



# Bilan sommaire (Distribution) événement décembre 2022

---

Préparé par :

**Groupe Infrastructures et Système Énergétique (GISE)**

**Direction Solutions Technologiques et Évolution des Pratiques d'affaires (STEP)**

**Transformation Système Énergétique, Architecture et Modèles Innovants (TSÉ-AMI)**

## Évolution des stratégies de performance du système énergétique

Contributeurs :

- Maxime Tremblay
- Michel Bourgeois
- Charles-Etienne Coté
- Nathalie Benoit
- Benjamin Bisson
- Jacques Laliberté

Autres Contributeurs :

- Direction Planification financière et partenariat d'affaires
- Direction Végétation & administration de contrats
- Direction Expertise et soutien technique

## Table des matières

<b>0) Contexte.....</b>	<b>iii</b>
<b>1) Sommaire en quelques points .....</b>	<b>4</b>
<b>2) Graphiques et extractions de données : pannes et clients affectés.....</b>	<b>5</b>
<b>3) Graphiques et extractions de données : sorties matérielles.....</b>	<b>10</b>
<b>4) Graphiques et extractions de données : surcharge basse tension.....</b>	<b>11</b>
<b>5) Annexes .....</b>	<b>16</b>
 Figure 1: Nombre de pannes vs temps .....	5
Figure 2: Nombre de clients affectés vs temps.....	5
Figure 3: Relation pannes vs nombre clients (en %).....	6
Figure 4: Phases de rétablissement .....	6
Figure 5: Bilan journalier .....	7
Figure 6: Nombre de clients interrompus par CED.....	7
Figure 7: Nombre de pannes par CED.....	8
Figure 8: Rafale vs nombre de pannes.....	8
Figure 9: Nombre de clients vs durée .....	8
Figure 10: Répartition temps monteurs et pannes.....	9
Figure 11: Sorties transformateurs : tableau.....	10
Figure 12: Sorties transformateurs : Graphique .....	10
Figure 13: Sorties Poteaux .....	10
Figure 14: Répartition Poteaux .....	10
Figure 15: CHI BT en fonction de la date .....	11
Figure 16: Proportion de cas avec surcharge BT vs CHI.....	11
Figure 17: Proportion de cas avec surcharge BT vs CHI.....	12
Figure 18: Pannes BT vs date de création du LCLCL.....	12
Figure 19: [REDACTED] .....	13
Figure 20: Distribution géographique des transformateurs .....	14
Figure 21: Volumétrie du nombre de pannes BT en reprise avec code de cause surcharge.....	15
Figure 22: Répartition des coûts (préliminaire) .....	16

## 0) Contexte

À la suite de la tempête du 23 décembre et des pannes qui en ont d'écoulées jusqu'au 1 janvier, nous avons monté ce bilan afin de bien visualiser l'impact sur le réseau de distribution.

Ce bilan suggère également certaines pistes d'améliorations qui découlent de l'analyse des données.

Ce rapport est un intrant pour favoriser une analyse plus en profondeur sur les moyens possiblement à mettre en place pour diminuer l'impact de ce type d'événement.

Il est à noter que les données utilisées peuvent différer relativement à d'autres rapports traitant du même événement dépendamment du moment d'extraction des données, des sources utilisées et de l'interprétation. Cependant l'ordre de grandeur des données et les constats demeurent les mêmes.

Note 1 : Ce bilan a pu être créé grâce aux données et outils d'ODEMA.

# Analyse PURS

## Décembre 2022

## 1) Sommaire en quelques points

## Points à souligner:

- Crêtes des rafales à 120km/hr
  - 2 643 pannes crête
  - 380 758 clients crête
  - 850 000 clients touchés
  - 555 équipes monteurs mobilisées
  - 140 équipes contrôle de végétation mobilisées

## Constats :

- [REDACTED]
  - [REDACTED]
  - [REDACTED]
  - [REDACTED]
  - Un travail plus approfondi sur l'analyse de ce type d'événement nous permettrait d'être plus prédictifs sur le temps de rétablissement et de pouvoir être plus précis lorsque nous avons des annonces à faire dans les médias.
  - Dans cet événement climatique, les grands vents se sont échelonnés sur une longue période, mais étant donné que les arbres n'avaient pas leurs feuilles, moins de dommage a été causé au réseau que si un tel événement était survenu en période estivale.
  - SBT : Surcharge réseau BT

## Analyse PURS

### Décembre 2022

#### 2) Graphiques et extractions de données : pannes et clients affectés

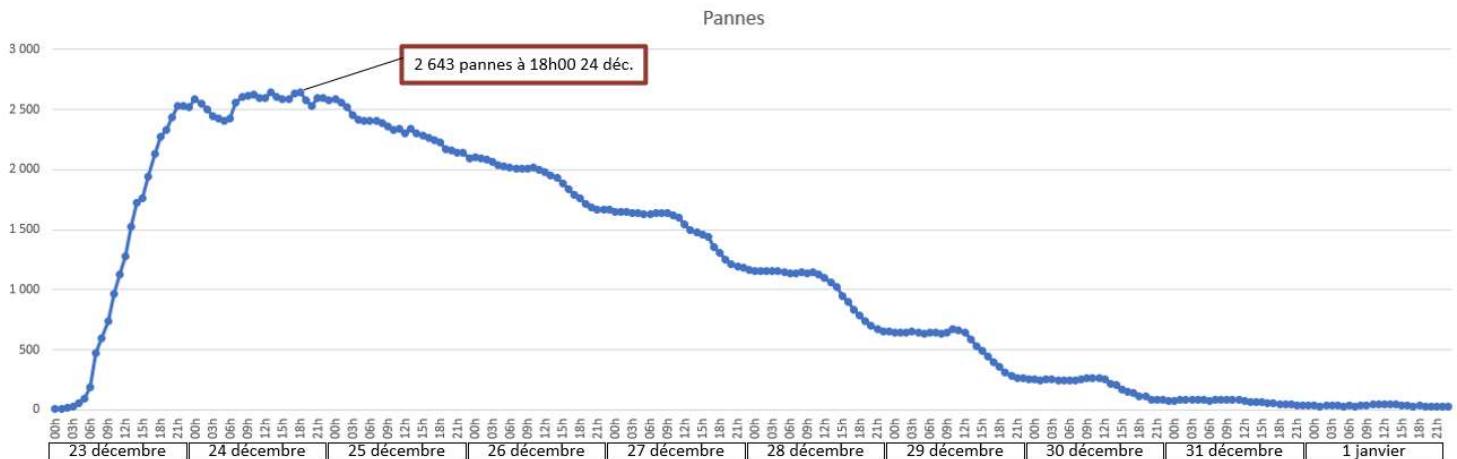


Figure 1: Nombre de pannes vs temps

- Début de la tempête 23 décembre au matin
- 2 643 pannes à 18h00 24 décembre



Figure 2: Nombre de clients affectés vs temps

- 380 758 clients affectés simultanément à 1h00 24 décembre
- Nombre total 850 000 affectés au cours de l'événement

## Analyse PURS

### Décembre 2022

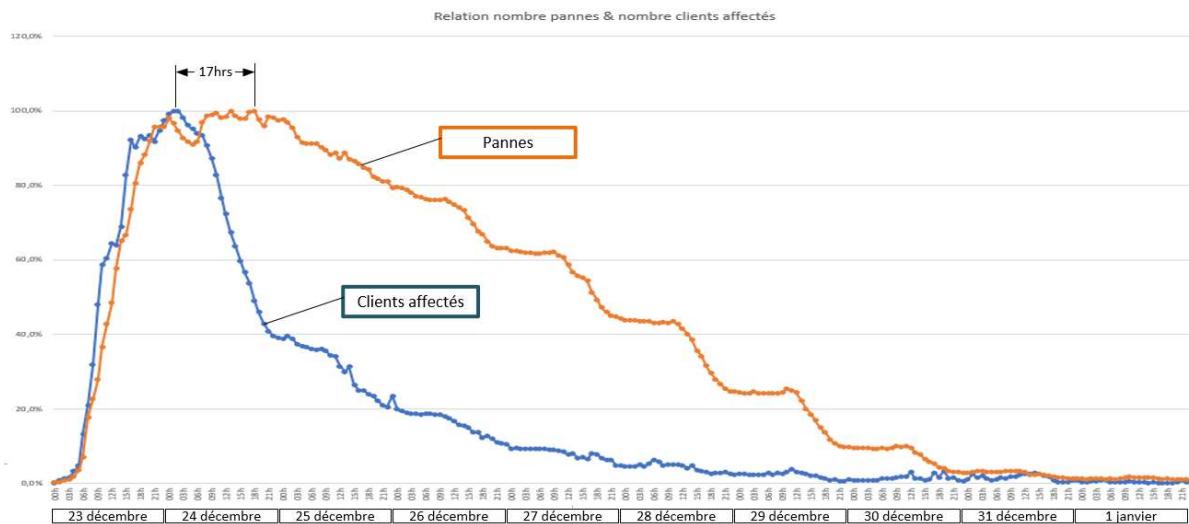


Figure 3: Relation pannes vs nombre clients (en %)

- 17 heures entre la crête pannes et le genou du début de décante du nombre clients affecté
  - Le délai entre la crête du nombre de pannes et le début de diminution du nombre de clients affectés peut servir d'indication de l'ampleur des dégâts et par conséquent le temps de rétablissement de l'ensemble des clients.

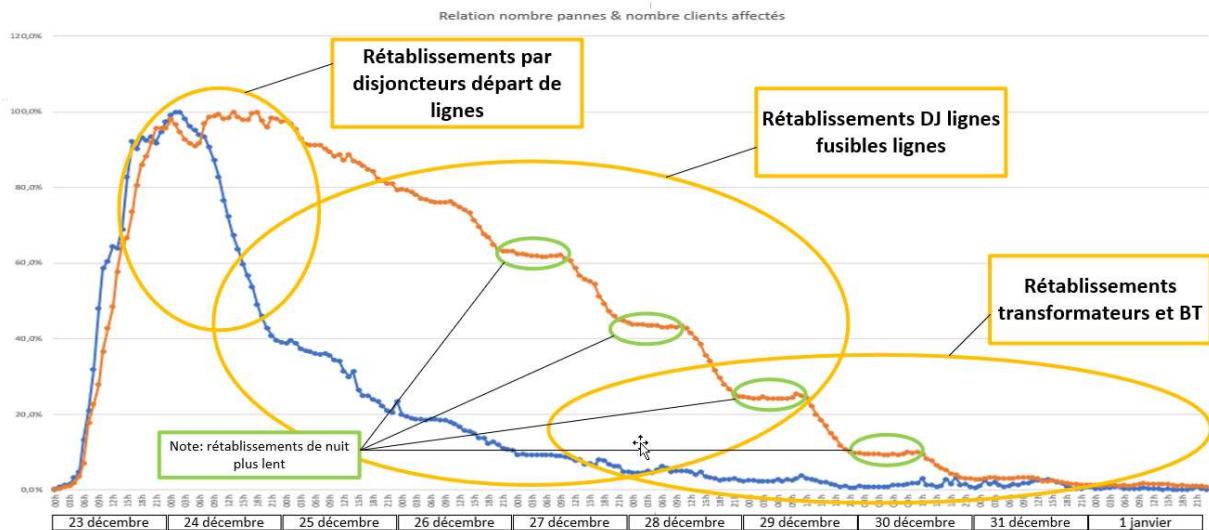
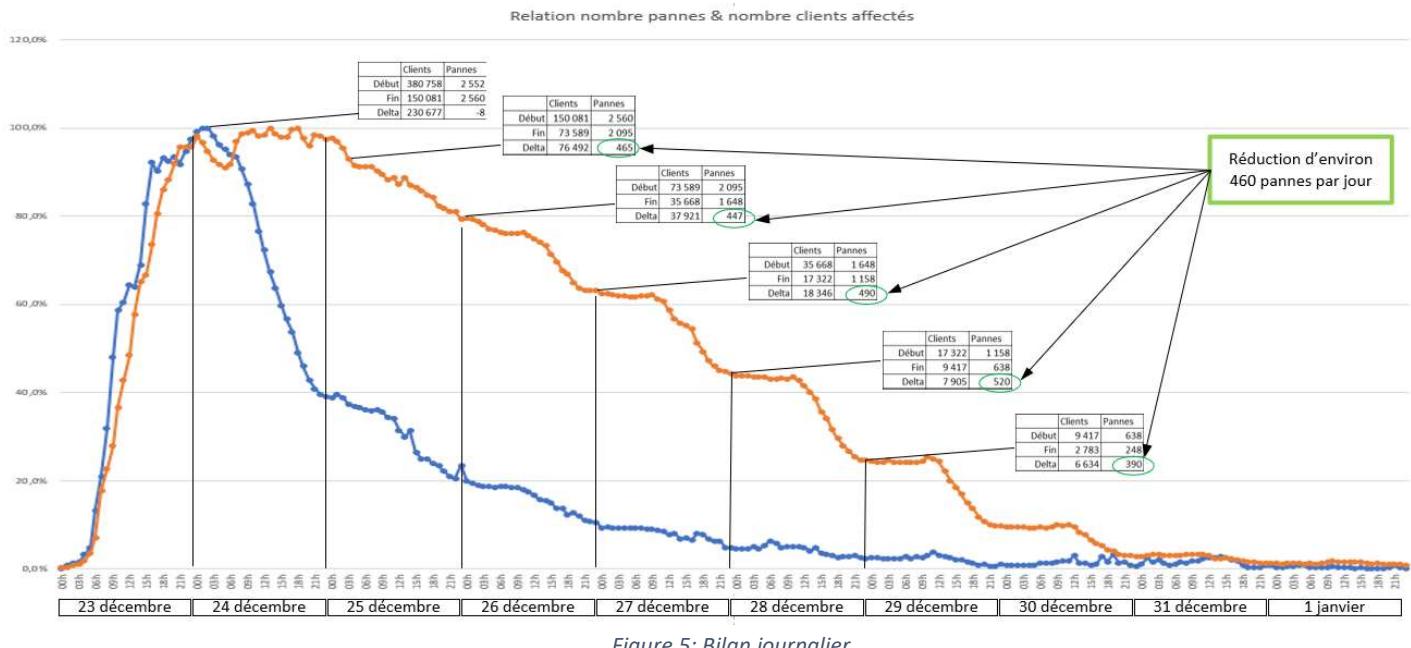


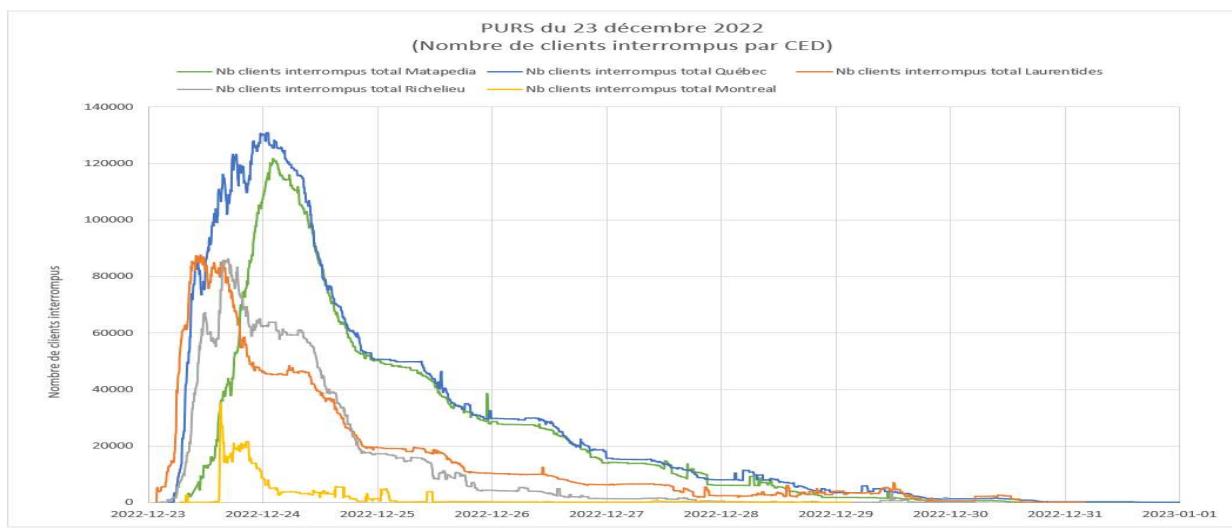
Figure 4: Phases de rétablissement

## Analyse PURS

### Décembre 2022



- Mobilisation de 555 équipes monteurs (431 équipes HQ + 124 équipes entrepreneurs)



- L'impact de la tempête a commencé à Laurentides pour s'étendre jusqu'à Matapédia
- Le nombre de clients affectés pour Québec et Matapédia est plus élevé
  - Particulièrement significatif dans le cas de Matapédia, car il y a moins de densité de population

## Analyse PURS

### Décembre 2022

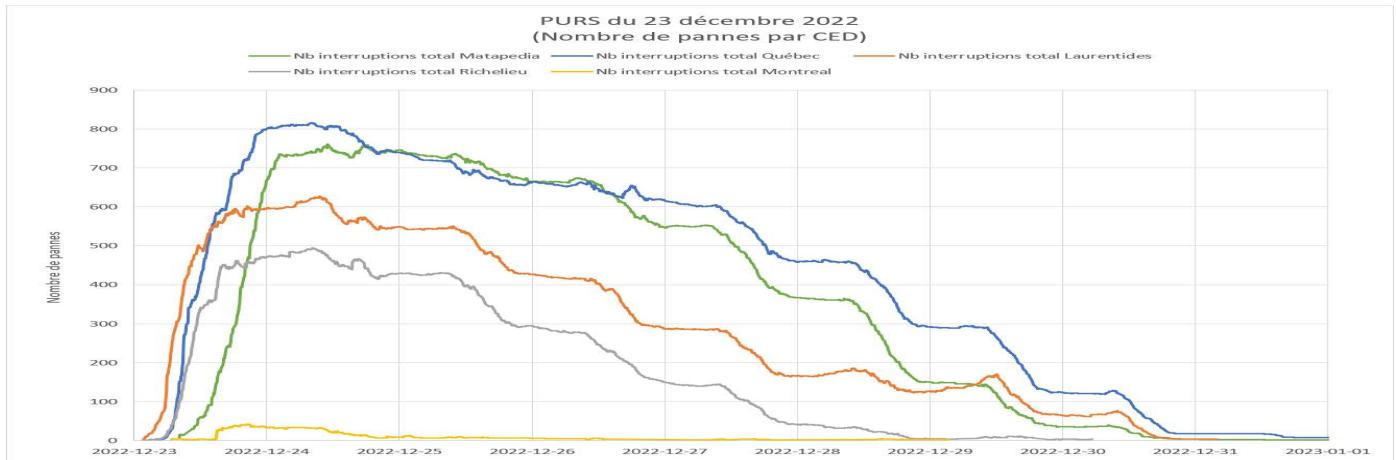


Figure 7: Nombre de pannes par CED



Figure 8: Rafale vs nombre de pannes

- Comparativement à d'autres événements, celui-ci a eu une période de grand vent (plus de 60km/h) d'une durée beaucoup plus longue que d'autres événements précédents (Derecho par exemple)



Figure 9: Nombre de clients vs durée

## Analyse PURS

### Décembre 2022

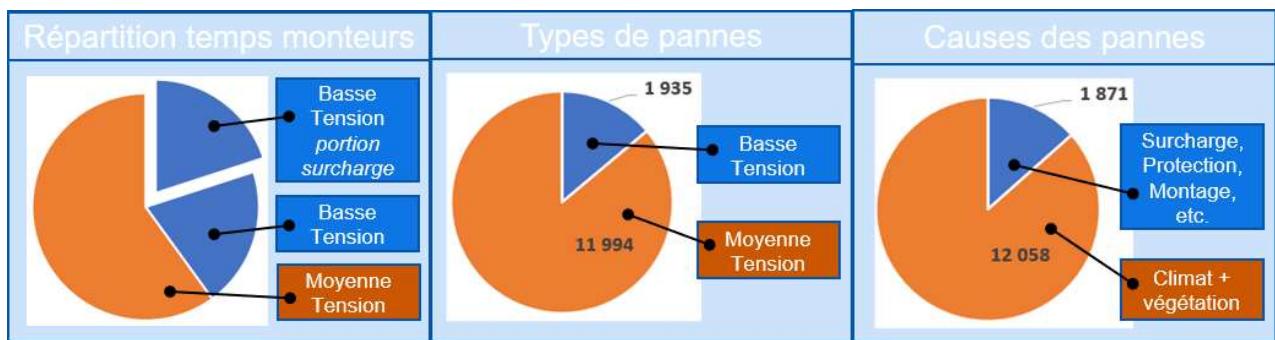


Figure 10: Répartition temps monteurs et pannes

# Analyse PURS

## Décembre 2022

### 3) Graphiques et extractions de données : sorties matérielles

Étiquettes de lignes ↴	100	167	50	75	25	Total général
2022-12-23 00:00	8	5	3	2		18
2022-12-24 00:00	3		6	1	6	16
2022-12-25 00:00	4		8	3	1	16
2022-12-26 00:00	11	4	19	4	22	60
2022-12-27 00:00	19	8	24	9	27	87
2022-12-28 00:00	20	1	35	4	36	96
2022-12-29 00:00	38	6	17	2	28	91
2022-12-30 00:00	28	9	33	3	18	91
<b>Total général</b>	<b>131</b>	<b>33</b>	<b>145</b>	<b>26</b>	<b>140</b>	<b>475</b>

Figure 11: Sorties transformateurs : tableau

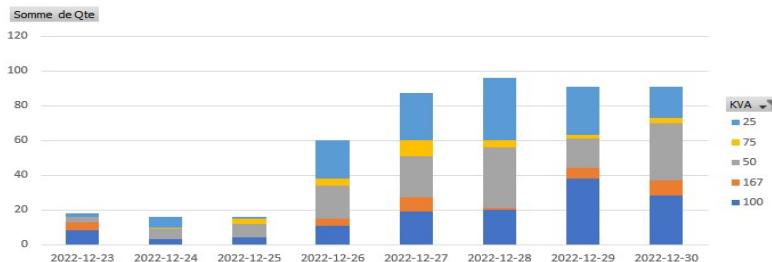


Figure 12: Sorties transformateurs : Graphique

Somme de Qte	Étiquettes de lignes ↴	Total général
2022-12-24 00:00		40
2022-12-25 00:00		15
2022-12-26 00:00		2
2022-12-27 00:00		133
2022-12-28 00:00		59
2022-12-29 00:00		70
2022-12-30 00:00		17
2022-12-31 00:00		8
<b>Total général</b>		<b>344</b>

Figure 13: Sorties Poteaux

	LAV	SEI	ORL	Total #	Total %
<b>HQ</b>	45	63	100	208	60%
<b>Tiers</b>	54	26	56	136	40%
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>89</b>	<b>156</b>	<b>344</b>	<b>100%</b>

Figure 14: Répartition Poteaux

## Analyse PURS

### Décembre 2022

#### 4) Graphiques et extractions de données : surcharge basse tension

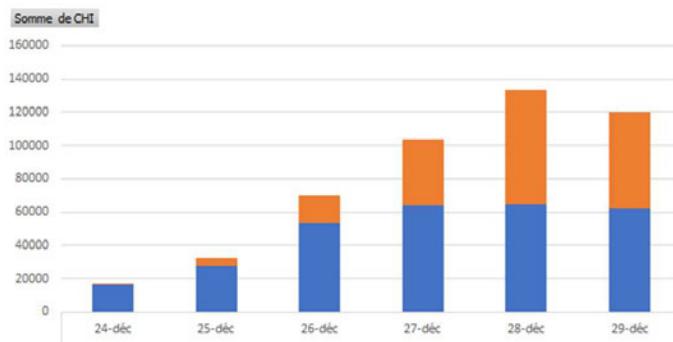


Figure 15: CHI BT en fonction de la date

- CHI BT (clients heures interrompus pour la portion basse tension) vécu par les clients en fonction de la date de rétablissement finale.

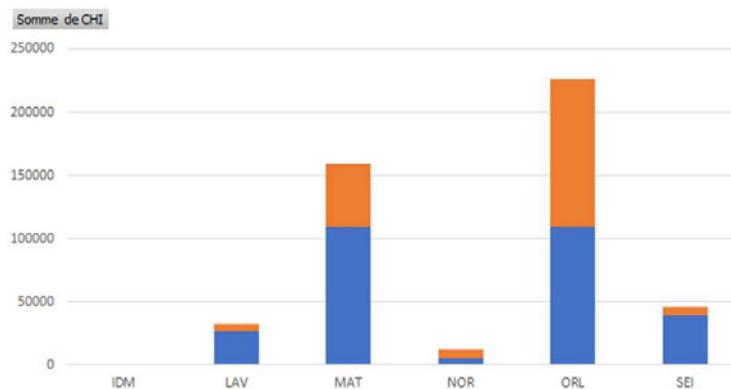


Figure 16: Proportion de cas avec surcharge BT vs CHI

- CHI vécu par les clients par CED.
  - Les CED les plus touchés ont été Orléans et Matapédia, ce ne sont pas les CED généralement les plus touchés par les PURS.
  - Les événements climatiques causant de longues pannes sont plus fréquents aux CED LAV et SEI, ce qui nous permet de découvrir lentement mais sûrement les problématiques de surcharge par des pannes.
  - Les transformateurs surchargés ne vivant pas de reprise en charge en hiver sont des défaillances cachées qui s'expriment lors d'événements comme ceux-ci.

## Analyse PURS

### Décembre 2022

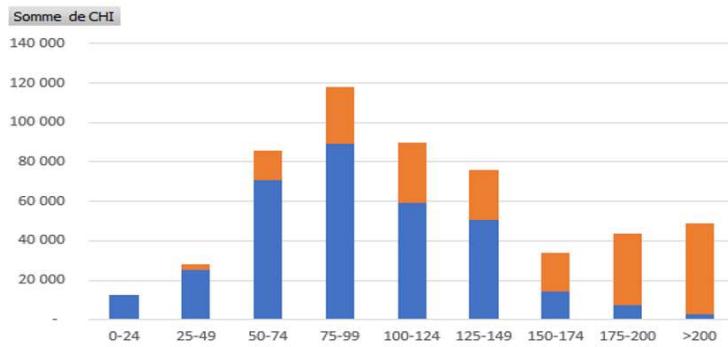


Figure 17: Proportion de cas avec surcharge BT vs CHI

- Ce graphique représente la quantité de CHI des pannes BT en fonction de l'évaluation de charge associé aux transformateurs. L'axe des abscisses représente la charge (%) des transformateurs selon nos données dans le SIG.
- Les couleurs assignées sont associées à une évaluation de la surcharge sur le système BT
  - Orange : Réseaux BT identifiés comme cas problématiques de remise en charge
  - Bleu : Réseau BT sans signe apparent de problématiques

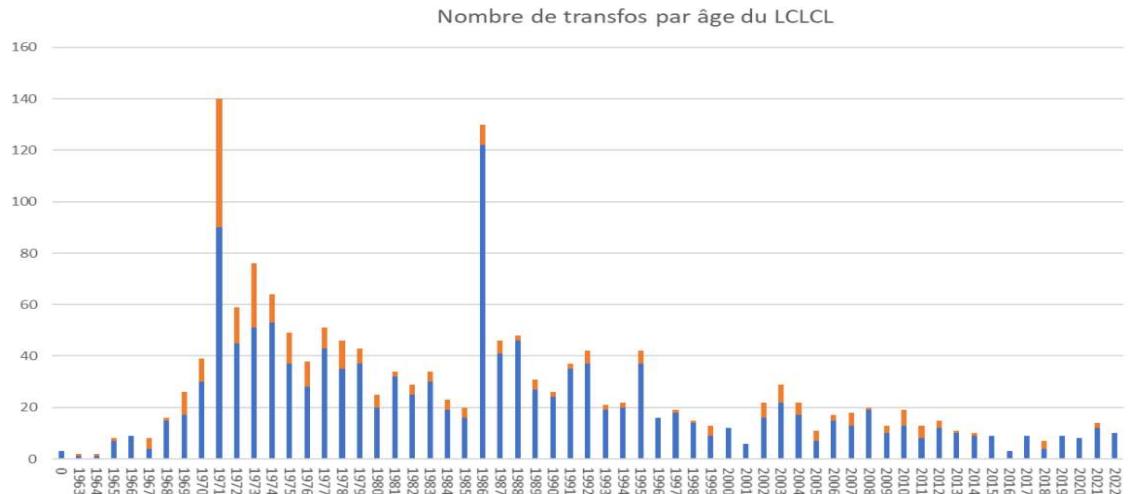


Figure 18: Pannes BT vs date de création du LCLCL

- Nombre de transformateurs affectés en fonction de la date de création de leur adresse électrique
  - Orange : Transformateurs identifiés comme cas problématique de remise en charge
  - Bleu : Transformateurs sans signe apparent de problématiques
- Ce graphique nous montre que les problématiques de surcharge sont présentes sur des transformateurs en majorité installés avant 1980 dont la charge a augmenté lentement pour devenir problématique aujourd'hui.

Analyse PURS  
Décembre 2022

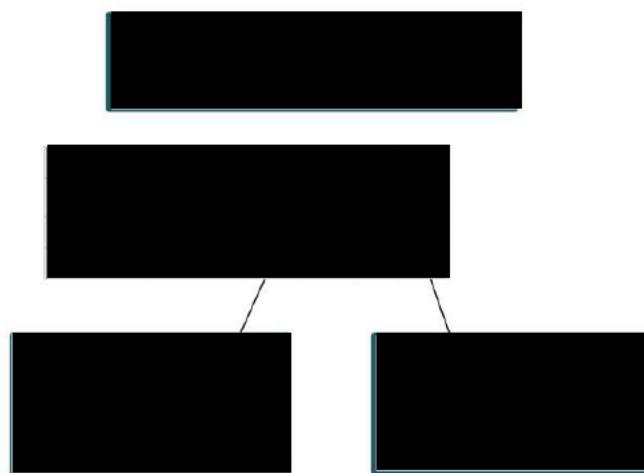


Figure 19: CHI BT : environ 40% évitables



## Analyse PURS

### Décembre 2022

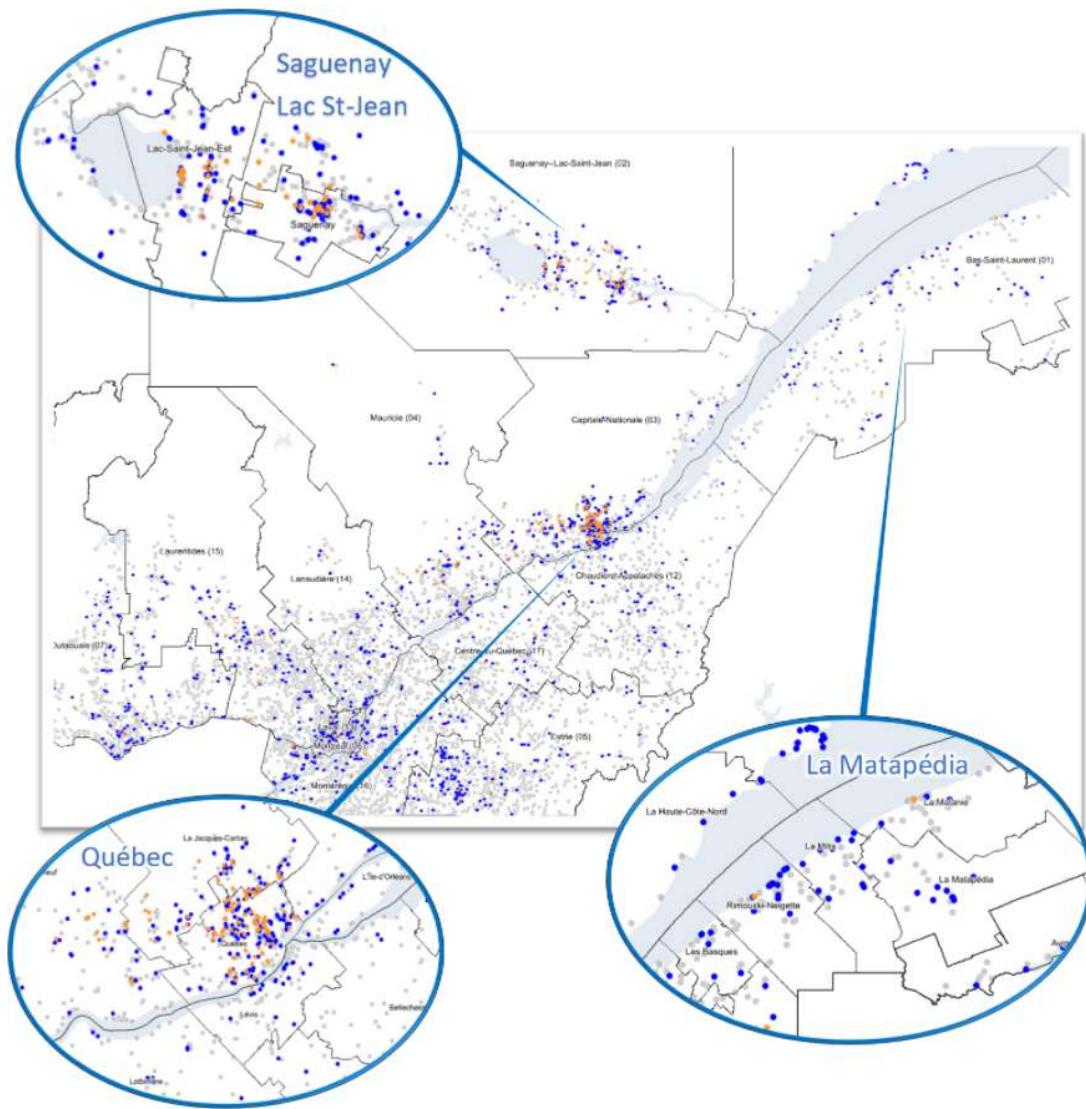


Figure 20: Distribution géographique des transformateurs

- Répartition des transformateurs
  - Gris = Transfo [REDACTED] selon Octave (pointe 12 mois diversifiée)
  - Bleu = Transfo avec panne sans identification de surcharge
  - Orange = Transfo avec panne et identification de surcharge
- Nous constatons des cas de surcharges regroupés à Québec et Saguenay/Lac-Saint-Jean (CED ORL et MAT respectivement).

## Analyse PURS

### Décembre 2022

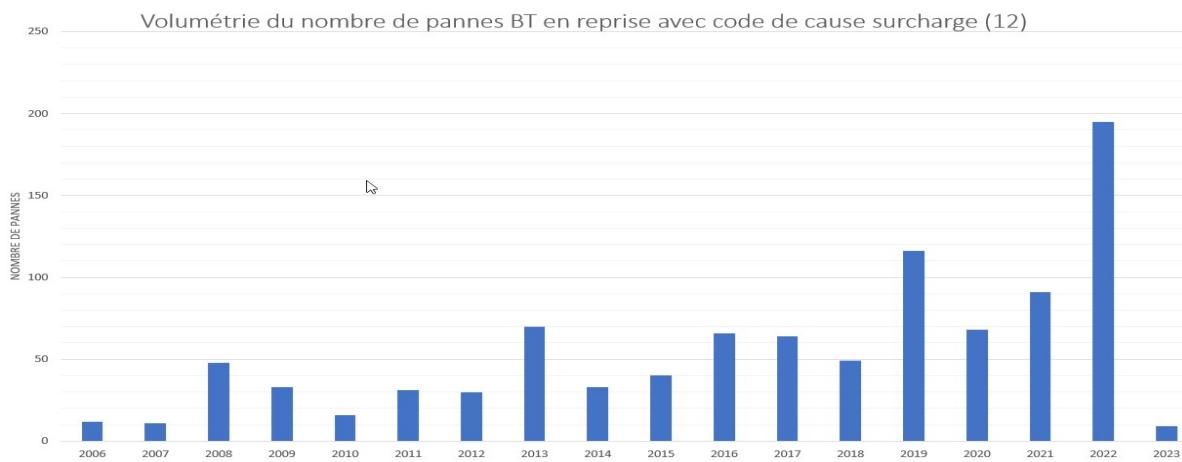


Figure 21: Volumétrie du nombre de pannes BT en reprise avec code de cause surcharge

- Ce graphique représente l'évolution des pannes de surcharge (code 12) à la suite d'une reprise en charge.
- [REDACTED]

Notes :

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- La précision du calcul est meilleure sur les gros transformateurs avec plusieurs clients avec des profils de charge variés.

Analyse PURS  
Décembre 2022

**5) Annexes**

	<b>Total</b>
Métiers-lignes HQD	20 281 000
Métiers-lignes HQT	1 714 000
Dépenses de personnel (Distribution & Transport)	563 000
Utilités externes (monteurs hors HQ)	3 498 000
Végétation	8 007 000
Plantage - contrats HQ	2 381 000
Entrepreneurs externes (contrats HQ)	1 473 000
Signalisation	607 000
Environnement (déversements)	200 000
Stocks	2 557 000
Autres que métiers-lignes (CED, préparateurs, autres bureau)	4 000 000
	<b>45 281 000</b>
Facturation interne et imputations spécifiques	2 039 000
	<b>47 320 000</b>
<i>Ajustement Métiers-Lignes (Feuilles de temps enreg.)</i>	<i><b>6 618 018</b></i>
	<b>53 938 018</b>

Figure 22: Répartition des coûts (préliminaire)