

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

Rapport d'expertise – Version en date  
du 22 septembre 2017

HQT-14, doc. 1.2



## Table des matières

## Page

1. Cadre d'étude	3
2. Synthèse de l'analyse de rentabilité	7
2.1 Impact sur les clients des interruptions de courant (VOLL)	9
2.2 Impact sur les clients des variations de tension et fréquence	17
2.3. Impact sur la disponibilité du transit point à point	22
2.4. Impact sur l'improductivité	27
3. Questions adressées dans le document R-4012-2017-A-0006	32
4. Conclusions	34

# 1. Cadre d'étude



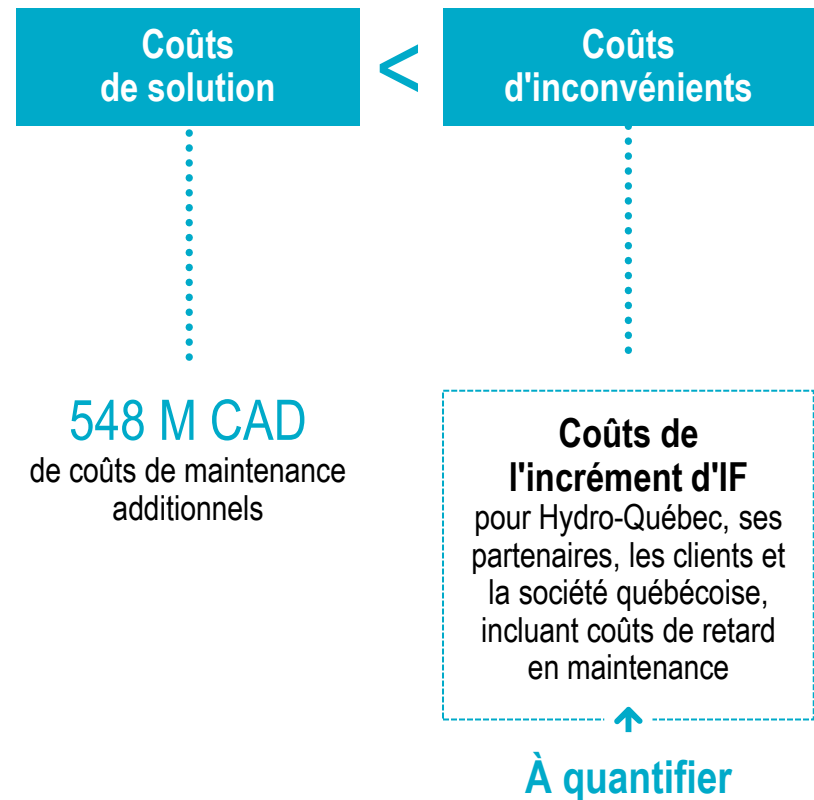
# L'étude de rentabilité cherche à comparer les coûts d'une maintenance adaptée (+548 M CAD sur 10 ans) aux coûts incrémentaux dus à une hausse des IF et défaillances

Développer une méthodologie opposable pour le calcul d'impact des IF en coût complet (coût direct et coût indirect), afin de **démontrer la rentabilité économique globale** du scénario de "Maintenance Adaptée" (...) en vue des discussions à engager avec la Régie sur le **prochain dossier tarifaire**

**”** **Demande formulée**

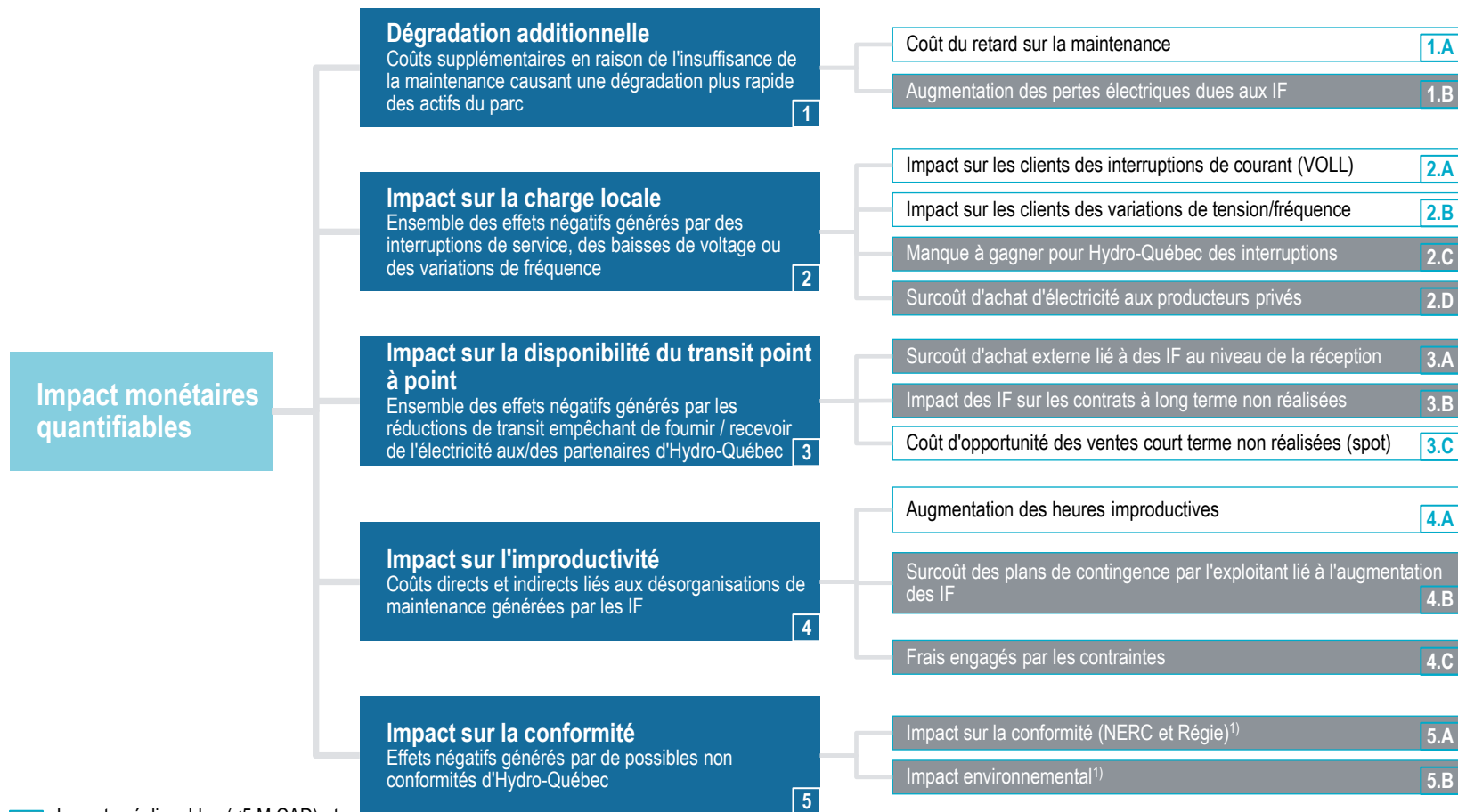
*Elle requiert du transporteur qu'il dépose [...] une analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle sur 10 ans, basée sur une quantification des coûts évités par la réduction des IF, en identifiant les hypothèses méthodologiques et les résultats de l'analyse*


*D-2017 021, par. 68* **”**



# Le cadre d'analyse développé vise à quantifier de manière exhaustive les impacts des différents scénarios de maintenance

## Cadre d'analyse développé



 Impacts négligeables (<5 M CAD) et non pris en compte dans l'analyse

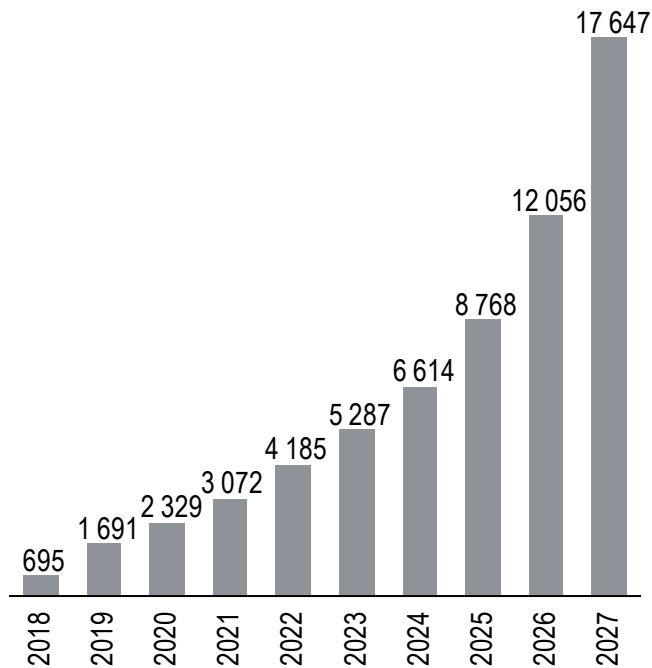
1) Impacts détaillés dans les impacts non monétaires

# Le calcul de rentabilité ne prend en compte que l'écart entre les scénarios de maintenance et les hypothèses sont issues d'HQT 3 doc 1.1

Hypothèses des écarts d'IF, défaillances et CHI entre les scénarios de maintenance

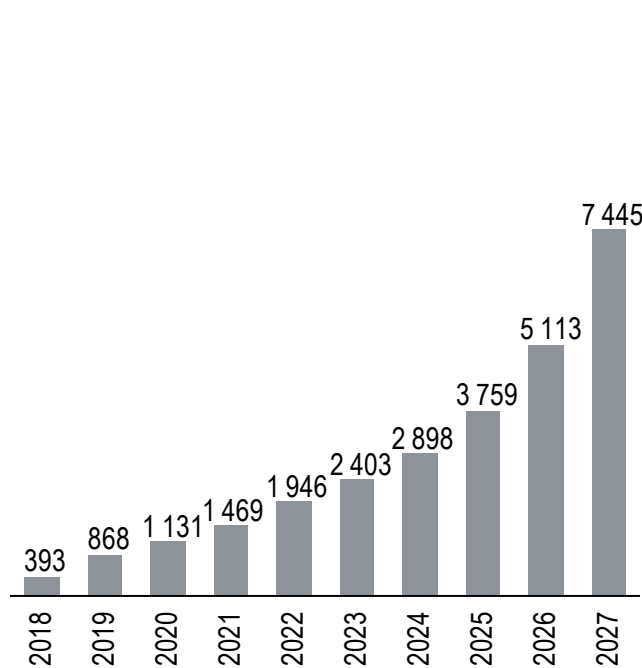
## Écart en IF

$\Sigma_{2018-2027} = 62\ 344$



## Écart en défaillances

$\Sigma_{2018-2027} = 27\ 426$



## Écart en CHI

2 123 811



■ Écart annuel entre un scénario prévoyant une hausse de 548 M CAD sur 10 ans et celui d'un maintien budgétaire

Note: CHI = Client-Heure-Interrompu

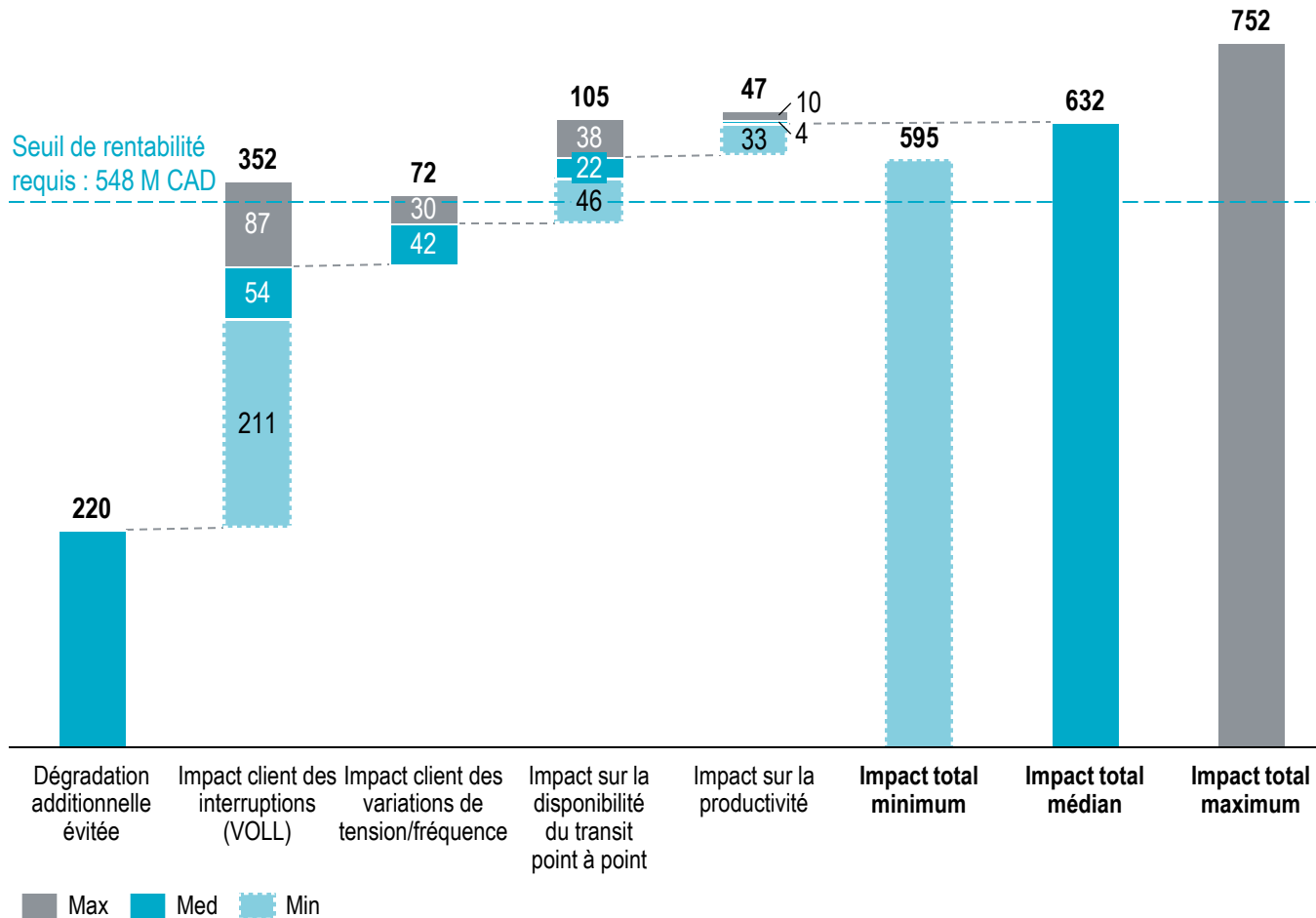
Source : HQT3 doc 1.1

## 2. Synthèse de l'analyse de rentabilité



# Le "coût d'inconvénient" s'élève à 632 M CAD, soit 84 M CAD au-dessus du seuil de rentabilité de 548 M CAD

Valeur des impacts [M CAD - 2018-2027]



- > Pour chacun des impacts, une **approche conservative** a été utilisée
- > L'écart en IF, défaillances et CHI est **sous-estimé** car ces hypothèses ne prennent en compte que l'effet des sectionneurs et transformateurs

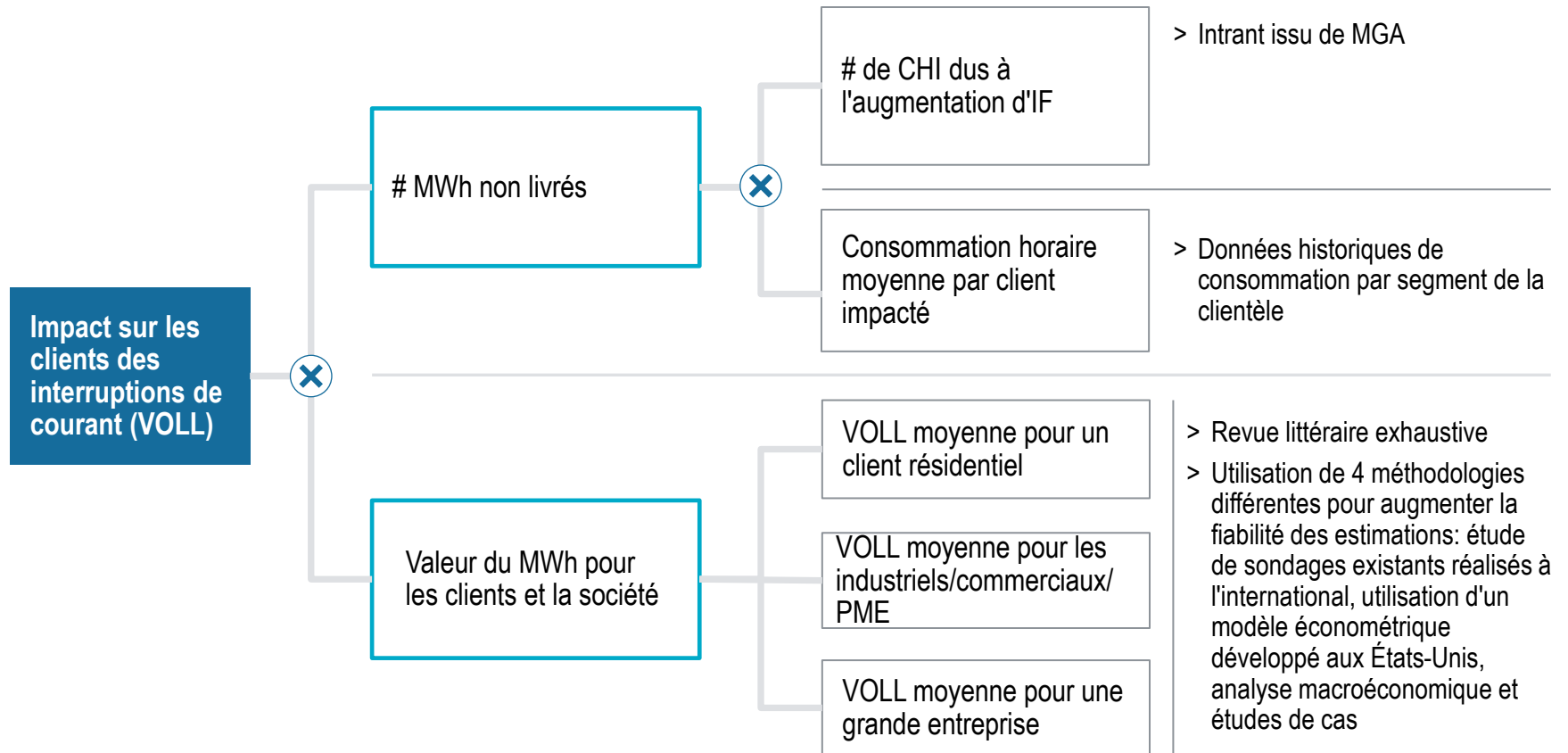


## 2.1 Impact sur les clients des interruptions de courant (VOLL)



# La VOLL est basée sur une revue littéraire pour estimer la valeur du MWh pour un client et sur une hausse des CHI en lien avec les IF

## Cadrage méthodologique – Impact sur les clients des interruptions de courant (VOLL)



# La VOLL a été estimée grâce à une revue littéraire

## Avantages et inconvénients du sondage client et de la revue littéraire



### Avantages

#### Méthode directe - Réalisation d'un sondage client au Québec

- > Adapté au **contexte québécois**
- > **Intégration de plusieurs scénarios d'interruption** : durée, période de l'année, jour de la semaine, prévisibilité de la panne, ...
- > Basé sur les réalités **actuelles et circonstancielles**



### Inconvénients

- > Processus **long et coûteux** (environ 6 mois)
- > **Forte variation des résultats selon le type de sondage**
  - questionnaire vs. entretien en personne
  - *willingness to pay* vs. *willingness to avoid*
- > **Peu d'expérience** des clients résidentiels – difficulté de quantifier la valeur d'une interruption de courant

#### Méthode indirecte - Revue littéraire

- > Méthode **plus rapide et moins coûteuse**
- > **Large éventail d'études publiques** réalisées par les utilités et régulateurs, permettant un large échantillonnage de résultats et la sélection des études les plus pertinentes pour le Québec
- > **Plusieurs méthodologies** disponibles permettant de **comparer et valider la pertinence les résultats**

- > **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)
- > **Hétérogénéité des méthodologies d'enquête** ne permettant pas d'agréger systématiquement tous les résultats



### Méthode privilégiée

# 4 méthodologies différentes ont été utilisées pour trianguler les résultats

## Méthodologies utilisées pour estimer la VOLL

### 1 Balisage des sondages clients

- > **Revue détaillée de 12 sondages clients** menés depuis 1994
- > **Sélection de 9 sondages pertinents** selon la robustesse de la méthodologie et la similarité du contexte du pays sondé avec le Québec
- > **Calcul de la moyenne des VOLL par segment** (résidentiel, commercial, industriel)

### 2 Modèle économétrique de calcul de VOLL

- > Utilisation d'un **modèle économétrique** américain de 2015 agrégeant les **bases de données de 30 études** sur la VOLL menées aux États-Unis
- > Application des extrants de ce modèle au **contexte québécois**

## VOLL

- > Sélection de **2 cas réels d'interruption de service** de distribution d'électricité à grande échelle
- > Sélection d'études de **calcul d'impact économique lié à ces interruptions**
- > **Quantification de la VOLL associée** à l'interruption de service

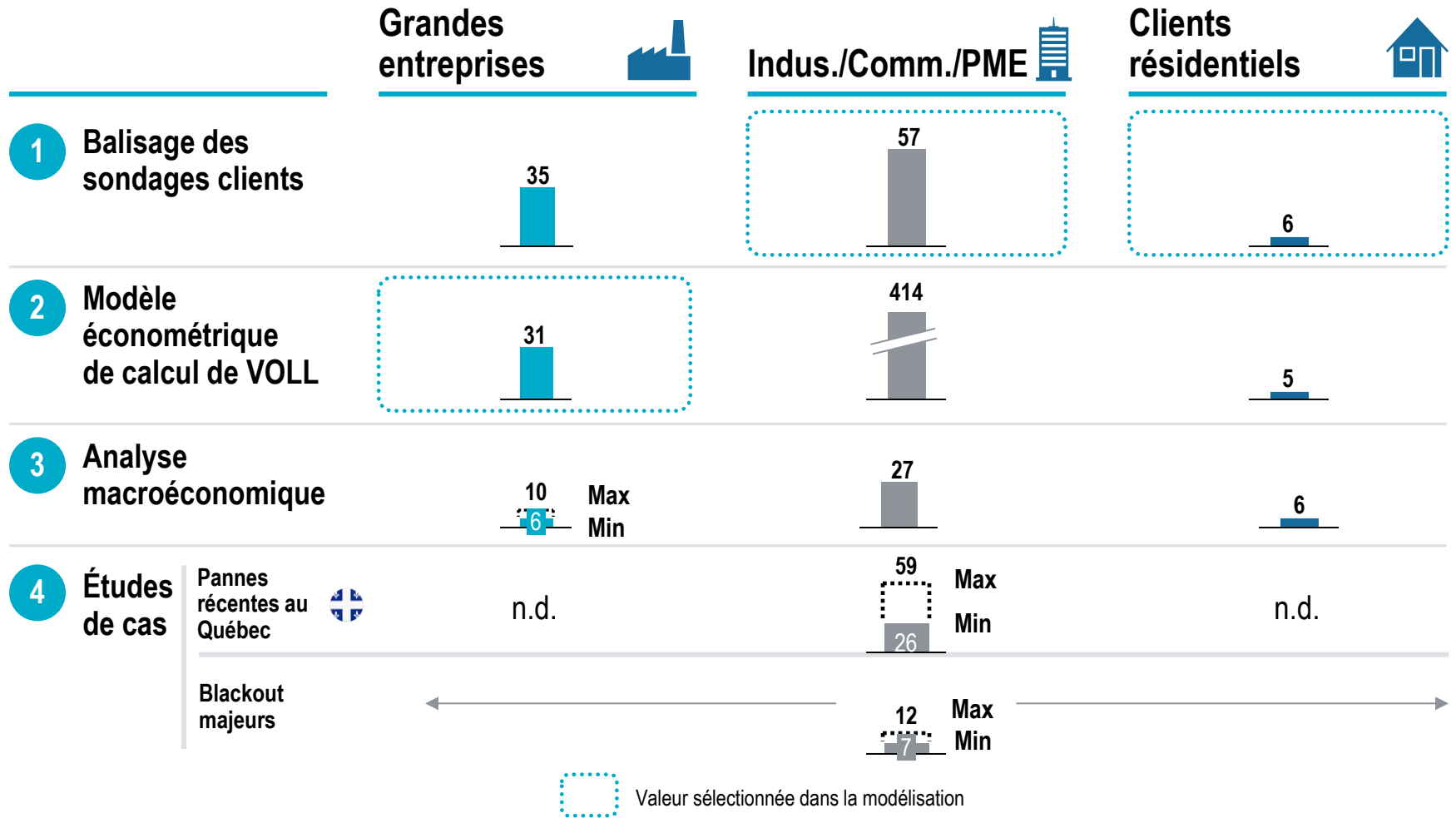
- > Estimation du **coût d'une interruption** à partir du **PIB perdu** pour les **secteurs industriel et commercial**
- > Détermination de la VOLL du secteur résidentiel via la valeur intrinsèque des **heures de loisir perdues** en raison d'une panne de courant

### 4 Études de cas

### 3 Analyse macroéconomique

# Les VOLL convergent entre 5 et 6 CAD / kWh pour les clients résidentiels et entre 6 et 59 pour les commerciaux et industriels

VOLL par méthodologie et type de clients [CAD / kWh perdu]



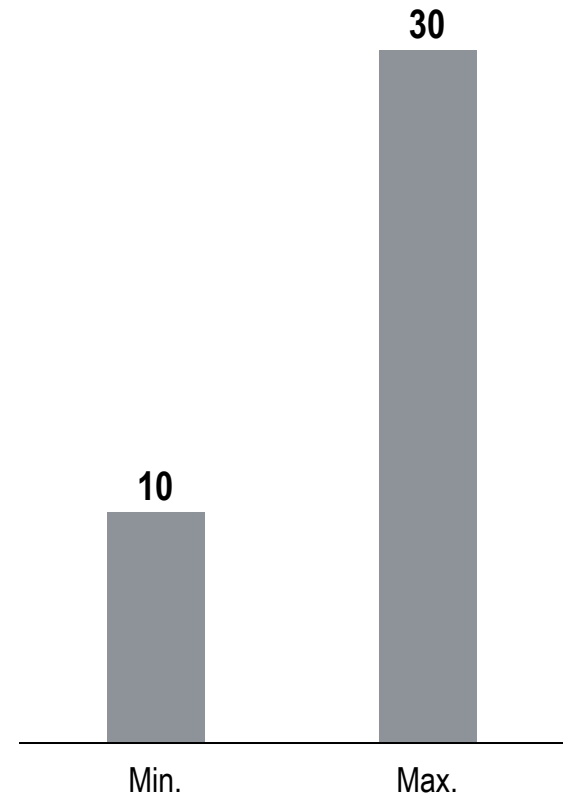
# Hydro One a appuyé un choix d'investissement sur son réseau en 2016 à l'aide d'une VOLL comprise entre 10 et 30 CAD / kWh

Exemple d'utilisation de la VOLL pour une décision d'investissement d'Hydro One - 2016

## Contexte et objectif

- > 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 **délaï imposé par la Commission de l'Énergie de l'Ontario**
- > **Choix d'investissement** ou non dans du matériel supplémentaire pour améliorer la fiabilité du réseau
- > **Comparaison du coût de l'investissement et des coûts d'interruptions pour les consommateurs** (à l'aide la VOLL) dans deux scénarios de fréquence d'interruption :
  - Statu quo
  - Ajout de 6 sectionneurs mécaniques
- > Rapport intégré au Plan Régional d'Infrastructure d'Hydro One présenté à la **Commission de l'Énergie de l'Ontario**

## VOLL utilisée [CAD / kWh; 2016]



# La Nouvelle-Angleterre a mené un exercice de revue littéraire similaire, obtenant une VOLL de 41 CAD / kWh en moyenne

Cas récent d'une revue littéraire effectué par la Nouvelle-Angleterre (ISO-NE)

## Objectifs de l'étude

- > Mesurer l'**impact économique des interruptions de courant** résultant d'une trop grande dépendance au gaz naturel

## Méthodologie utilisée (revue littéraire)

Balisateur de sondages clients

Modèle économétrique existant

Études de cas

## VOLL utilisée [CAD / kWh]

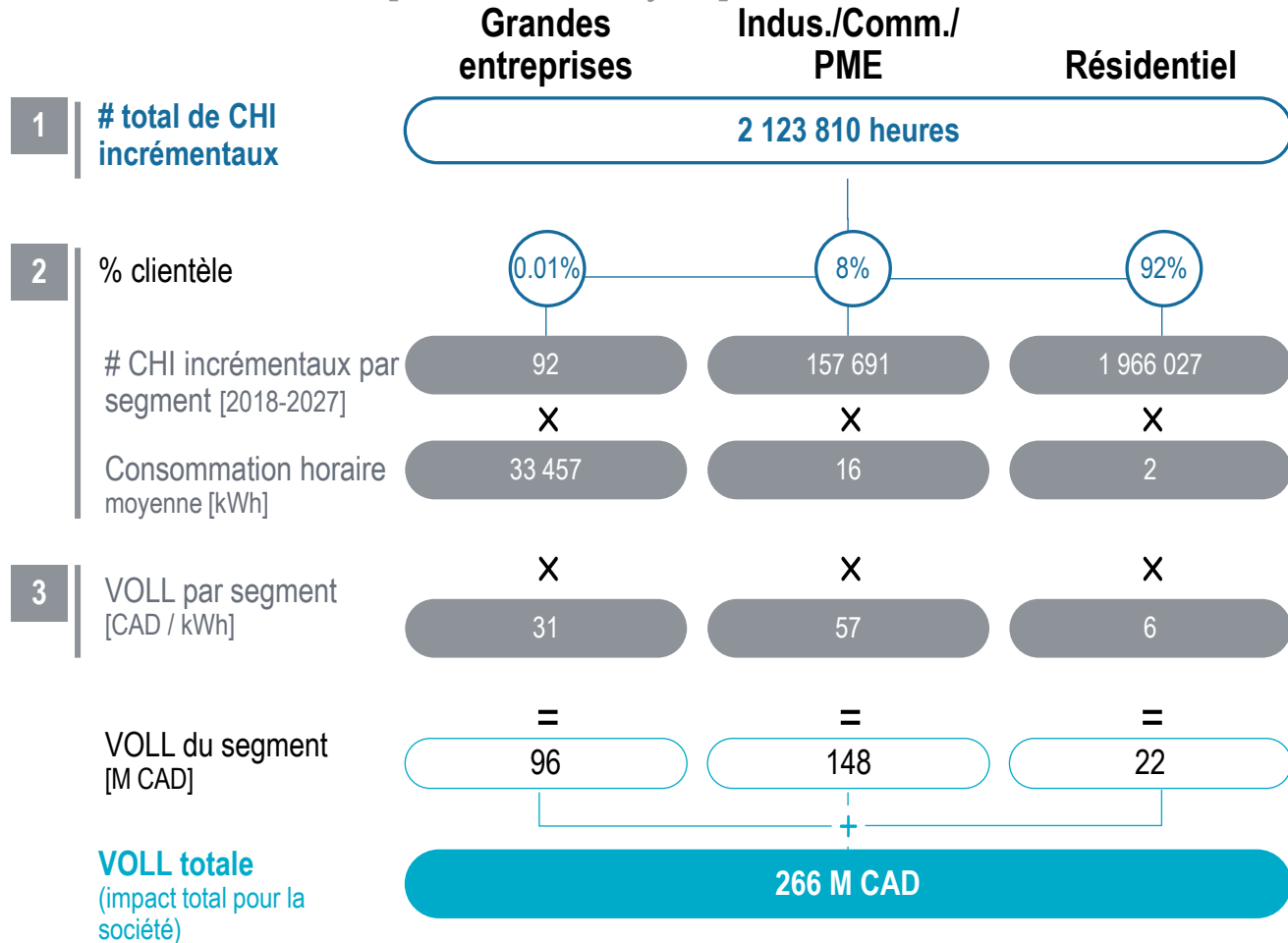
41



“ Value of Lost Load (VOLL) is the standard metric used to estimate the economic impact of disruptions in power service to customers, and thus can provide a measure of the magnitude of benefits associated with decreasing the likelihood of power system interruption ”

# La VOLL associée à ~ 2.1 M de CHI supplémentaires sur les 10 prochaines années s'élève à 260 M CAD

## Calcul de la VOLL [scénario moyen]



### Hypothèses

- > HQT3 doc 1.1
- > Distribution des CHI par segment au prorata du nombre de clients (# d'abonnements)
- > Consommation horaire moyenne basé sur l'historique 2016
- > VOLL par segment quantifiée à précédemment

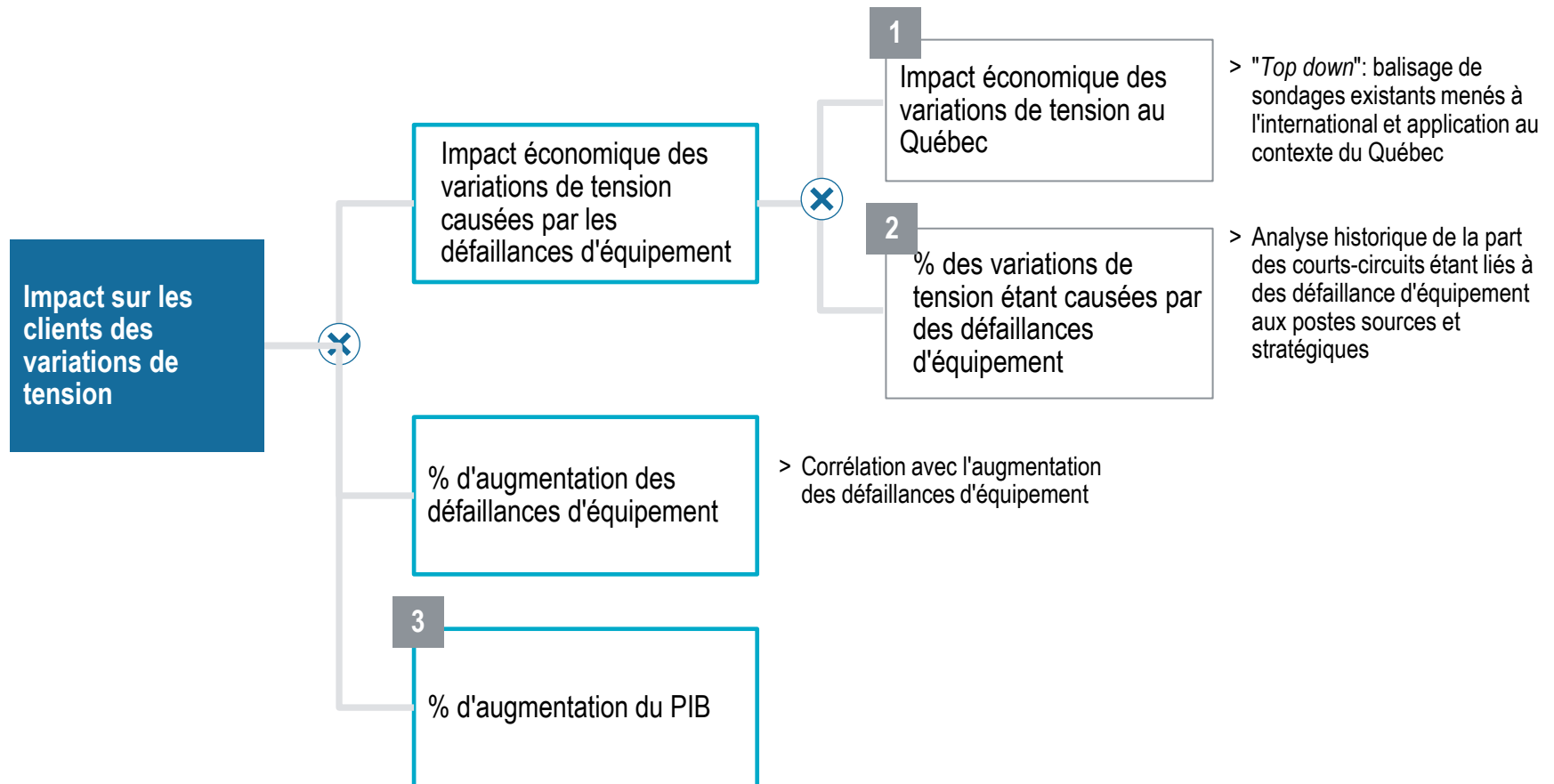


## 2.2 Impact sur les clients des variations de tension et fréquence



# L'impact des variations de tension liées aux défaillances d'équipement est quantifié à partir du balisage d'études existantes

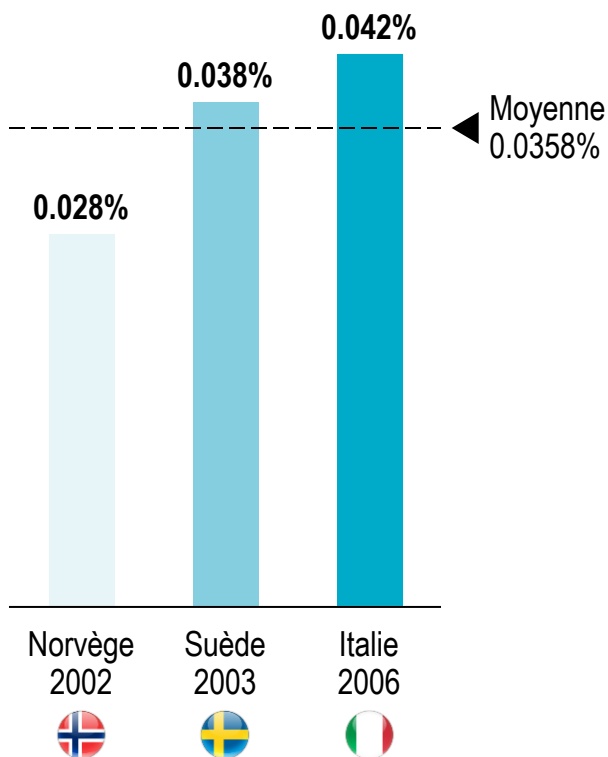
## Cadrage méthodologique – Impact sur les clients des variations de tension



# Un proxy par balisage permet d'estimer l'impact annuel des variations de tension à ~140 M CAD au Québec

## Impact économique des variations de tension – Application au Québec

### Impact économique annuel des variations de tension [% du PIB]



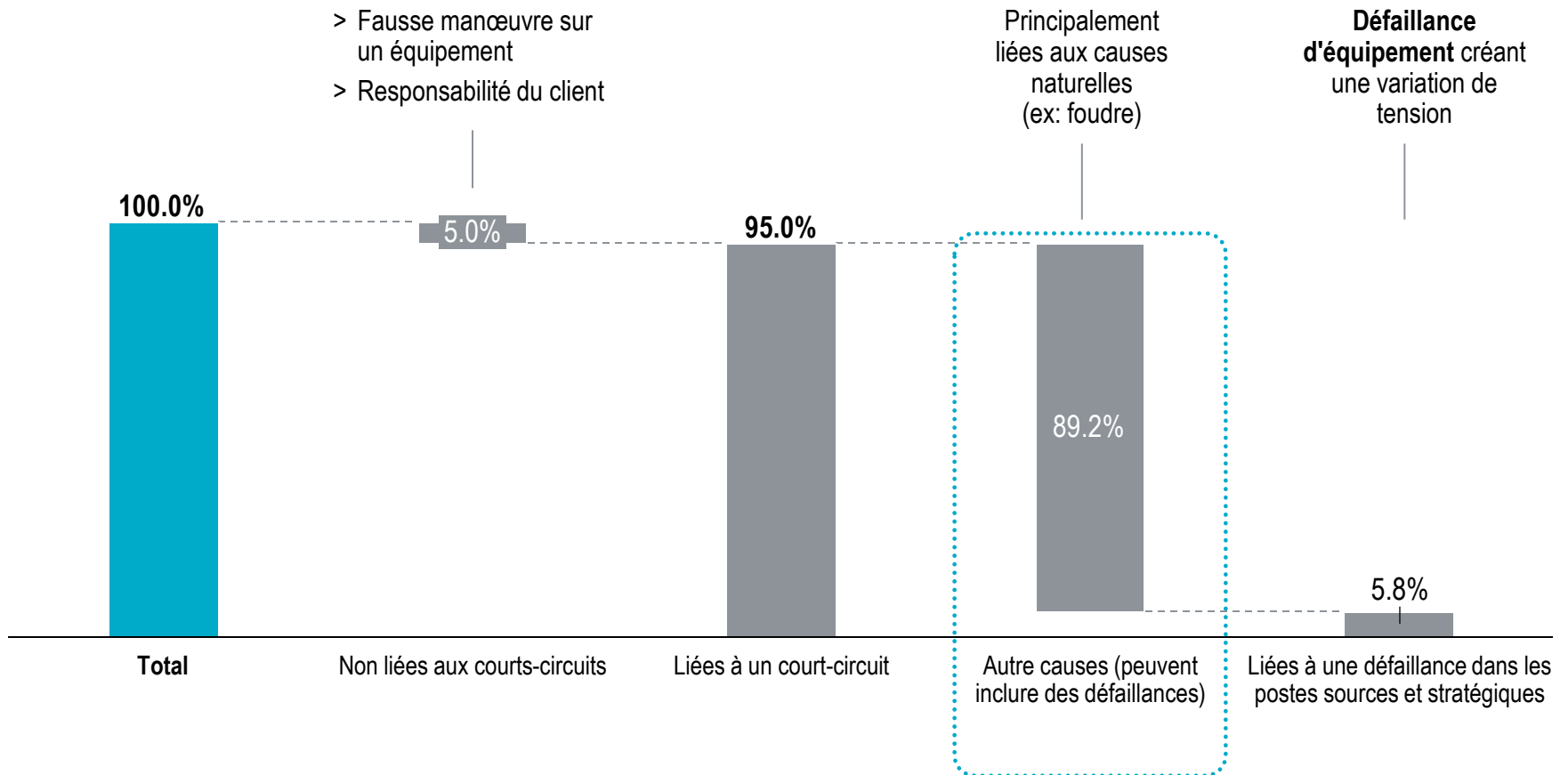
### Application au Québec

% du PIB perdu en raison des variations de tension	0.0358%
×	
PIB du Québec [M CAD – 2017e] <sup>1)</sup>	391 392
=	
<b>Impact économique des variations de tension au Québec [M CAD – 2017e]</b>	<b>140</b>

1) Le PIB du Québec était de 380 792 M CAD en 2015 - Une hausse de 1,4% par année jusqu'à 2017 basé sur la croissance historique moyenne de 2005 à 2015 a été estimée

# Les défaillances d'équipement liées causent 6% des courts-circuits, qui sont la cause majeure des variations de tension

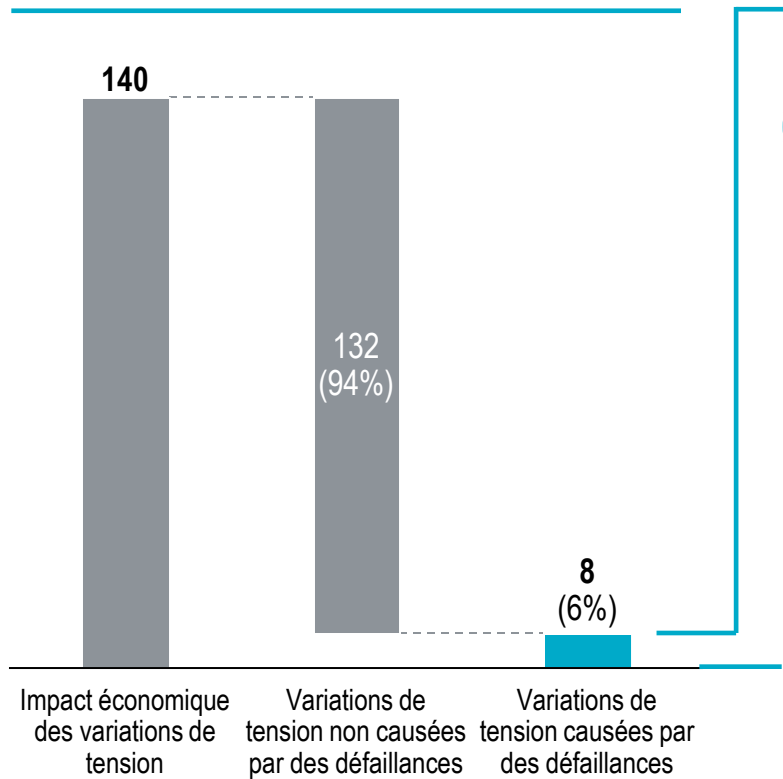
Part des variations de tension par type de cause [base 100%; moyenne 2009-2016]



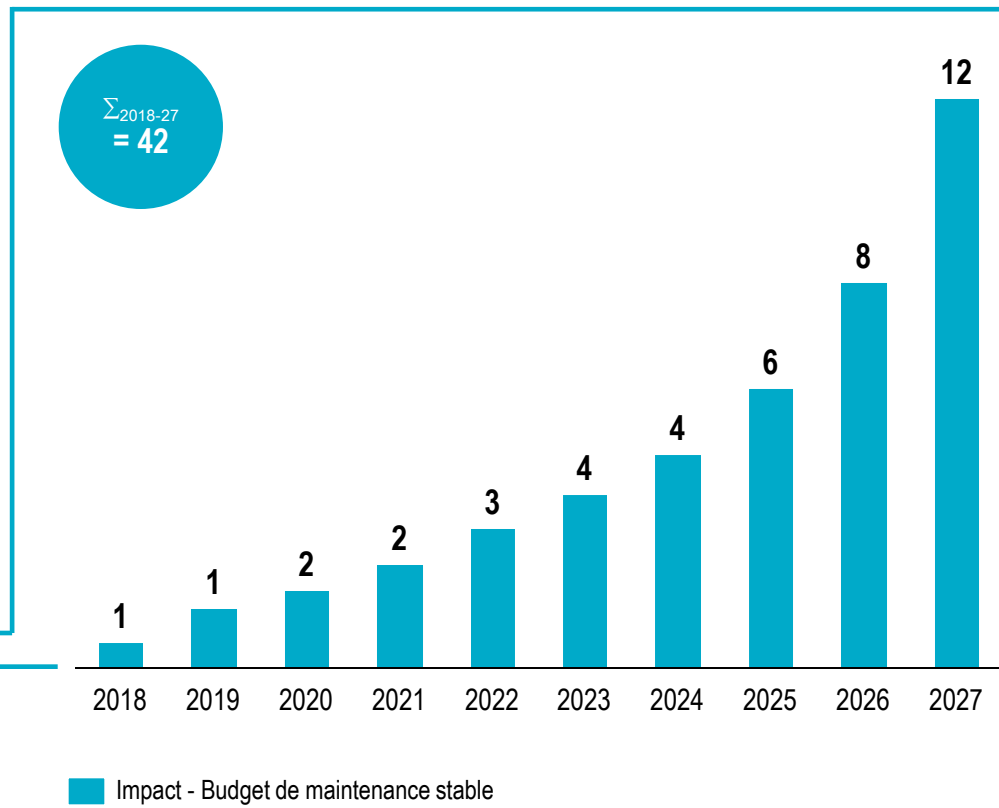
# Une hausse des défaillances d'équipement causerait des pertes supplémentaires pour le Québec de l'ordre de 42 M CAD sur 10 ans

## Projection de l'impact économique des variations de tension

**Impact économique des variations de tension causées par des défaillances**  
[2017e; M CAD]



**Projection de l'écart de l'impact économique des variations de tension causées par une hausse des défaillances d'équipement entre les 2 scénarios de maintenance** [M CAD]

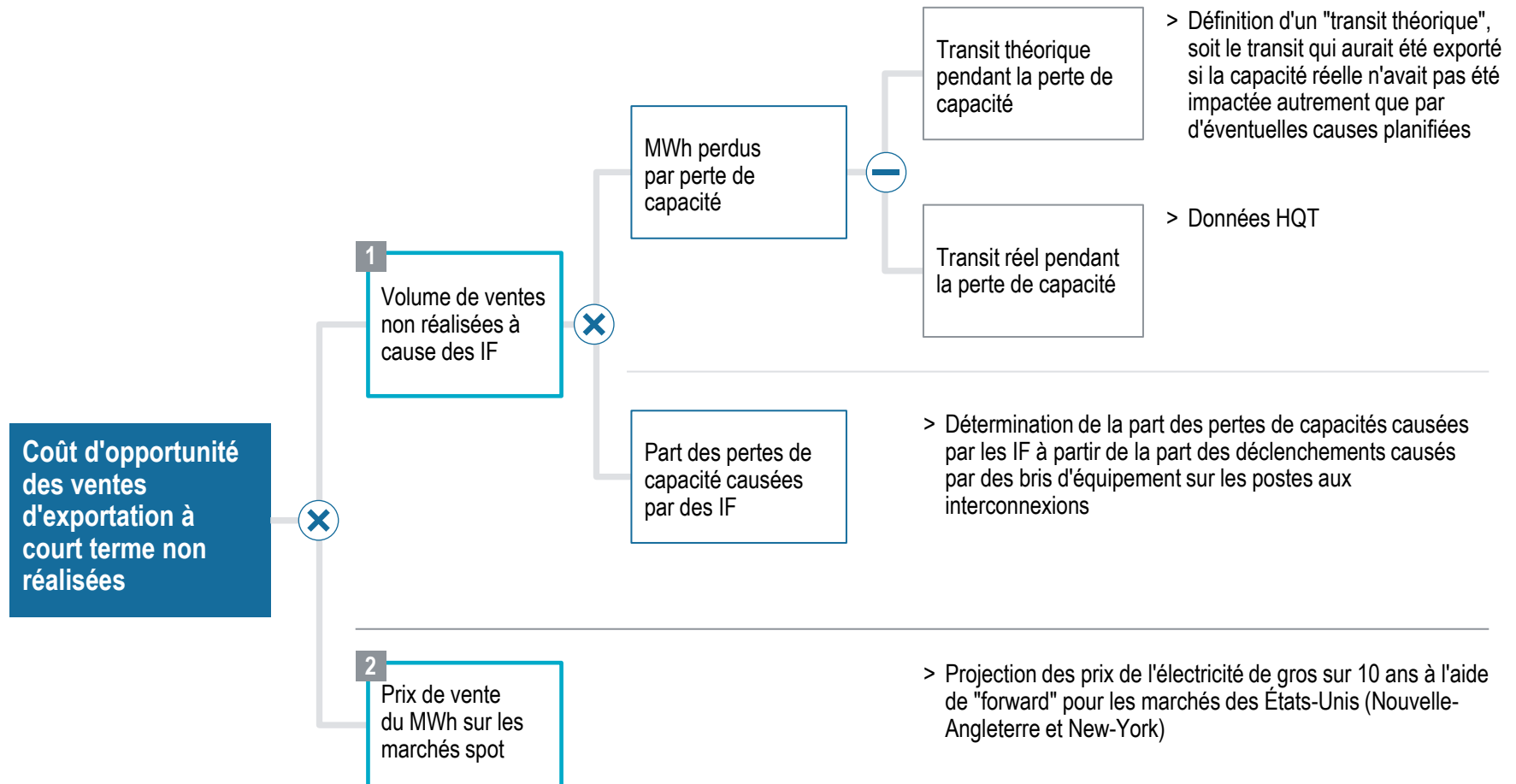


## 2.3. Impact sur la disponibilité du transit point à point



# Les ventes à court terme perdues sont dérivées du volume de MWh n'ayant pas pu être transité sur les marchés spot en raison d'une IF

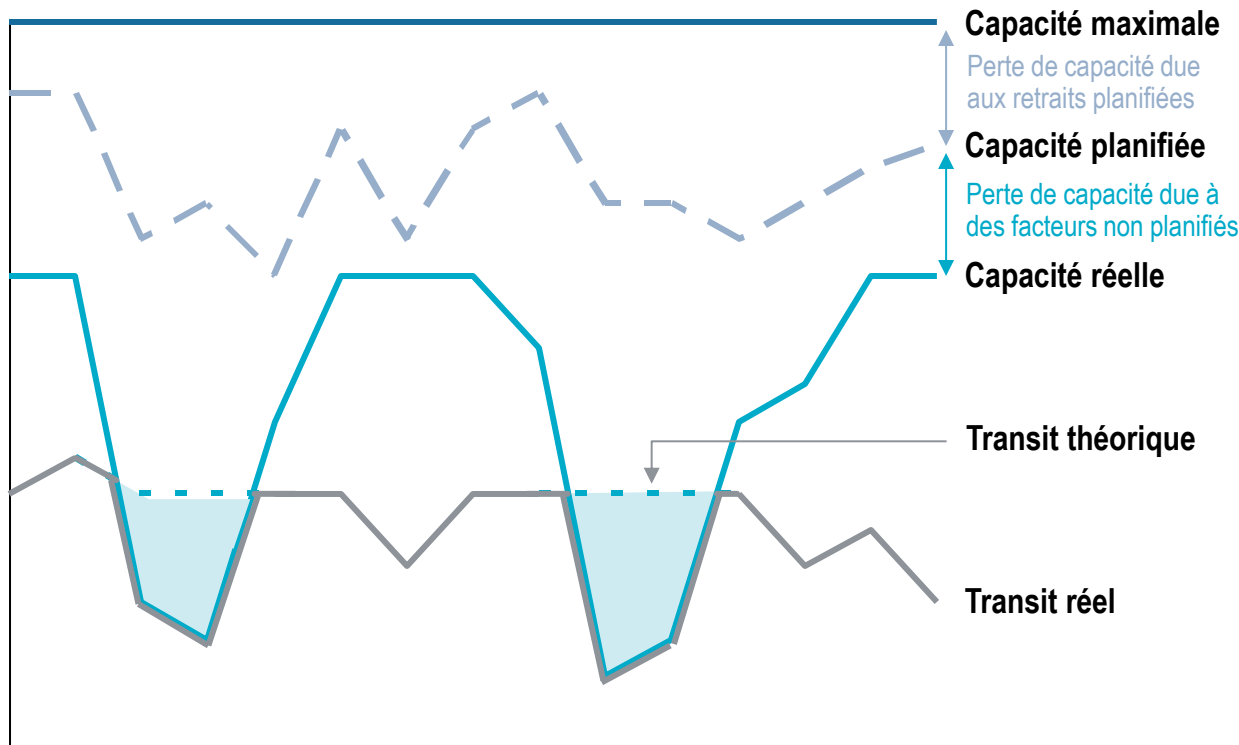
## Cadrage méthodologique – Ventes d'exportation à court terme perdues




# Nous quantifions le transit qui aurait pu être vendu en comparant un transit "théorique" et la capacité réelle de transit

Modélisation du volume de ventes à court terme non réalisées – Illustration

## Perte de capacité de transit due aux IF – Illustratif



 Manque à gagner / revenus perdus pour les clients du service point-à-point

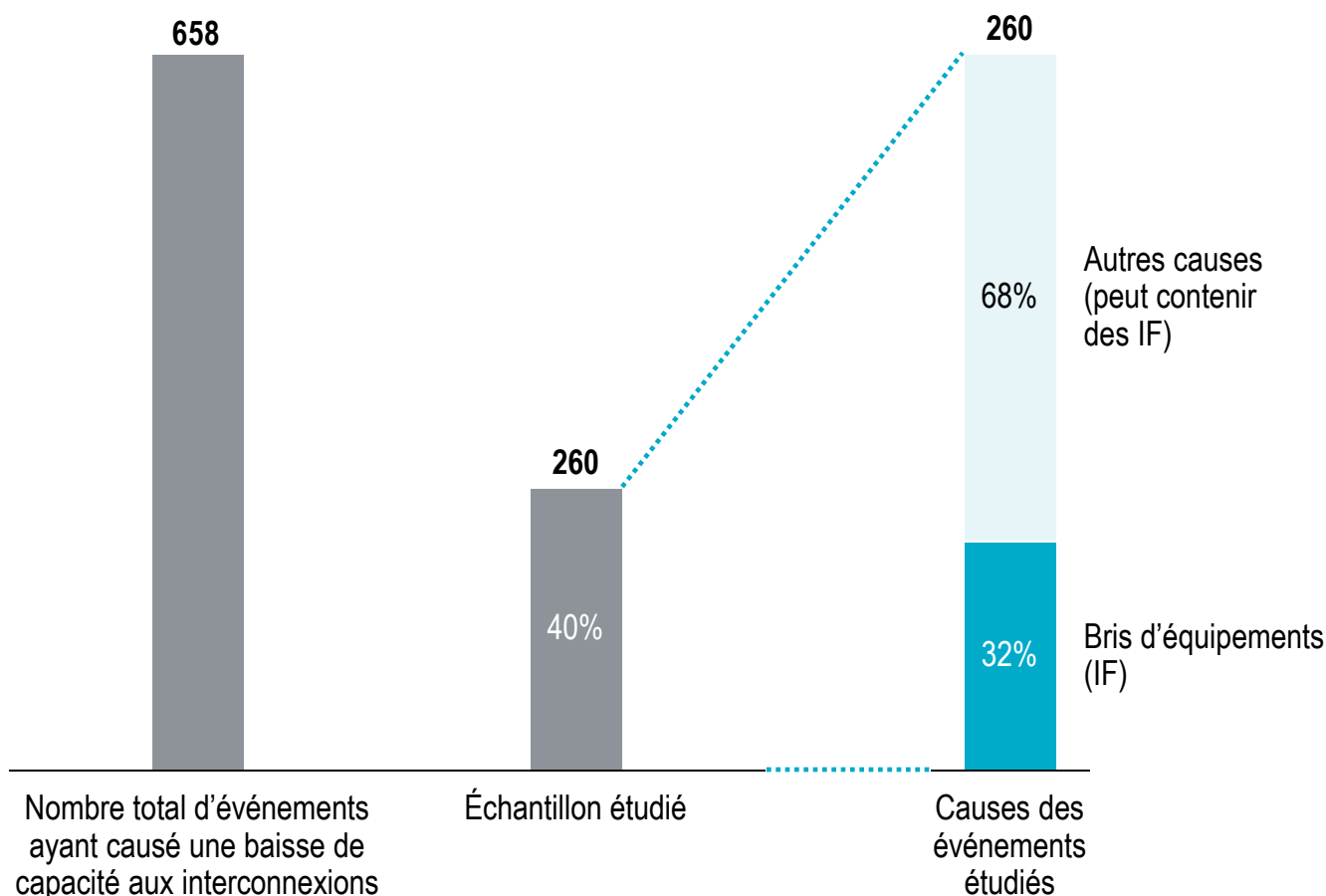
## Modélisation

- > Modélisation d'un **transit théorique en l'absence d'IF** : transit qui aurait pu être exporté si la capacité réelle n'avait pas été réduite par une IF
- > **Identification des pertes de capacité** ayant généré une perte significative de transit et empêchant potentiellement la réalisation d'une vente
- > Quantification de l'**écart entre le transit théorique et le transit réel** pendant la durée des pertes de capacité
- > Calcul du **volume d'électricité indisponible** pour la vente à court terme sur le marché d'exportation considéré



# La part des baisses de capacité causées par des IF a été estimée en analysant un échantillon d'événements ayant affecté le transit

Analyse des causes des baisses de capacité aux interconnexions [2009-2016]<sup>1)</sup>



- > 260 événements ayant affecté la capacité de transit aux interconnexions ont une **cause connue** et ont pu être analysés
- > La part de ces événements causés par des IF a été calculée à l'aide de la **part causée par des bris d'équipements**
- > Ce **ratio résultat (32%)** est ensuite **extrapolé** à l'ensemble des événements ayant conduit à une baisse de capacité non planifiée dans la modélisation

1) Nombre d'événements ayant causé une baisse de capacité en 2015 égal à la moyenne 2009-2014

# Le coût d'opportunité total est estimé à 67 M CAD

## Impact total sur la disponibilité du transit point à point [M CAD]

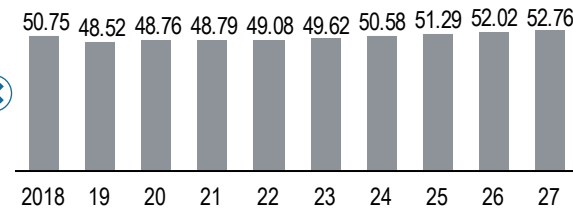
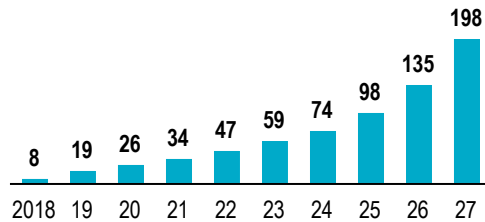
**1** Volume incrémental de ventes non réalisées [GWh]

**2** Projection du prix de vente [CAD / MWh]

Impact par marché [M CAD]

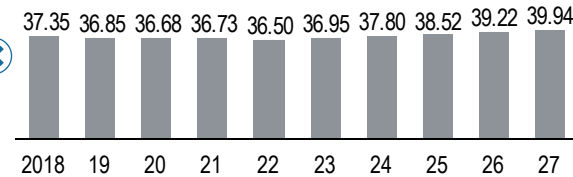
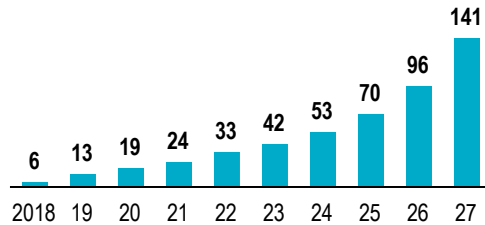
Impact total [M CAD]

### Nouvelle-Angleterre



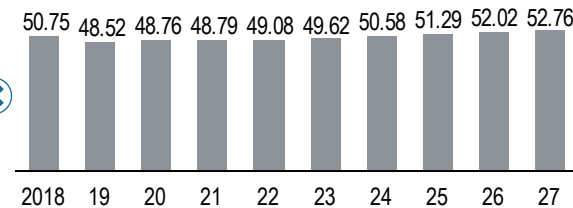
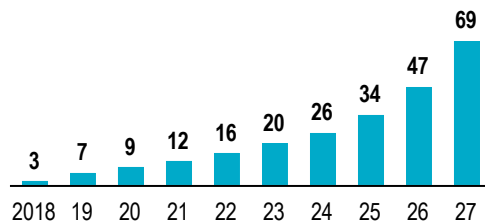
$$\sum_{2018-27} = 36$$

### New-York



$$\sum_{2018-27} = 19$$

### Nouveau-Brunswick



$$\sum_{2018-27} = 12$$

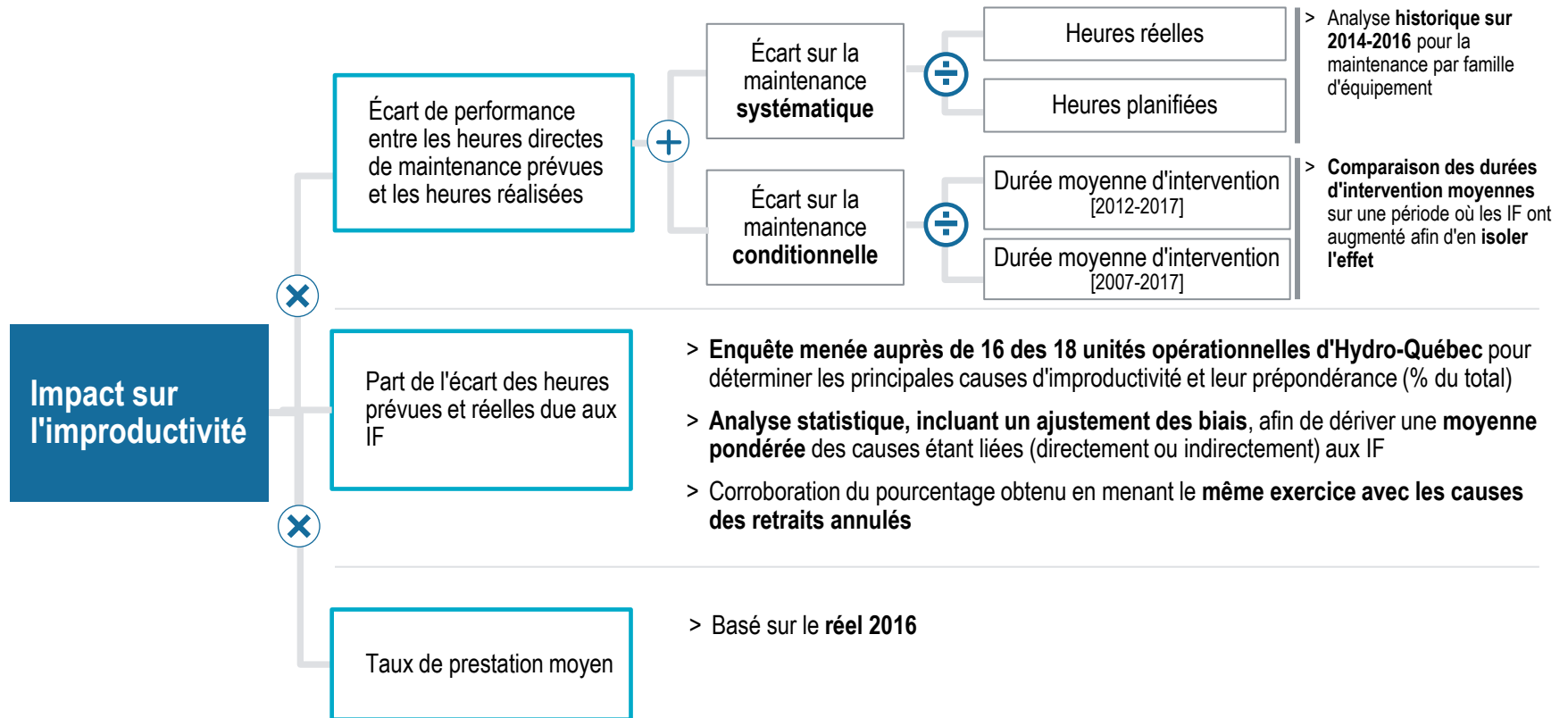
$$\sum_{2018-27} = 67$$

## 2.4. Impact sur l'improductivité



# L'impact sur la productivité est déterminé par le pourcentage de l'écart entre les heures prévues et réelles étant dû aux IF

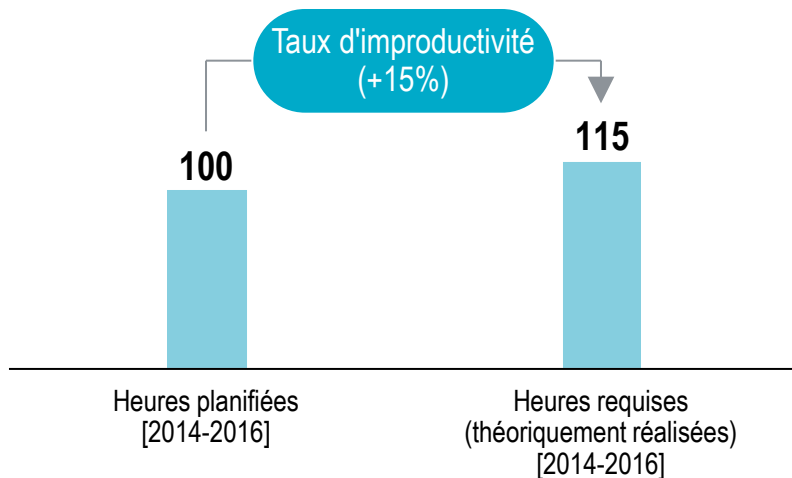
## Cadrage méthodologique – Impact sur l'improductivité



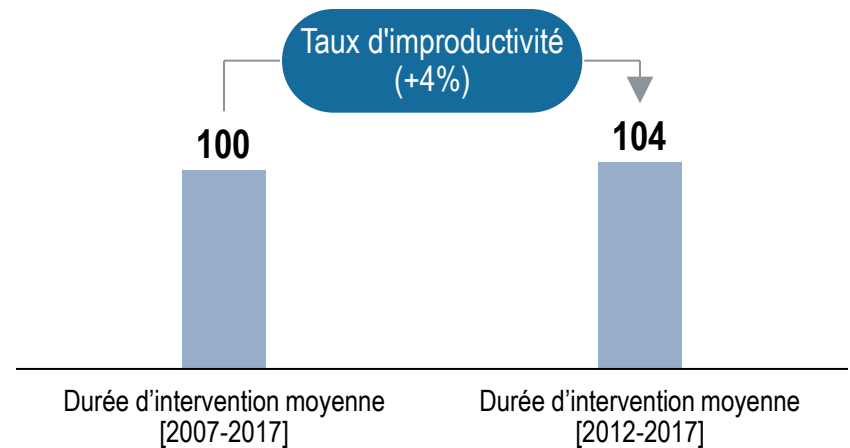
# L'écart historique entre les heures de maintenance prévues et les heures réalisées est de 15% (systématique) et 4% (conditionnelle)

Écart de performance en maintenance systématique et conditionnelle

## Taux d'improductivité – Maintenance systématique [Base 100]



## Taux d'improductivité – Maintenance conditionnelle [Base 100]



- > Quantification, sur 3 ans, de l'écart entre les **heures de maintenance systématique planifiées et réelles** pour un même nombre d'activités de maintenance
- > L'écart quantifiée, soit 15%, signifie qu'au réel il faut **15% plus de temps pour réaliser une intervention de maintenance systématique que ce qui est prévu** dans les heures planifiées par intervention

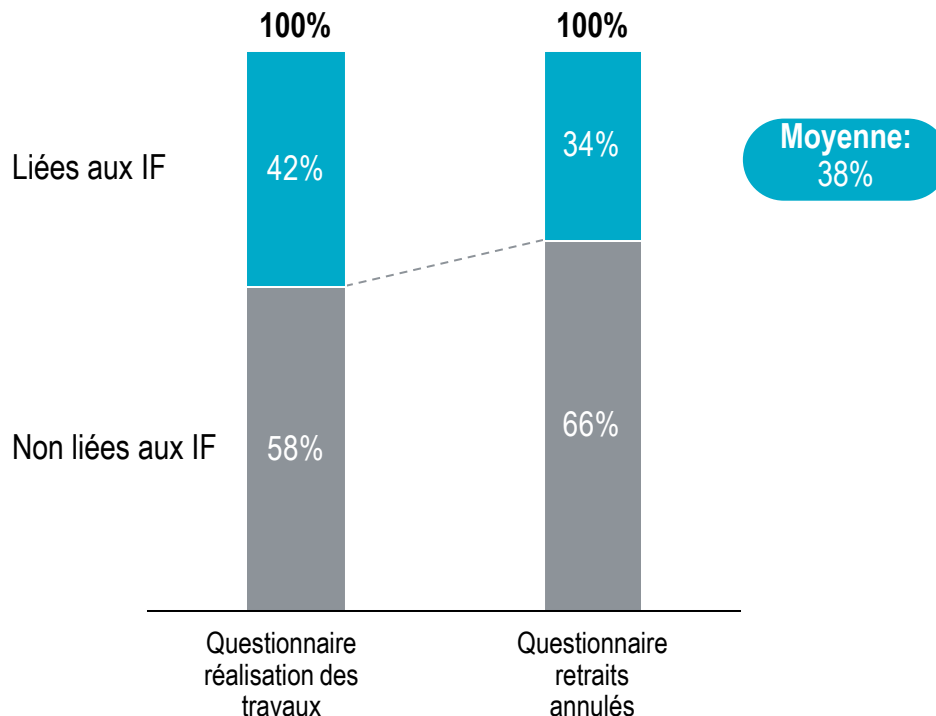
- > **Comparaison de la durée d'intervention moyenne pour les activités de maintenance conditionnelle d'équipements majeurs** pour la période 2007-2017 (10 ans) et la période 2012-2017 (5 ans, période pendant laquelle les IF ont augmenté de façon importante)
- > **Écart moyen de 4%** entre la période 2007-2017 et la période 2012-2017, ce qui signifie qu'il faut donc maintenant **4% plus de temps pour réaliser une intervention de maintenance conditionnelle**

# L'analyse au niveau des unités opérationnelles met en évidence que 34 à 42% des heures d'improductivité sont dues aux IF

Part de l'écart des heures prévues et réelles dû aux IF

## Raisons de l'improductivité

[basé sur 2 questionnaires menés auprès des unités opérationnelles]



## Méthodologie

- > Enquête mené auprès des **unités opérationnelles** de différentes régions administratives
- > Demande d'identification des **5 principales raisons d'improductivité**, en les **pondérant sur 100% grâce à 2 questionnaires**:
  - Quelles sont les raisons des retards pour la **réalisation des travaux**?
  - Quelles sont les raisons des **retraits annulés** par l'exploitant?
- > **Retraitement des réponses données** en regroupant les raisons étant liées aux IF (ex: un bris d'équipement, changement de priorité) et validation par différentes équipes du Transporteur

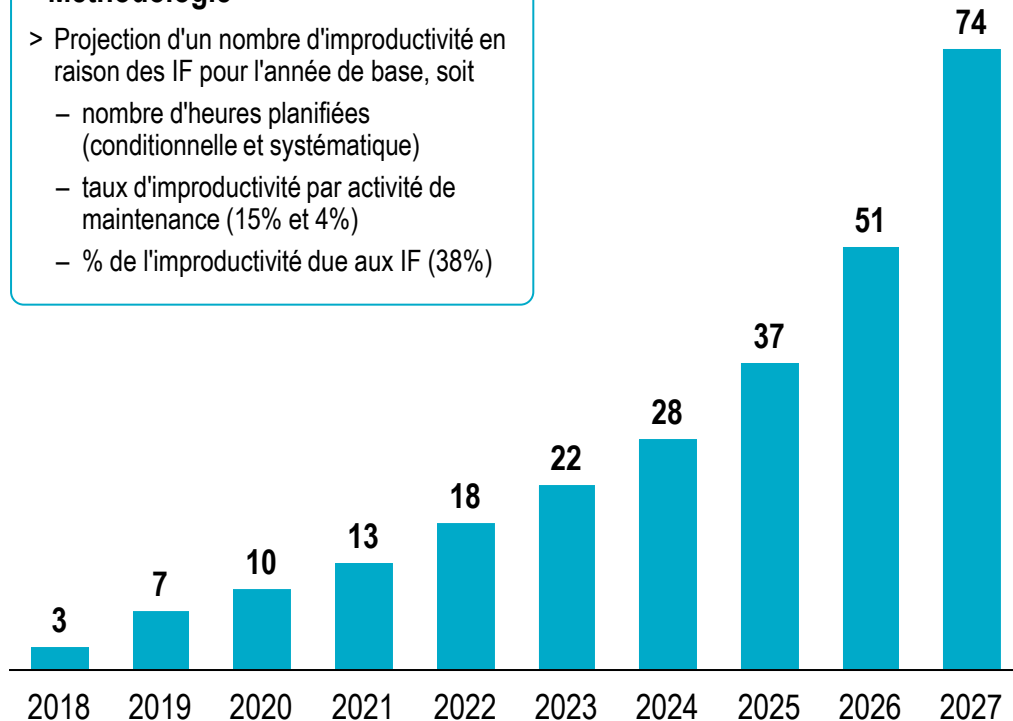
# Sur 10 ans, l'écart cumulatif entre les heures prévues et réelles totaliserait 261 k, résultant en un impact monétaire de 37 M CAD

## Impact monétaire sur l'improductivité

### Projection de l'écart de nombre d'heures d'improductivité entre les 2 scénarios de maintenance [milliers d'heures]

#### Méthodologie

- > Projection d'un nombre d'improductivité en raison des IF pour l'année de base, soit
  - nombre d'heures planifiées (conditionnelle et systématique)
  - taux d'improductivité par activité de maintenance (15% et 4%)
  - % de l'improductivité due aux IF (38%)



### Impact monétaire [M CAD]

Nombre supplémentaire d'heures inefficaces dues aux IF [k heures]

$$\Sigma_{18-27} = 261$$



Taux de prestation moyen [CAD / h]

140

Impact monétaire [M CAD]

37

3. Questions  
adressées dans le  
document R-4012-  
2017-A-0006





# 3 questions ont été soulevées par la Régie sur le rapport HQT3 – doc 1.2 dans le document R-4012-2017-A-0006

## Éléments de réponse

### Question 2.1 – Résultats de l'étude

- > Préciser si les résultats sont actualisés
- > Si non, présenter les résultats selon des valeurs actualisées en indiquant le taux d'actualisation utilisé
- > Présenter une ventilation des flux monétaires pour chacune des années de la période considérée, pour chacun des impacts monétaires évalués par scénario (minimum, médian et maximum). Présenter une même ventilation pour l'impact total par scénario

- > Les résultats sont présentés en CAD constants 2017, aussi notre rapport HQT-3 doc 1.2 ne comprend pas d'actualisation

### Question 2.2 – Sensibilité des résultats de l'étude

- > Démontrer comment évolueraient les bénéfices selon différents scénarios alternatifs de montants investis en maintenance additionnelle
- > Présenter selon le même niveau de détail que la ventilation demandée à la section 2.1 ci-dessus

- > En lien avec la réponse à la question 1.2, il a été décidé de ne pas conduire d'analyse de sensibilité sur différents scénarios de maintenance

### Question Méthodologique

- > En ce qui a trait au concept de VOLL, préciser s'il existe des études permettant de comparer les résultats de la méthode par sondage et la méthode indirecte. Le cas échéant, présenter et expliquer les conclusions de ces études et fournir les références à cet effet

- > Le fait que la VOLL ait été triangulée par plusieurs méthodes, incluant un balisage de 39 sondages, et que la revue littéraire ait déjà été utilisée par d'autres régulateurs (Nouvelle-Angleterre) nous rend confiants qu'un sondage n'amènerait pas d'éléments structurants supplémentaires

## 4. Conclusions



# Conclusions quant au rapport d'analyse de rentabilité

- > L'analyse coûts-bénéfices montre que la demande de maintenance additionnelle de 548 M CAD sur 10 ans est effectivement **rentable**
- > La rentabilité a été élaborée et calculée à l'aide de **méthodes robustes et souvent similaires** à ce qu'utilisent d'autres énergéticiens vis-à-vis de leurs régulateurs respectifs
- > Toutes les **méthodes et les hypothèses utilisées sont conservatrices** et **sous-estiment** donc les impacts calculés, ainsi que la rentabilité finale

Roland  
Berger

