de calcul, les durées d'intervention en maintenance conditionnelle ont en moyenne augmenté de 4% entre la période 2007-2017 et la période 2012-2017. Il faut donc maintenant 4% plus de temps pour réaliser une intervention de maintenance conditionnelle.

#### 4.5.1.3 Part des heures d'improductivité causées par les IF

Les ratios d'improductivité quantifiés précédemment ne s'expliquent pas uniquement par les IF. D'autres raisons peuvent expliquer l'improductivité des équipes d'entretien. Pour estimer la part des heures d'improductivité causées par des IF, une enquête a été réalisée auprès des unités opérationnelles du Transporteur.

Pour chacune des unités opérationnelles, il a été demandé d'identifier les 5 principales raisons d'improductivité, en les pondérant sur 100%, grâce à 2 questionnaires :

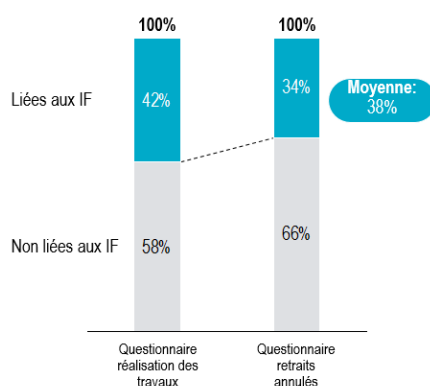
1. Quelles sont les raisons des retards pour la réalisation des travaux?
2. Quelles sont les raisons des retraits annulés par l'exploitant?

Afin d'éviter les biais dans les réponses données par les unités opérationnelles, aucune mention aux IF n'avait été faite. Ceux-ci n'évoquaient donc pas directement les IF comme étant une cause directe de l'improductivité. Les réponses ont été analysées afin d'identifier les causes étant reliées aux IF (exemple : bris d'équipement, changement de priorité). Pour valider les réponses obtenues, les regroupements et contre validations effectués ont été validés par différentes équipes du Transporteur.

Les résultats du premier questionnaire sur les raisons des retards pour la réalisation des travaux démontrent un taux de 42% (fourchette max) dû aux IF et le deuxième questionnaire sur les raisons des retraits annulés démontrent un taux de 34% (fourchette min). Nous prenons comme hypothèse la moyenne (38%) des deux sondages pour le scénario de base (Figure 27).

**Figure 27: Réponse aux deux questionnaires sur les raisons de l'improductivité**

**[% de l'improductivité par cause]**



Les résultats de l'enquête indiquent qu'en moyenne 38% des heures d'improductivité sont dues aux IF.

#### 4.5.2 Impact monétaire 2018-2027

Avec les résultats des hypothèses détaillées ci-dessus, nous avons projeté l'écart, sur 2018-2027, entre la valeur monétaire de l'improductivité dans un scénario de maintien de budget de maintenance et celle résultant d'un scénario de maintenance additionnelle.

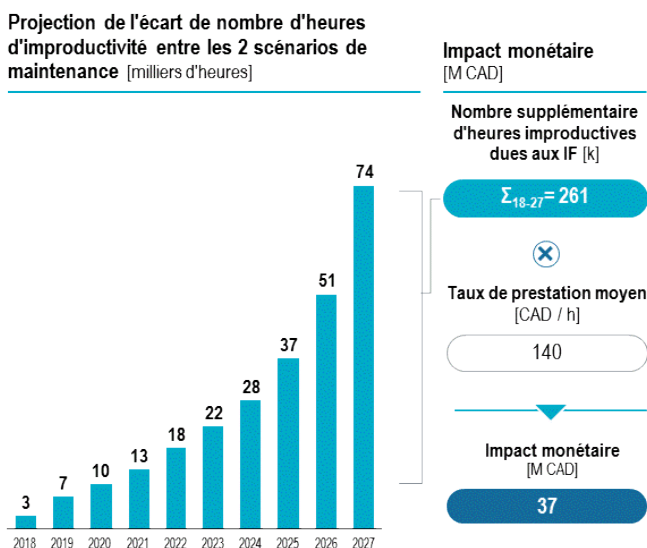
Nous avons d'abord estimé les ratios d'improductivité dus aux IF pour l'année en cours :

1. Improductivité totale de 15% en systématique et 4% en conditionnel
2. Part des heures d'improductivité due aux IF : 38%, soit la moyenne des deux questionnaires de l'étude menée auprès des unités opérationnelles

En multipliant ces 2 facteurs, nous estimons à 5.7% et 1.5% les ratios d'improductivité en maintenance conditionnelle et systématique respectivement.

En projetant cet écart sur la période 2018-2027, le nombre d'heures incrémentales d'improductivité due aux IF est estimé à 262 000. Pour obtenir une valeur monétaire, nous avons multiplié ce nombre d'heure par le taux de prestation moyen de 140 CAD/h, et obtenons un impact monétaire total de 37 M CAD, tel qu'illustré à la Figure 28.

**Figure 28 : Projection de l'impact monétaire 2018-2027 de l'improductivité**



### 4.5.3 Analyse de sensibilité

La définition des hypothèses de calcul aux sections 4.5.1.2 et 4.5.1.3 mettent en évidence deux fourchettes sur lesquelles baser l'analyse de sensibilité :

1. Le ratio d'improductivité sur la maintenance conditionnelle
2. Le pourcentage des heures d'improductivité dû aux IF

En ce qui concerne le ratio d'improductivité sur la maintenance conditionnelle, l'écart de 4 % a été obtenu en enlevant les valeurs extrêmes des données de base. Ces valeurs extrêmes n'ont pas été prises en compte dans un premier temps à cause de certains éléments perturbateurs (heures de formation par exemple) qu'il est à ce jour impossible d'identifier précisément. En conservant ces valeurs extrêmes dans l'analyse, le ratio d'improductivité sur la maintenance conditionnelle s'élève à 9% et c'est ce que nous prendrons pour intrant de calcul dans notre scénario maximum.

Pour le pourcentage des heures d'improductivité dues aux IF, la fourchette d'analyse s'obtient simplement en prenant le ratio minimum sur l'improductivité liée aux IF d'une part, soit 34% correspondant à la question sur l'origine des retraits annulés, et le ratio maximum soit 42% correspondant à l'origine des retards sur la réalisation des travaux.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont illustrés en Figure 29. Dans un scénario minimum (34% d'improductivité due aux IF; ratio d'heures conditionnelles avec retrait des valeurs extrêmes), l'impact sur 10 ans atteindrait 33 M CAD. Dans un scénario maximum (42% d'improductivité due aux IF ; ratio d'heures conditionnelles sans retrait des valeurs extrêmes), l'impact atteindrait 47 M CAD.

**Figure 29: Analyse de sensibilité de l'improductivité [M CAD]**

	% des heures d'inefficience dues aux IF		
	MIN des 2 sondages (34%)	MID des 2 sondages (38%)	MAX des 2 sondages (42%)
Ratio d'heures conditionnelles <b>sans retrait</b> des valeurs extrêmes (+9%)	37	42	47
Ratio d'heures conditionnelles <b>avec retrait</b> des valeurs extrêmes(+4%)	33	37	41

Scénarios choisis  Minimum  Médian  Maximum

## 5. Impacts non monétaires

En plus des impacts monétaires et quantifiés dans l'exercice, l'augmentation des IF et des défaillances due à un maintien du budget de maintenance aura des conséquences non chiffrables sur la performance et l'image d'Hydro-Québec.

Les impacts sur la conformité environnementale, la conformité réglementaire (*North American Electric Reliability Corporation* et Régie), sur les indicateurs de fiabilité ainsi que sur la satisfaction de la clientèle sont détaillés dans cette section.

### 5.1 Impact sur la conformité environnementale

Un retard de maintenance entraîne des bris d'équipement. Ceux-ci peuvent par la suite causer, entre autres, des déversements d'huile ou encore des fuites de gaz, deux événements menant à des impacts environnementaux pour la société québécoise et à des coûts financiers pour le Transporteur.

Dans le cas présent, les implications monétaires directes des bris d'équipement sur l'environnement restent faibles. En revanche, un déficit de maintenance pourrait augmenter la probabilité que des événements tels que des fuites de gaz SF<sub>6</sub>, gaz avec un effet de serre 22 800 fois supérieur au CO<sub>2</sub>, et des déversements d'huile surviennent. Leur probabilité d'occurrence restera faible, mais augmentera néanmoins avec le temps et à mesure que le déficit d'entretien se fera sentir. En laissant le nombre de bris d'équipement augmenter, le Transporteur exposerait les communautés entourant ses installations à une augmentation de la probabilité de dommages environnementaux.

La conformité environnementale demeurant une priorité pour le Transporteur, le maintien du budget existant en maintenance nuirait à cette priorité.

## 5.2 Conformité NERC et Régie

Le Transporteur s'engage à respecter toutes les normes imposées par la Régie ainsi que certaines normes du NERC sur une base volontaire. Toutefois, le respect de ces normes, sur le long-terme, demandera des ressources additionnelles en maintenance. Nous avons répertorié cinq normes en lien avec la maintenance pour lesquelles la conformité pourrait être affectée si le budget de maintenance était maintenu pendant 10 ans. Il s'agit des normes PRC-004-5(i), FAC-003-4, PRC-005-6, PRC-017-1, et PRC-016-1.

Ces normes sont en place pour s'assurer que les transporteurs réalisent les activités de maintenance qu'ils avaient prévues dans leur programme et qu'ils en fournissent les preuves. De plus, les normes stipulent que les transporteurs doivent mettre en place les corrections nécessaires en cas de dysfonctionnement d'un type d'équipement.

Une hausse des IF, sans ajout de ressources de maintenance supplémentaires, entraînerait de facto une réduction des activités de maintenance pouvant être réalisées par les équipes d'entretien du Transporteur, en particulier les activités de maintenance préventive. Cela pourrait causer une non-conformité des normes citées ci-haut. L'image du Transporteur pourrait être ainsi affectée négativement s'il ne répondait pas à ces normes de conformité de maintenance nord-américaines.

### 5.3 Indicateurs de fiabilité

Dans le secteur du transport de l'électricité, il existe certains grands indicateurs permettant de comparer la fiabilité du réseau de différents transporteurs. Les deux principaux indicateurs sont le *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) et *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI).

Hydro-Québec TransÉnergie utilise un indicateur similaire au SAIDI qu'elle appelle l'indice de continuité (IC). Il s'agit d'un indice d'évaluation de la durée moyenne des interruptions pour un client. Il mesure le temps qu'un client moyen a été interrompu au cours d'une année. Il est calculé en divisant les Client-Heure-Interrompu (CHI) par le nombre de clients.

Hydro-Québec TransÉnergie utilise un indice d'évaluation de la fréquence des interruptions, qui est similaire au SAIFI. Cet indicateur mesure le nombre d'interruptions qu'un client moyen a subi au cours d'une année. Il est calculé en divisant le nombre de clients interrompus par le nombre total de clients. Tel que décrit en section 0, un déficit de maintenance entraînera une hausse des interruptions de courant. Un maintien du budget de maintenance sur 10 ans entraînerait 500 interruptions supplémentaires à un scénario de maintenance additionnelle. Cela engendrerait ainsi une augmentation des CHI et par le fait même une augmentation du nombre de clients interrompus. Les deux indicateurs ci-dessus seraient alors directement affectés par un déficit de maintenance.

Nous avons simulé l'écart, en 2027, des indicateurs CHI et de fréquence d'interruption entre les deux scénarios de maintenance.

L'IC moyen du Transporteur, sur la période 2011-2016, est de 28 minutes<sup>10</sup>. Un client est donc interrompu, en moyenne, 28 minutes par année. Pendant la période, l'IC a oscillé entre 19 minutes (2015) et 42 minutes (2013). L'impact d'un déficit de maintenance sur l'IC 2027 serait de l'ordre de 3 minutes, soit une augmentation de 10% par rapport à la moyenne 2011-2016. Pour faire ce calcul, nous avons utilisé un écart annuel de 212 381 CHI entre les scénarios de maintenance, tel que démontré dans la pièce HQT-3, Document 1.1. Par souci de comparabilité avec la moyenne de l'IC moyen du Transporteur 2011-2016, nous avons utilisé le même nombre de clients, soit 4 514 346.

$$212\,381 \text{ CHI} \div 4\,514\,346 \text{ clients} \times 60 \text{ minutes} = 2,82 \text{ minutes}$$

Quant à l'indicateur de fréquence d'interruption d'u Transporteur, celui-ci était en moyenne de 0,99 interruption sur la période 2011-2016. Un client est donc interrompu, en moyenne, 0,99 fois par année. Pendant la période, cet indicateur a oscillé entre 0,85 (2014) et 1,22 (2013). L'impact d'un déficit de maintenance sur l'indicateur de fréquence d'interruption 2027 serait de 0,07 interruption par client, soit une augmentation de 7% par rapport à la moyenne 2011-2016. Pour faire ce calcul, nous avons utilisé un écart annuel de 50 interruptions entre les scénarios de maintenance, tel que démontré dans la pièce HQT-3, Document 1.1. En moyenne, sur la période 2011-2016, une interruption a impacté 6 025 clients. 50 interruptions annuelles supplémentaires engendreraient donc l'interruption d'environ 301 250 clients. Par souci de comparabilité avec la moyenne de SAIFI 2011-2016, nous avons divisé le nombre de clients interrompus supplémentaires annuellement par le nombre de clients total en moyenne sur la période 2011-2016, soit 4 514 346.

$$50 \text{ interruptions} \times 6\,025 \text{ clients interrompus} / \text{interruption} \div 4\,514\,346 \text{ clients} = 0,07 \text{ interruption}$$

Les indicateurs de fiabilité seraient impactés négativement de 7% à 10% selon l'écart déterminé entre les 2 scénarios de maintenance. Un déficit de maintenance pourrait donc envoyer le signal que la fiabilité du réseau du Transporteur se dégrade. Cela pourrait nuire à l'image du Transporteur dans l'industrie.

La baisse de ces indicateurs de fiabilité n'engendrera pas de pertes financières directes pour le Transporteur. Toutefois, cela pourrait engendrer un impact intangible sur la performance future : le Transporteur subirait une perte d'attractivité pour le développement des affaires ainsi qu'une perte d'attractivité en tant qu'employeur.

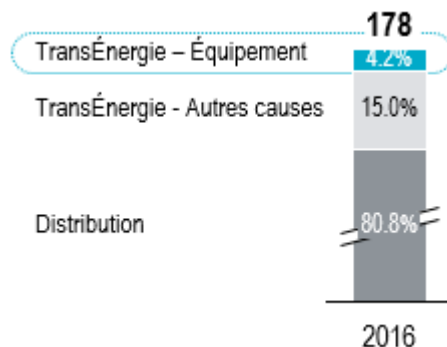
<sup>10</sup> HQT-3, doc.2

## 5.4 Satisfaction de la clientèle

Le Distributeur mesure aujourd'hui la satisfaction des clients à l'aide de l'indice de satisfaction de la clientèle (ISC) qui intègre quatre grandes dimensions du service de base d'HQ, dont celle de la qualité et continuité du service électrique. Cette dimension est d'ailleurs celle considérée comme la plus importante des 4 par tous les segments de la clientèle d'HQD. Pour les clients insatisfaits à l'égard de cette dimension, la fréquence des pannes est le principal motif évoqué.

L'impact du retard de maintenance du Transporteur sur l'indice de continuité s'avère toutefois limité puisque la majorité des interruptions impactant les clients d'Hydro-Québec est causée par les installations du Distributeur. L'indice de continuité totale pour Hydro-Québec était de 178 minutes en 2016. Le Transporteur n'est responsable que de 34 minutes (19%) du total. Sur les 34 minutes du Transporteur, 7,4 minutes sont attribuables à des interruptions liées à des défaillances d'équipement. Les différents scénarios de maintenance ont donc un impact sur seulement 4% (7 sur 178 minutes) des interruptions totales vécues par la clientèle ainsi que le résume la Figure 30.

**Figure 30: Indice de continuité normalisé global d'Hydro-Québec [minutes ; 2016]**



Source : Site web d'Hydro-Québec<sup>11</sup>

Bien qu'un déficit de maintenance du Transporteur n'aurait pas un impact significatif sur l'ISC, cela va tout de même à l'encontre du plan stratégique d'Hydro-Québec, dont la satisfaction de la clientèle est l'un des axes stratégiques. Une dégradation du réseau de transport causée par un déficit de maintenance pourrait avoir un impact sur la réalisation de cet objectif puisqu'une fréquence plus élevée d'interruption de courant a un impact direct sur la satisfaction des clients.

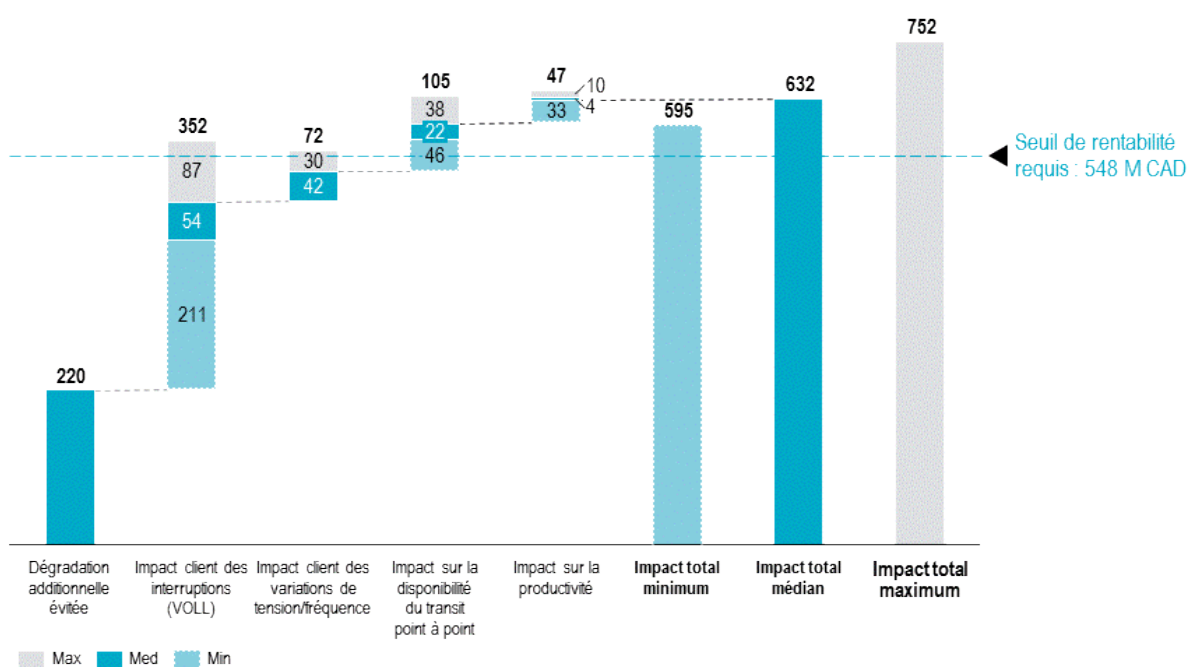
<sup>11</sup> <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/choix-collectifs/fiabilite-du-service.html> consulté le 29/07/2017



## 6. Évaluation globale de la rentabilité de la demande de maintenance additionnelle du Transporteur

L'analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle sur 10 ans demandée par la Régie lors de sa décision D-2017-021 démontre que les coûts évités par la réduction des IF des sectionneurs et des transformateurs de puissance sont supérieurs aux besoins financiers demandés pour effectuer la maintenance additionnelle sur l'ensemble du parc d'actifs du Transporteur. Selon les analyses de Roland Berger et sur la base des hypothèses fournies par le Transporteur, les coûts évités sur la période 2018 à 2027, soit le différentiel de coûts entre les deux scénarios de maintenance, seraient de 632 M CAD, soit 84 M CAD au-dessus du seuil de rentabilité fixé à 548 M CAD. Ceci est illustré en Figure 31.

Figure 31 : Impacts consolidés [2018-2027 ; M CAD]



La mesure économique de l'impact des interruptions de courant sur la société à travers la VOLL, qui est l'outil de mesure privilégié par la plupart des utilités dans le monde, et le coût de retard de la maintenance, qui inclut un effet d'aggravation du niveau de défaillances sur un parc vieillissant, sont les deux principaux contributeurs aux coûts d'inconvénients.

Des analyses de sensibilité faites sur les différents impacts confirment une fourchette de coût d'inconvénient total entre 595 M CAD et 752 M CAD, tel qu'illustré en Figure 31. Ces scénarios "min" et "max" ont été obtenus en utilisant le principe de moyenne quadratique sur les différentes valeurs minimales et maximales de chacun des scénarios. Cette mesure est souvent utilisée en modélisation pour illustrer le fait que la valeur "minimum" d'un scénario n'est pas simplement la somme de tous les impacts minimum, et réciproquement pour le maximum.

## **7. Annexe 1: Détail des méthodologies de calcul de la VOLL**

## Méthode 1 : Balisage de sondages clients existants

La revue littéraire a commencé par une recherche la plus exhaustive possible d'études de VOLL déjà réalisées avec une méthode de sondage auprès des différents groupes de clients. Nous avons eu accès à 12 études suffisamment détaillées. Nous avons sciemment exclu les études des États-Unis, car celles-ci sont utilisées dans la Méthode 2, soit le Modèle économétrique de calcul de la VOLL développé à partir d'études américaines.

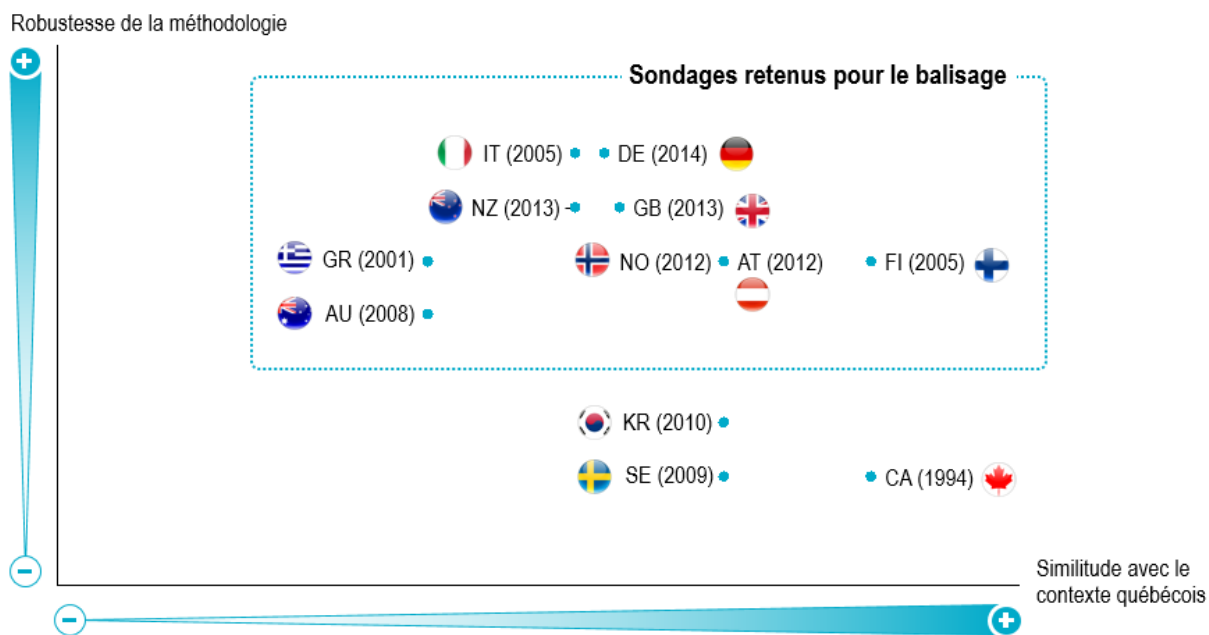
Dans un second temps, nous avons sélectionné un certain nombre de ces sondages pour ne garder que les plus pertinents et utiles, en les comparant sur la base de critères méthodologiques et sur leur similitude avec le contexte québécois.

Voici les différents critères quantifiés pour chaque étude :

- > Robustesse de la méthodologie
  - Échantillonnage : taille (nombre suffisant de répondants) et taux de réponse
  - Niveau de segmentation :
    - Granularité des segments (types de client, type d'interruption, période de l'année, durée d'interruption...); le plus granulaire étant le mieux
    - Cohérence avec la segmentation utilisée pour Hydro-Québec (grandes entreprises vs. commercial/industriel/PME vs. clients résidentiels)
  - Qualité de la collecte de données
    - Design du sondage (pertinence des questions, type de questionnaire)
    - Méthode de collecte (en personne, par courrier...)
  - Qualité de l'analyse et des données recueillies :
    - Ajustement des biais (ex : exclusion des données extrêmes)
    - Analyse de régression permettant de déceler des tendances
  - Année de réalisation de l'étude ; le plus récent étant le mieux
- > Similitude avec le contexte québécois
  - Niveau de vie : PIB par habitant
  - Climat
    - Température annuelle moyenne
    - Écart entre la température annuelle minimale et maximale
  - Secteurs économiques prépondérants : comparaison de la part des secteurs dans l'économie (ex : part du secteur manufacturier dans l'économie)
  - Niveau de dépendance à l'électricité : consommation moyenne annuelle d'électricité per capita
  - Volatilité et pointes de demande : écart de consommation entre les périodes de forte et de faible demande, si disponible

Les résultats de cette catégorisation sont en Figure 32. Nous avons ainsi sélectionné 9 sondages parmi 12 études pour l'exercice de balisage. Les pays sélectionnés sont la Grèce [4], l'Australie [5], l'Italie [6], la Nouvelle-Zélande [7], l'Allemagne [8], la Grande-Bretagne [9], la Norvège [10], l'Autriche [11] et la Finlande [12]. Les pays exclus sont la Corée du Sud [13], la Suède [14] et le Canada [15].

**Figure 32: Résultat sur la pertinence des sondages clients pour l'exercice de balisage**



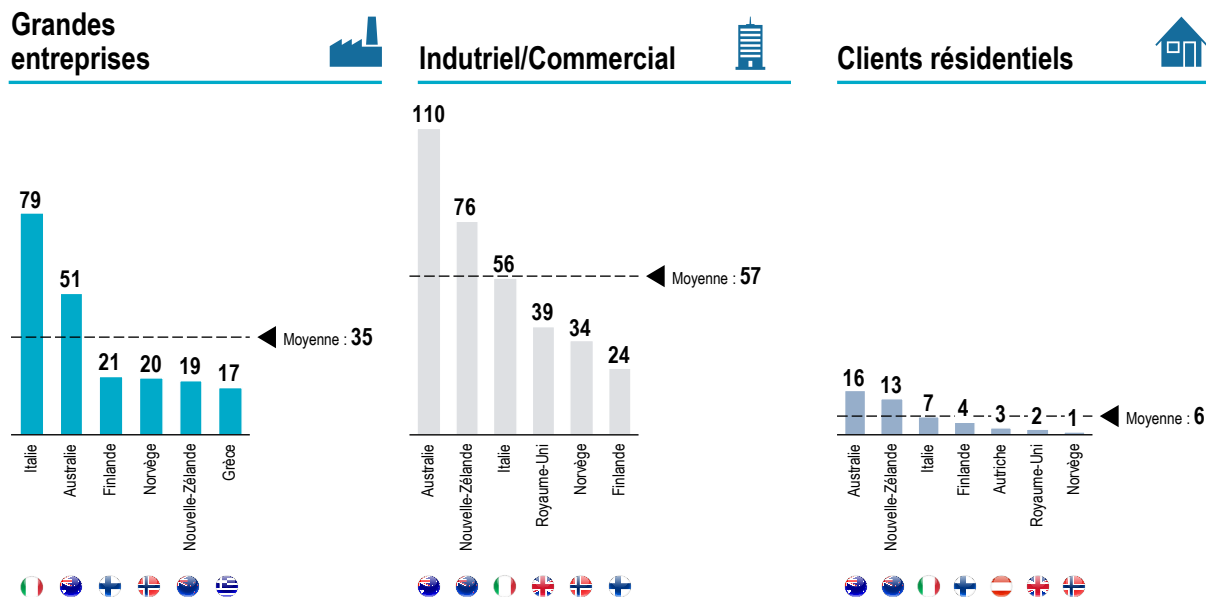
Tel qu'illustré sur la Figure 33, en prenant les moyennes de ces différentes études sur les segments prédéfinis et en actualisant les valeurs, nous arrivons ainsi aux résultats de VOLL suivants:

- > 6 CAD / kWh pour les clients résidentiels
- > 35 CAD / kWh pour les grandes entreprises
- > 57 CAD / kWh pour les clients industriels, commerciaux et PME

Les sondages sélectionnés ne couvrant pas tous les segments de clients (par exemple, Grèce 2001 se focalisait sur les grandes entreprises), il est normal de voir une base légèrement différente pour chaque catégorie de clientèle.

Nous pouvons par ailleurs noter que l'ordre des valeurs des VOLL entre les segments est cohérent avec la remarque effectuée précédemment.

**Figure 33 : Valeur de la VOLL par balisage de sondages clients existants [CAD/kWh ; interruption de 1h]**



À noter enfin que ces valeurs de VOLL ne tiennent pas compte de la dépendance accrue du Québec à l'électricité, notamment du fait d'hivers très froids et de la présence de systèmes de chauffage majoritairement électriques.

Toutefois, cet effet serait mitigé dans la réalité :

- > On observe une plus faible proportion de CHI (Clients Heures Interrompus) survenant en hiver et d'une durée supérieure à une heure, réduisant considérablement l'effet négatif d'une perte d'électricité pour le chauffage
- > L'effet est indirectement quantifié dans la VOLL puisque la consommation horaire des Québécois se veut plus élevée que les autres régions en hiver (en raison du chauffage électrique)
- > On note la présence de "particularités" augmentant la VOLL dans certains des sondages clients utilisés dans le balisage (exemple: dépendance à l'électricité pour l'air climatisé en Australie qui connaît des étés très chauds)

## Méthode 2 : Modèle économétrique de calcul de la VOLL

Un modèle économétrique de VOLL agrégeant 30 sondages menés aux États-Unis a été développé et est utilisé par les régulateurs américains.

Ce modèle a été développé par le Berkeley National Laboratory en 2015 et sponsorisé par le Département de l'Énergie américain. Il compile des données brutes de sondages WTA et WTP menés aux États-Unis dans une seule base de données. C'est ce modèle qui est derrière l'outil web "ICE Calculator" utilisé par les agences gouvernementales, compagnies d'électricité ou de services publics et autres parties prenantes pour quantifier l'impact économique d'une panne de courant.

Le modèle prend comme intrants 30 études de sondages réalisées aux États-Unis entre 1989 et 2012 pour 10 utilités.

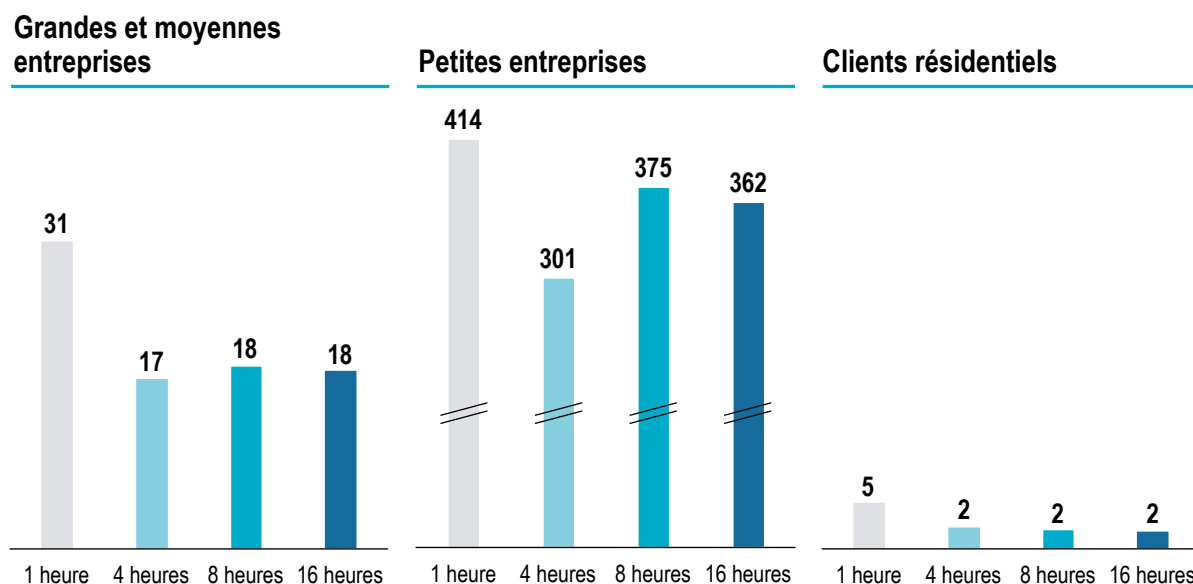
Après exclusion des données extrêmes (~5% des données), une analyse de régression permet d'isoler l'effet de certaines variables clés sur la VOLL : types d'interruption (période de l'année, durée, jour de la semaine), segments de clients, climat de la région, ... Ceci aboutit à la définition de fonctions permettant de calculer la valeur des dommages subis par les consommateurs grâce à la pondération de l'importance de chaque variable clé.

Ainsi, pour chaque segment de consommateurs et pour six durées différentes (momentané à 16 heures), nous disposons des :

- > Coût total de l'interruption
- > Coût par KW moyen (coût de l'interruption normalisé par la demande moyenne)
- > Coût par kWh non servi (coût de l'interruption normalisé par le nombre de kWh non servis)

En appliquant ce modèle, la VOLL moyenne serait de 5 CAD/kWh (résidentiel) et 31 CAD/kWh (grandes entreprises). La valeur obtenue pour leur segment "petites entreprises" nous paraissait trop élevée et nous n'en avons ainsi pas tenu compte dans l'analyse. Les résultats des VOLL selon le modèle économétrique de Berkeley National Laboratory sont illustrés en Figure 34

**Figure 34 : VOLL résultant du modèle économétrique [moyenne du kWh non servi par durée d'interruption en CAD / kWh]**







### Méthode 3 : Analyse macroéconomique

L'analyse macroéconomique mesure l'impact d'une interruption avec les pertes en PIB et les heures de loisir perdues par les particuliers.

Ce type d'analyse est largement utilisé par les régulateurs mondiaux afin de quantifier l'importance de la fiabilité des réseaux électriques de manière simple et rapide, en utilisant des macro-indicateurs disponibles publiquement. Notons 4 études récentes réalisées en Espagne [16], Chypre [17], Irlande [18], et Allemagne [19] en Figure 35 :

**Figure 35 : Exemples européens de calcul de la VOLL des pays par analyse macroéconomique**

Pays	Année	Auteur de l'analyse	Objectif de l'analyse	VOLL quantifiée
 Espagne	2012	> Pedro Linares et Luis Rey, 2 chercheurs universitaires	> <b>Sensibiliser les autorités réglementaires</b> de l'Espagne à l'importance de réinvestir dans les infrastructures électriques pour assurer la fiabilité à court-terme du réseau	> Résidentiel : 8.11 EUR / kWh > Non résidentiel : 5.13 EUR / kWh
 Chypre	2012	> Régie de l'Énergie de Chypre	> <b>Quantifier l'impact économique des interruptions</b> de courant suite à une série de pannes survenues en 2011 > Analyser les <b>coûts-bénéfices des mesures d'urgence</b> suite à une interruption de courant	> Résidentiel : 9.07 EUR / kWh > Non résidentiel : de 0.20 à 118.06 EUR / kWh, selon les secteurs
 Irlande	2010	> Institut de Recherche Économique et Social de Dublin	> <b>Challenger la VOLL</b> de 10 EUR / kWh quantifiée par le <i>Northern Ireland Authority for Utility Regulation</i>	> Résidentiel : 18.00 USD / kWh > Industriel : 3.30 USD / kWh > Commercial : 10.30 USD / kWh
 Allemagne	2010	> Université de Munich	> <b>Établir les objectifs nationaux de fiabilité en approvisionnement d'électricité</b> dans une période de transition énergétique majeure pour l'Allemagne (le plan de transition vers les énergies renouvelables)	> Résidentiel : 15.05 EUR / kWh > Industriel : 2.81 EUR / kWh > Commercial : 15.37 EUR / kWh

Pour les clients industriels et commerciaux, une interruption de courant entraîne une perte d'opportunité de produire et vendre des biens et services. La VOLL est ainsi la valeur du PIB hypothétiquement perdu lors de l'interruption de courant.

La VOLL est alors calculée par le PIB généré annuellement divisé par la consommation annuelle d'énergie industrielle et commerciale, le tout prenant en compte un facteur multiplicatif permettant de tenir compte des biais sous-estimant la valeur de la VOLL :

- > Pour les grandes entreprises, l'analyse macro-économique exclut les coûts indirects (dégradation des actifs: moteurs, produits semi finis, perte de matières premières, coûts de redémarrage: perte de productivité, coûts de personnel...) et prend en considération un redémarrage immédiat de la production après l'interruption. Or, le retour d'expérience de grandes entreprises industrielles d'Hydro-Québec et dans d'autres pays montre qu'une interruption de courant de courte durée (une heure) peut affecter plusieurs heures de production. Ainsi, nous appliquerons un facteur multiplicatif de 6 à 10 sur ce segment, correspondant à l'en-cours perdu en production et au temps de redémarrage de l'outil de production
- > Pour le segment commercial et plus petites industries, l'analyse macroéconomique exclut les pertes en matières premières (par exemple, nourriture pour les épiceries) et prend comme hypothèse qu'une entreprise commerciale génère du PIB (des ventes) en tout temps (24/7, 365 jours par année), surestimant ainsi la consommation horaire d'électricité nécessaire pour générer du PIB. En prenant en compte qu'une entreprise commerciale réalise ses revenus sur 70h/semaine, nous appliquerons un facteur multiplicatif de 2,4

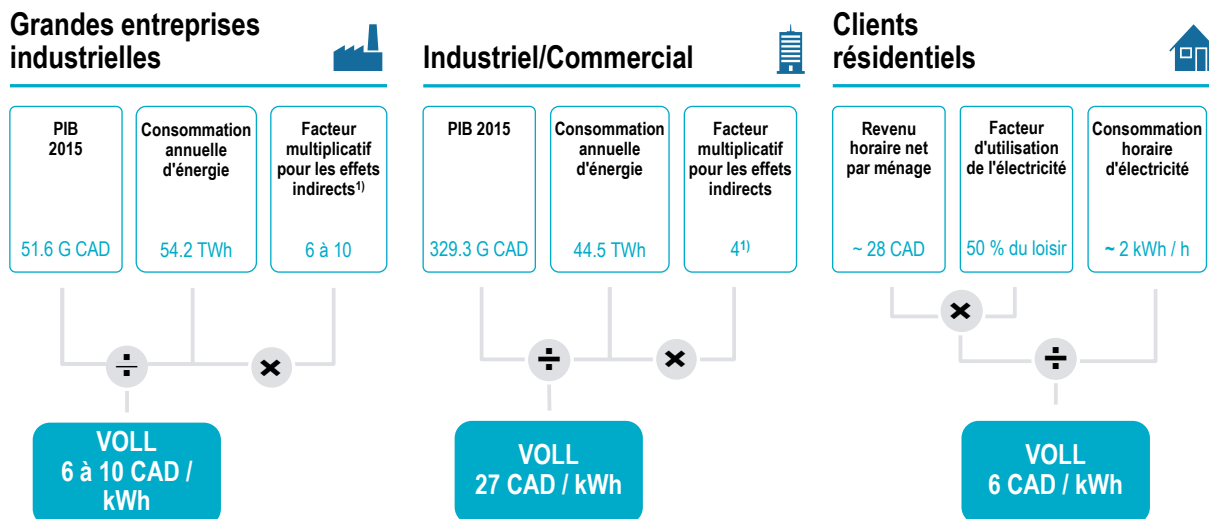
Pour les clients résidentiels, l'indicateur retenu habituellement est la valeur intrinsèque qu'un client résidentiel accorde à un temps de loisir perdu en raison d'une interruption de courant. Nous avons

Analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle demandée par Hydro-Québec TransÉnergie

considéré que 50% des heures de loisir nécessitent de l'électricité (1 h d'interruption d'électricité représente 0,5 h de loisir perdue) et nous avons quantifié la valeur d'1h de loisir comme étant égale à 1h marginale de travail (payée au revenu horaire net).

Les résultats ainsi obtenus sont légèrement en dessous des estimations avec les deux premières méthodes, ce qui était attendu du fait de l'exclusion de certains effets indirects. La Figure 36 détaille les calculs :

Figure 36 : Calculs de la VOLL par analyse macroéconomique





## Méthode 4 : Études de cas réels




L'étude de cas réel a pour but, comme pour la méthode d'analyse macroéconomique, de confirmer en « *top-down* » les estimations faites par les méthodes « *bottom-up* » 1 et 2.

Ici, il convient de s'appuyer sur des articles et analyses publics de cas documentés de coupures de courant, avec pertes associées. Certains exemples se trouvent notamment relatés dans des articles de presse où des gérants font part de leurs pertes suite à une interruption de courant.

Trois cas d'entreprises commerciales de moyenne et petite taille ont été documentés, et confirment la valeur moyenne de 57 CAD/kWh retenue avec la méthode 1, tel qu'illustré dans la Figure 37



L'impact sur les grandes entreprises et les particuliers est plus difficile à isoler par cette méthode, respectivement pour des raisons de données souvent non publiées et de la difficulté qu'aurait un client résidentiel à quantifier l'impact de l'interruption de courant.

**Figure 37 : Études de cas d'interruptions de courant récentes au Québec**

Entreprise	Interruption de courant		Pertes financières	Consommation horaire moyenne VOLL	
	Ville (Année)	Durée [h]		[kWh/h]	[CAD/ kWh]
 IGA de Limoilou	Québec (2017)	21	> Nourriture jetée: 85 000 CAD > Fermeture du commerce pendant un jour: <b>nd.</b> (une partie du chiffre d'affaires non réalisé est reporté la journée suivante)	69	59
 Marché Bonichoix	L'Anse-Saint-Jean (2016)	30	> Nourriture jetée: 40 000 CAD	26	50
 Cabinet de dentiste	Chelsea (2012-2013)	12	> Perte journalière de revenus lors d'une fermeture due à une interruption: 3 000 à 5 000 CAD	8	26

Enfin, deux cas de pannes majeures illustrées en Figure 38 nous ont aussi permis de baliser des valeurs moyennes de VOLL inter-segment. Les résultats obtenus sous-estiment la VOLL puisque certains coûts indirects (ex : restriction d'achats de biens pour les particuliers) et d'atténuation (ex : achat de générateur) ne sont pas considérés

**Figure 38 : Études de cas de pannes majeures**

	 <b>Nord Est américain</b> (14 août 2003)	 <b>Italie</b> (28 septembre 2003)
<b>Description</b>	Interruption du service de distribution d'électricité dans 8 États américains et en Ontario suite à une disruption de la grille	Interruption du service de distribution d'électricité en Italie et en Suisse liée à des dommages sur le réseau causés par des vents violents
<b>Nombre de clients touchés<sup>2)</sup></b>	~ 25 M (~ 50 M d'habitants)	~ 28 M (~ 55 M d'habitants)
<b>Durée de l'interruption</b>	72 heures	16 heures
<b>Capacité non distribuée</b>	918 000 MWh	196 000 MWh
<b>Impact économique</b>	<b>~ 6 à 11 G CAD :</b> > ~ 5.5 à 9 G CAD de revenus perdus pour l'industrie > ~ 0.5 à 2 G CAD de coûts liés aux pertes de commodités > ~ 35 à 175 M CAD de dépenses gouvernementales de gestion de crise	<b>~ 1.5 G CAD :</b> > ~ 100 M CAD de revenus perdus pour l'agriculture > ~ 800 M CAD de revenus perdus pour les producteurs de biens > ~ 600 M CAD de revenus perdus dans les services
<b>VOLL moyenne par client touché</b>	<b>7 à 12 CAD / kWh</b>	<b>8 CAD / kWh</b>

## **8. Annexe 2: CV d'experts**

---

## Éric Confais Associé

---

M. Éric Confais est associé du bureau parisien de Roland Berger. Il est également le membre du Centre de Compétences mondial "Energy & Utilities" de Roland Berger. M. Éric Confais possède à la fois une expertise dans le secteur de l'énergie avec plus de 20 années professionnelles cumulées dans le secteur dont 16 années au sein de Roland Berger, et une expertise en analyse économique ayant un diplôme d'ingénieur économiste de l'École Centrale Paris. M. Confais est également administrateur indépendant de la société Babcock Wanson, fabricant et spécialiste de la maintenance des chaudières industrielles gaz.

M. Confais a débuté sa carrière à l'Observatoire Français des Études Économiques pendant 3 ans où il était en charge de modélisations économiques, prévisions macro-économiques et simulations de mesures de politiques économiques. Il a ensuite rejoint le cabinet indépendant ICEA où il a mené de nombreux projets de restructuration et de réformes institutionnelles des services publics et marchands (eau, électricité, déchets) dans des pays à revenus intermédiaires et en voie de développement. Il a rejoint Roland Berger en 2001 où il a mené des mandats de consultation en France, en Europe, en Asie et au Québec.

Au cours de sa carrière en consultation, M. Confais a réalisé de nombreux projets comprenant l'analyse économique de choix d'investissements, l'aide à la conception ou à la mise en œuvre de plans d'affaire. Il a mené plusieurs missions qui tournaient notamment autour de la régulation de monopoles publics et de formules de révision de prix, en particulier dans les secteurs de l'électricité et de la distribution d'eau.

M. Confais est également intervenu dans de nombreuses missions liées aux conséquences de l'ouverture des marchés de l'électricité ou plus généralement de du gaz, de l'eau ou des déchets à la concurrence ("unbundling"), par exemple dans le cadre de la création des marchés de gros de l'électricité ou encore la renégociation de contrats de "délégation de service publics" de l'eau.

M. Confais est enfin intervenu à de nombreuses reprises dans le cadre de missions d'expertise économique en appui aux acteurs du secteur de l'énergie, par exemple pour modéliser l'évolution à long terme de la demande en énergie ou encore pour établir une politique de prix aux clients finaux reflétant l'ensemble des coûts amont. De la même façon, il a dirigé plusieurs missions de consultation auprès d'investisseurs dans des infrastructures du secteur de l'énergie (réseaux de transport et de distribution d'électricité, stockage de gaz naturel, énergies renouvelables) afin d'éclairer leurs choix d'investissement.

En tant que membre du Centre de Compétences mondial "Energy & Utilities" depuis plus de 15 ans, M. Confais peut aussi s'appuyer directement et compter sur le soutien des experts locaux du réseau mondial Roland Berger de 50 bureaux dans 36 pays.

---

## Champs d'expertise

- > Modélisation économique (modélisation, économétrie, analyse statistique)
- > Analyse de rentabilité
- > Support aux investisseurs
- > Stratégie corporative
- > Amélioration de performance

Dans les domaines d'affaires suivants :

- > Énergie et environnement
    - Électricité
    - Gaz naturel
    - Énergies renouvelables
    - Services énergétiques
    - Eau
    - Déchets
- 

## Sélection de projets pertinents

### **Modélisation de l'impact macro-économique de la réduction du temps de travail en France**

Dans un contexte où l'État Français envisage une réduction généralisée du temps légal de travail, l'OFCE, en tant qu'institut indépendant dont le rôle est d'éclairer les grands débats publics, a conduit une étude visant à modéliser et estimer l'impact de cette nouvelle législation sur l'économie française et les grands équilibres macro-économiques du pays. Ce travail s'appuyait sur un modèle économétrique détaillé de l'économie française, lui-même construit à partir des comptes nationaux et d'un ensemble d'indicateurs conjoncturels. M. Confais faisait partie de l'équipe en charge des analyses et de la rédaction du rapport d'études, qui a ensuite été versé au débat public et donné lieu à de nombreuses reprises et commentaires.

### **Modélisation économique de la transformation de la taxe professionnelle en contribution sur la valeur ajoutée**

Dans le contexte d'une réflexion gouvernementale sur l'évolution de la fiscalité, M. Confais a participé à une étude visant à évaluer l'impact macro-économique d'une telle mesure. La mesure envisagée consistait à transférer les charges pesant principalement sur le capital productif immobilisé en France (taxe professionnelle) sur une assiette plus large (valeur ajoutée des entreprises). L'objet de l'étude consistait à confirmer, en les quantifiant, les effets induits positifs sur l'économie du pays, avec une attention particulière sur les investissements productifs et les emplois. Cette étude a servi à éclairer les débats entre les deux ministères distincts, en charge respectivement de l'une et l'autre de ces fiscalités.

### **Prévision de la demande future en énergie et en électricité en France**

Ce projet, conduit pour un grand énergéticien européen, a consisté à évaluer l'évolution de la demande en énergie par secteur économique à l'horizon 2030 et à une maille relativement fine (une vingtaine de sous-secteurs économiques). Il s'agissait d'une part de construire un scénario de référence sur l'évolution de l'activité économique d'ensemble et par industrie, compte-tenu de la conjoncture mondiale et des grands mouvements par secteur d'activité et au premier chef les mouvements de délocalisation (ex. transfert progressif des activités du secteur "fabrication et transformation de la pâte à papier" vers d'autres géographies). D'autre part, ce projet a permis l'analyse fine des impacts à long terme des mesures en faveur de l'efficacité énergétique pour les entreprises et les particuliers, sur l'intensité énergétique mais aussi sur les investissements privés, sur la demande adressée aux industries proposant les équipements et services associés et sur les finances publiques (mesures d'incitation directe et indirecte). Enfin, le projet a construit un scénario de référence et ses variantes sur l'évolution de la demande totale en énergie et sa déclinaison par secteur industriel. Ces résultats ont permis d'éclairer les choix d'investissement et de développement d'offre de notre client énergéticien.

### **Intercomparaison France-Allemagne des politiques d'exemption tarifaire pour les tarifs de transport d'électricité**

Ce projet a consisté à étudier et comparer les mesures en vigueur en France et en Allemagne, en soutien à l'activité des grands clients industriels "électro-intensifs", portant directement ou indirectement sur le prix de l'électricité et spécifiquement sur les tarifs d'accès aux réseaux de transport de l'électricité. Pour ce faire, M. Confais et l'équipe à sa charge ont étudié d'une part les mesures aux niveaux national, sectoriel et local dans les deux pays et d'autre part réalisé un ensemble d'études de cas et d'entretiens avec des industriels et associations professionnelles, pour comprendre comment ces mesures sont en pratique mises en place. Ce projet a permis d'analyser les différences de prix unitaires par industrie entre les deux pays et en particulier d'évaluer l'efficacité des politiques économiques en soutien à l'industrie et visant à éviter la désindustrialisation.

### **Étude des coûts de maintenance dans l'éolien « offshore »**

Ce projet consistait à comparer les politiques industrielles et les coûts de maintenance courante et corrective sur les liaisons électriques sous-marines des champs éoliens « offshore » en Europe du Nord. Il s'agissait de modéliser les coûts associés, que ceux-ci soient directs (ex. réparation d'une avarie) ou indirects (ex. réservation de capacité d'intervention de barges) et d'analyser comment ces coûts sont anticipés et/ou couverts par les différentes parties prenantes de ce type d'infrastructure (propriétaire ou exploitant du parc, réseau de transport, etc.). Ce mandat dirigé par M. Confais a donné lieu à des recommandations sur la mise en place d'une politique de maintenance et de couverture des coûts pour l'une des parties prenantes.

### **Revue indépendante des Unités d'Affaires dans le cadre du refinancement d'un opérateur d'eau**

Commanditée par les actionnaires, les prêteurs et le management du 3<sup>e</sup> opérateur d'eau en France, cette revue des Unités d'Affaires a consisté à apporter un regard indépendant sur les perspectives économiques et financières de cet acteur et spécifiquement sur la pérennité de son activité et sa capacité future à faire face à ses charges financières. Le rapport, notamment présenté devant l'ensemble des prêteurs et actionnaires de la société, mettait un accent particulier sur les conditions économiques de renouvellement de contrats de service public au moment des renouvellements et sur les formules d'indexation de prix. En particulier, la modélisation de la déformation actuelle et future de la rentabilité des contrats pendant leur durée de vie ("courbe en J") a été effectuée sur environ 2500 contrats. L'impact financier et économique des différents scénarios des conditions de renouvellement des contrats et efforts de productivité de la société ont été modélisés, constituant les données d'entrée déterminantes pour la construction d'un plan d'affaires consolidé et former un nouveau pacte d'actionnaires et schéma de financement.

**Revue diligente de TGIF**

Ce mandat dirigé par M. Confais visait à valider la stratégie d'acquisition de la société TGIF (transport, distribution et stockage de gaz naturel desservant 20% du marché français dans le Sud-Ouest) avec un accent particulier sur les programmes d'investissement et leur financement par les tarifs régulés, l'évolution de la demande à l'aune des impacts des politiques d'efficacité énergétiques en France et la position concurrentielle de ces actifs sur le marché de la flexibilité dans le zone Sud-Ouest Europe.

**Définition d'une politique de prix de détail pour un énergéticien**

M. Confais était en charge de la définition de la politique de prix de détail d'un énergéticien Français (~500 000 clients) en tenant compte des conditions de « *sourcing* » et des profils de consommation au moment de l'ouverture à la concurrence du marché. Le mandat a vu la création d'un outil et d'un modèle de simulation pour simuler un EBITDA unitaire et total en fonction de différentes hypothèses et paramètres sur la politique de prix et de marge (ex. gestes commerciaux, taux de couverture des risques volume et prix sur les marchés de gros).

**Construction de scénarios industriels et économiques en vue de la renégociation d'un contrat avec les puissances publiques**

M. Confais a dirigé un projet pour un éco organisme en charge de financer les surcoûts de recyclage de déchets ménagers ("collecte sélective") lors de la renégociation de son entente avec la puissance publique. Ce mandat comprenait entre autres la construction et la simulation de l'impact stratégique et économique de différents scénarios de reconfiguration industrielle du la collecte, du tri et du traitement des déchets ménagers.

**Revue des investissements et de leur rentabilité économique pour un fond d'investissement**

M. Confais a dirigé une étude portant sur la revue stratégique et économiques du portefeuille d'investissement dans des actifs renouvelables décentralisés (éolien terrestre, photovoltaïque, biomasse, géothermie) d'un investisseur financier avec une attention particulière sur les indicateurs de performance économique par projet. Les écarts entre le réel observé et le prévu ont été analysés en détail afin de traduire économiquement l'écart de performance et fournir des recommandations sur le pilotage des investissements futurs.

**Cas économique d'une implantation d'usine d'équipements éoliens**

M. Confais a réalisé un mandat visant à aider à la décision un industriel des équipements éoliens (terrestre et maritime) en vue de choisir la meilleure implantation d'une nouvelle usine de fabrication. L'étude comprenait ainsi la revue détaillée des investissements prévus, des risques inhérents associés (risque social, risque sur les revenus, risques financiers), les aides à l'investissement et à l'exploitation et leur impact sur le modèle économique futur, l'environnement et la logistique nécessaire.

**Cas économique en vue de la vente d'activités**

M. Confais a réalisé pour le compte de son actionnaire précédent les documents stratégiques et économique de la « *Vendor Due-Diligence* » du 4<sup>e</sup> opérateur de déchets en France, Coved. Cette étude destinée aux investisseurs financiers et industriels potentiels comportait entre autres la revue du portefeuille de contrats ainsi que leur résilience, l'analyse de la robustesse de la position de cette société sur ses marchés compte-tenu de leurs évolutions (développement de la collecte sélective des déchets, évolution à la hausse comme à la baisse des dispositifs de soutien, transformation du gisement de déchets compte-tenu des nouvelles pratiques des metteurs en marché, etc.), le challenge ("*business oversight*") sur une dizaine d'initiatives de croissance, le niveaux des « *Capex* » engagés et futurs. Ces différentes études combinées à la modélisation du marché total au niveau France. Les déclinaisons sur les zones de présence de l'acteur ont donné lieu à différents scénarios de la rentabilité de tels investissements.

### **Amélioration de la performance terrain d'un DSO**

Le mandat portait sur l'exploitation de réseau de distribution d'eau potable et d'assainissement, pour lequel des recommandations sur l'amélioration de la performance opérationnelle ont été défendues par l'analyse de la base de données des interventions terrain (~1.5 millions d'enregistrements sur 18 mois). L'identification des leviers de performance associés s'est effectuée à l'aide de méthodes et d'outils d'analyse statistique de type "*data analytics*".

### **Revue économique de solutions technologiques**

Pour le compte d'un client dans les opérations d'eau disposant de plus de 4 millions de branchements en France, M. Confais a réalisé une revue exhaustive des solutions technologiques disponibles sur le marché (coûts, fiabilité, performance, etc.), analysé le potentiel de déploiement sur la base de compteurs traditionnels ainsi que modélisé les coûts de déploiement associés. À l'aide de ces analyses, M. Confais a construit et présenté le cas économique lié au déploiement de cette solution sur le compte de résultat de l'opérateur, en particulier sur la fonction relève, et quantifié l'opportunité de vendre des services additionnels.

Enfin, M. Confais a dirigé et réalisé de nombreuses revues diligentes pour le compte de différents investisseurs privés ou publics. Toutes ces études de revues diligentes comprenaient un volet de modélisation économique de la stratégie ainsi qu'une "*equity story*".

---

### **Publications et recherche récentes**

- > "Shaping the future of nuclear power – What is next for emerging and legacy nuclear players?", 2017
  - > "Business models in Energy storage", 2017
  - > "Logement social : L'heure de la performance", 2016
  - > "Solar PV could be similar to the shale gas disruption for the utilities industry", 2015
  - > Revue Générale du Nucléaire, "Transformation numérique du nucléaire, quelles avancées en France et à l'étranger ?", juin 2017
- 

### **Discours publics**

- > Société Française d'Énergie Nucléaire, mars 2017, animation de deux tables rondes sur la transformation numérique ("Expérience des industries aéronautiques, navale et pétrolière" et "Nucléaire : la transformation numérique est engagée en France et à l'étranger")
- 

### **Historique professionnel**

**Roland Berger** (2001 - Actuel)

Associé

- > 20 ans d'expérience conseil dans le secteur de l'énergie



- > Membre du Centre de Compétence mondial "Energy & Utilities"
- > Expérience de projet en Amérique du Nord (Gaz Métro notamment)

**3 ans à l'Observatoire Français des Études Économiques** : Études macro-économiques, simulation de mesures politiques économiques, modélisations économiques

**4 ans à l'ICEA** : Restructuration et de réformes institutionnelles des services publics et marchants (eau, électricité, déchets) dans des pays à revenus intermédiaires et en voie de développement

---

## Formation

**École Centrale Paris M.Sc. Eng "ingénieur économiste", 1993**

---

## **Yannig Gourmelon**

### **Associé**

---

M. Yannig Gourmelon est associé du bureau parisien de Roland Berger. Il est également membre du Centre de Compétences mondial "Energy & Utilities" de Roland Berger. M. Gourmelon possède à la fois une expertise dans le secteur de l'énergie avec plus de 10 années professionnelles cumulées dans le secteur.

Il a rejoint Roland Berger en 2005 où il a mené des mandats de consultation en France, en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Il a passé une partie de sa carrière en Asie (2010-2014) où il a développé l'activité du bureau de Shanghai, Hong Kong et Pékin en servant notamment de grands clients dans le domaine de l'eau, les déchets et l'énergie.

Au cours de sa carrière en consultation, M. Gourmelon a réalisé de nombreux projets tels que des analyses économiques de choix d'investissements ainsi que des aides à la conception ou à la mise en œuvre de plans d'affaire. Il a mené plusieurs missions centrées autour de l'amélioration de la performance et de grands projets de transformation.

Outre son appartenance au Centre de Compétences mondial "Energy & Utilities", M. Gourmelon est aussi engagé dans le développement du Centre de Compétences "Service Public" de Roland Berger. À ce titre il interagit régulièrement au plus haut niveau de l'État (Ministres et cabinets ministériels, Parlementaires, Autorités administratives indépendantes, Autorités de régulations etc...)

M. Gourmelon a déjà défendu différents dossiers devant des gouvernements (Matignon/Élysée/APE en France sur les économies et la situation des utilités européennes, ministères au Maroc sur la fusion ONE+ONEP...)

---

### **Champs d'expertise**

- > Analyse de rentabilité
- > Support aux investisseurs
- > Amélioration de la performance
- > Grands projets de transformation

Dans les domaines de :

- > Énergie et environnement
  - Électricité
  - Gaz Naturel
  - Énergies Renouvelables
  - Services Énergétiques
  - Eau
  - Déchets

## Expérience de projets

### Expérience en analyse économique

---

#### Revue stratégique de deux participations en énergie pour l'Agence des Participations de l'État (APE)

- > Le plus récemment, M. Gourmelon pilotait la comparaison des performances économiques des énergéticiens européens : préparation du dossier stratégique pour l'Agence des Participations de l'État sur ses deux principales participations "utilities" dans le contexte européen, incluant l'analyse de leur modèle économique et les évolutions à attendre compte tenu des changements de la régulation. L'enjeu du projet est de permettre à cette institution publique d'avoir une vision impartiale de la performance de ses participations comparée à leurs concurrents, de comprendre les forces et les faiblesses de leurs modèles économiques actuels, d'établir des scénarios à moyen et long terme permettant la plus grande création de valeur pour l'État actionnaire.

#### Analyse du portefeuille de participations et challenge des modèles d'affaire associés

- > M. Gourmelon était chargé du challenge des modèles d'affaire d'une holding d'un grand énergéticien français à rayonnement international. Celui-ci a regroupé certaines de ses expertises au sein d'entités séparées (au nombre de 7) avec des P&L propres. Le projet a notamment compris une analyse détaillée des modèles d'affaire, le challenge des hypothèses et a abouti sur des recommandations d'évolution avec le plan économique associé. L'enjeu sous-jacent du projet était de permettre le développement de l'activité de ces entreprises en permettant l'ouverture de l'activité à des tiers.

#### Plan de rationalisation des CAPEX & Benchmark de Joint-Ventures (JV)

- > M. Gourmelon était responsable du plan de rationalisation de CAPEX pour un énergéticien en Chine, s'appuyant notamment à des études de retour sur l'investissement (*ROI*) et une priorisation des investissements pour un grand acteur mondial de l'eau. Le projet a été mandaté dans le cadre du plan mondial du groupe ayant pour but la rationalisation de ses coûts et le dégagement de nouvelles marges de financements. Le but du projet était de confirmer à la Direction Générale du groupe la pertinence des investissements en CAPEX des années précédentes (théorie développée des "*Slow Assets*") et comprenait par conséquent des analyses économiques détaillées des investissements passés.
- > Le deuxième volet du projet était un benchmark des JV des concessions d'eau en Chine permettant de déduire les meilleurs pratiques et la mise en place d'un plan de remise à niveau. Le benchmark portait entre autres sur la comparaison des performances financières et économiques des différents acteurs.

#### Plan de transformation de l'unité d'affaire Eau d'un grand fontainier français

- > M. Gourmelon a dirigé un mandat visant à la définition du plan moyen terme de la perspective économique du groupe sur un périmètre "as is" et sur un périmètre renouvelé incluant un plan de transformation de l'activité traditionnelle et le lancement de nouvelles activités (diversification notamment dans des activités de services, et expansion à l'international). Le projet a abouti à la projection des grands agrégats financiers à horizon 2025 via des modèles financiers et économiques construits dans le cadre du projet.

### **Intégration Suez / GE Water US**

- > M. Gourmelon a participé à la mise en place du plan d'intégration du périmètre Achats de la nouvelle entité à la suite du rachat de GE Water aux États-Unis par Suez. Le projet avait pour objectif d'actionner dès 2017 les "quick wins" attendus, d'identifier les synergies court / moyen terme, et enfin de lancer des programmes "Best Cost Countries" & "Design to cost" permettant d'arbitrer l'engagement de certains CAPEX en partant d'analyse de coût total de possession et de spécifications produits.

### **Intégration de Degremont / Suez**

- > M. Gourmelon était en charge de l'intégration post-fusion du groupe Degremont au sein de l'entité Eau France de Suez. Ceci incluait la refonte de l'organisation et le calcul des synergies en particulier sur l'activité "travaux" du groupe. Une partie du projet a été dédiée au calcul d'opportunité de "faire" ou de "faire faire" (stratégie "make or buy") au sein des différentes unités d'affaires du groupe. Chacune des recommandations était appuyée par un cas économiques estimant la rentabilité du choix.

### **Calcul du coût clientèle du groupe Suez**

- > M. Gourmelon a dirigé et présenté l'analyse comparée des coûts clientèles du groupe Suez avec ses principaux concurrents (type Véolia, SAUR etc....) en repartant des éléments primaires de la base de coût et en intégrant les principales évolutions attendues en termes de marchés, tarification, réglementations et tendances macroéconomiques. L'enjeu du projet était d'adapter le modèle de traitement de la clientèle en fonction de l'ensemble de ces variables et des mouvements attendus des concurrents.

### **PMI GDF Suez**

- > M. Gourmelon a participé à la conduite du programme d'intégration de GDF et de Suez qui donnera naissance au groupe ENGIE. Le programme a inclus un volet organisationnel, un volet de recherche des synergies, ainsi qu'une recherche des perspectives de diversifications du groupe. Un des livrables finaux était la rédaction de la note de référence d'organisation et d'activité du nouveau groupe ; celle-ci a été portée devant le comité exécutif, le régulateur et les diverses autorités politiques parties prenantes.

### **Amélioration de la performance**

---

- > M. Gourmelon a notamment conduit différentes missions pour un acteur français à rayonnement international dans le domaine de l'eau en Amérique du Nord incluant un plan d'amélioration de la performance de son activité régulée / non régulée. L'enjeu du projet était de permettre au groupe de retrouver des marges de manœuvre financières pour investir et diversifier ses activités.
- 

### **Publications et recherche**

- > "The awakening of the sleeping assets: a new way to re-think the use of tangible and intangible assets of companies, aiming at generating additional revenues with restricted investments", 2017
- > "Social housing in France: lessons learned and perspective 2017-2020", 2016. Cette étude comprenait notamment un "business case" sur ce segment de l'industrie.
- > "Proposition pour une méthodologie de la Réforme de l'Etat", 2017: point de vue élaboré en partenariat avec l'Institut Montaigne ayant pour objectif de mettre en évidence quelques principes méthodologiques permettant de mener à bien les Réformes attendues sur le nouveau quinquennat

d'Emmanuel Macron. Cinq verticales ont été sélectionnées (travail, sécurité, santé, entreprises, éducation). Chaque article a vocation à être présenté au Ministre compétent.

---

## Historique professionnel

**Roland Berger** (2005 - Actuel)

Associé

> 10 ans d'expérience conseil en Utilities et Service Public (Asie, Europe, Amérique du Nord)

**SFR** (2002 - 2005)

Analyste de stratégie et business

**AOL** (2000 – 2001)

Développement business

---

## Formation

**HEC Paris** – majeure "Économie des marchés" (équivalent M.Sc.), 1998

**M.Sc. Economics and Economics History, London School of Economics** - mémoire de fin d'étude titré "La comparaison de la compétitivité de l'industrie allemande et française", 1996

**Institut d'Études Politiques de Paris** – majeure en "Économie", 1995

## 9. Bibliographie

## Bibliographie

- [1] Council of European Energy Regulators, "4th benchmarking report on Quality of electricity Supply," Bruxelles, 2008.
- [2] C. Patrão, "Power Quality Costs estimation in Portuguese industry," 2011.
- [3] Metropolitan Electrical Authority, "Stochastic prediction of voltage sags in an industrial estate," Bangkok, 2005.
- [4] National Technical University of Athens , "Interruption cost analysis for the electrical power customers in Greece," Athènes, 2001.
- [5] CRA International, "Assessment of the Value of Customer Reliability (VCR)," Melbourne, 2008.
- [6] Politecnico di Milano, "The use of customer outage cost surveys in policy decision-making," Milan, 2005.
- [7] New Zealand Electricity Authority, "Investigation into de Value of Lost Load in New Zealand," Wellington , 2013.
- [8] A. J. Praktijnjo, "Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from Germany," 2014.
- [9] London Economics, "The Value of Loss of Load (VoLL) for Electricity in Great Britain," Londres, 2013.
- [10] KU Leuven, Department of Economics, "How detailed value of lost load data impact power system reliability decisions: a trade-off between efficiency and equity," 2012.
- [11] M. Schmidthaler, "The value of supply security: the costs of power outages to Austrian Households, Firms and the Public Sector.," 2012.
- [12] Helsinki University of Technology, "Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta," Helsinki, 2005.
- [13] C.-S. Kim, "Ex-ante Evaluation of Economic Costs from Power Grid Blackout in South Korea," Séoul, 2010.
- [14] F. Carlsson, "The Effect of Power Outages and Cheap Talk on Willingness to Pay to Reduce Outages," Stockholm, 2009.
- [15] University of Saskatchewan, "A Canadian customer survey to assess power system reliability worth," 1994.
- [16] P. Linares, "The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?," 2012.
- [17] Cyprus University of Technology, "The cost of power outage: a case study from Cyprus," 2012.
- [18] Economic and Social Research Institute, "An estimate of the value of lost load for Ireland," Dublin, 2010.
- [19] Berlin Institute of Technology, "Assessing energy supply security: Outage costs in private households," Berlin, 2011.
- [20] P. d. Milano, "The use of customer outage cost surveys in policy decision-making," Milan, 2005.