



# **PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE [IMA]**

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 septembre 2025

# PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

## Contexte

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) continue de tirer parti des progrès technologiques qui amélioreront sa capacité à répondre aux attentes changeantes des clients, à faire face aux changements climatiques, à moderniser le réseau et à se concentrer sur l'amélioration continue des processus. Les nouvelles technologies, comme l'infrastructure de mesure avancée (IMA), permettront à Énergie NB d'améliorer son service aux clients et de les aider à mieux comprendre leur consommation d'électricité et à utiliser l'énergie plus judicieusement. L'IMA aidera Énergie NB à mieux gérer la demande croissante du réseau électrique à l'avenir, tout en préparant le terrain pour une vaste gamme de nouveaux avantages pour les clients.

L'IMA est essentielle à la construction d'un réseau moderne et fait appel à trois technologies clés :

1. Compteurs avancés
2. Système d'administration
3. Système de gestion des données des compteurs

Ces trois technologies d'IMA, combinées au réseau de communication connexe, constituent des éléments essentiels du programme global de modernisation du réseau d'Énergie NB.

Les nombreux avantages de l'IMA comprennent la fourniture d'outils et de programmes permettant aux clients de mieux gérer leur consommation et leurs coûts d'électricité, ainsi que la mise en place de nouveaux programmes et services axés sur les clients. Dans le cadre des activités quotidiennes d'Énergie NB, l'IMA augmentera également l'efficacité de la collecte des données des compteurs, de la facturation et des services de branchement et de débranchement. Le rétablissement du courant sera amélioré grâce au signalement plus rapide des pannes, ce qui pourrait réduire le temps de réponse.

Énergie NB a déposé une demande d'IMA auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB) le 1<sup>er</sup> août 2019, et l'instance a été entendue par la CESPNB du 13 au 22 janvier 2020. À la suite d'un report ordonné et exigé par la CESPNB en raison de la pandémie de la COVID-19, la CESPNB a approuvé la demande de projet d'immobilisations de l'IMA d'Énergie NB le 4 septembre 2020 et le travail est en cours avec l'équipe du projet et les fournisseurs tiers.

Dans le cadre de sa décision, la CESPNB a demandé à Énergie NB « de présenter des paramètres pour suivre le déroulement du projet dans sa prochaine demande générale de tarifs. Cela devrait

comprendre des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés. La proposition doit également comprendre un calendrier de rapports et d'examens, ainsi qu'un plan de communication pour les parties prenantes et les contribuables. »

Énergie NB a proposé un format de rapport en réponse à cette directive. Le format a été examiné et approuvé par la CESPNO le 27 mai 2021 sur une base préliminaire et selon des conditions spécifiques. Ce rapport est conforme au format et aux conditions selon lesquelles Énergie NB doit soumettre chaque trimestre une version électronique de ce rapport à la CESPNO, et le diffuser sur [www.energienb.com](http://www.energienb.com) dans les deux langues officielles pour l'accès public.

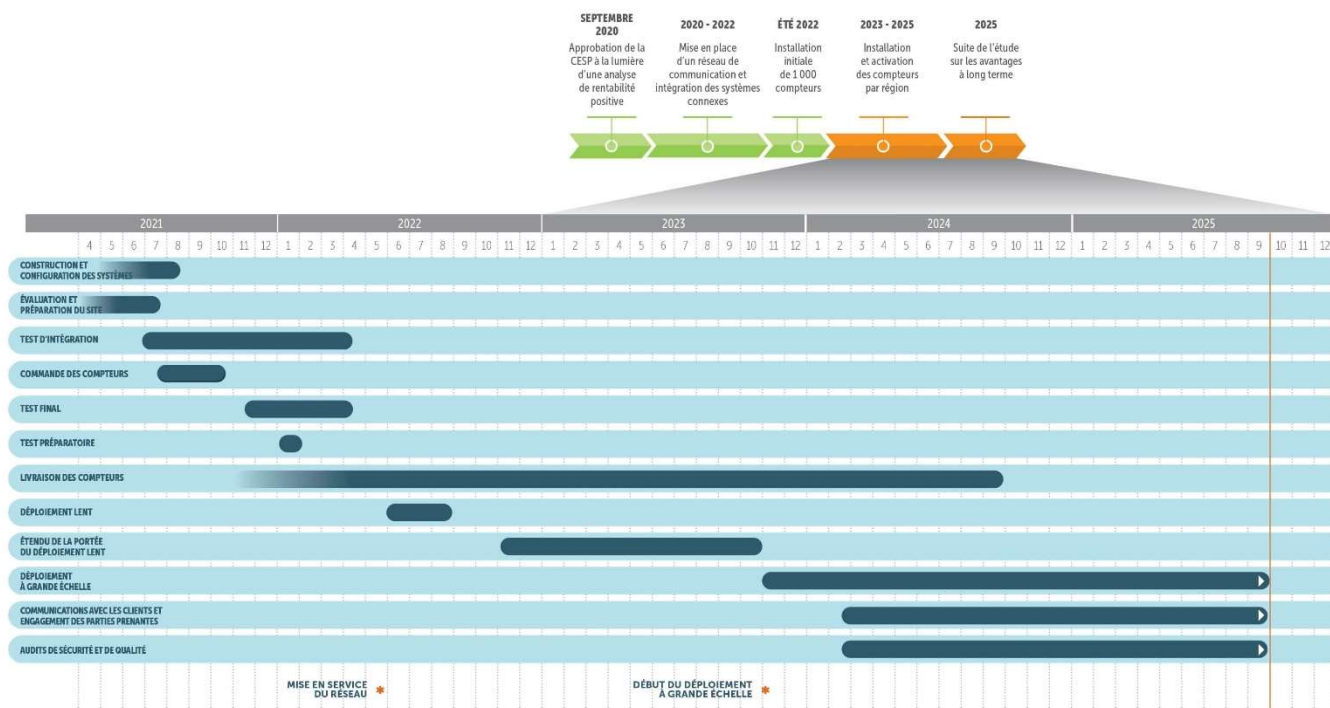
## Objectif

Le présent rapport a pour but de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNO sur l'état d'avancement du projet de l'IMA. Cela comprend des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNO dans le cadre de l'instance 452. Des mises à jour sur l'engagement des clients et les risques liés au projet sont également présentés dans ce rapport.

Le projet d'IMA d'Énergie NB fait appel à plusieurs fournisseurs clés pour réaliser les divers aspects du projet; les responsables du projet d'Énergie NB assurent la surveillance de l'ensemble du projet. Les principaux vendeurs et leurs contributions sont les suivants :

- **Utegration** : intégrateur de systèmes d'expérience assurant la surveillance technique des multiples éléments exigeant des interfaces avec le système de gestion des actifs de l'entreprise SAP d'Énergie NB et les systèmes liés à l'IMA
- **Itron** : compteurs et système d'administration
- **Siemens EnergyIP** : Système de gestion des données des compteurs
- **Olameter** : déploiement de nouveaux compteurs dans toute la province

# Calendrier du projet



## Résumé des résultats du trimestre se terminant le 30 septembre 2025

- Environ 326 159 compteurs (84 pour cent) ont été remplacés par des compteurs de l'IMA.
- Le déploiement des compteurs de la zone 1 (à Fredericton, à Grand-Sault, à St Stephen et à Woodstock) est achevé à 95 pour cent.
- Les activités d'atténuation du réseau dans les zones 1 et 2 sont en cours. L'installation de matériel de réseau se poursuit afin d'améliorer la cohérence des communications des données des compteurs. Des solutions sont en cours de mise en œuvre, l'achèvement de cette activité étant prévu pour l'exercice 2027.
- À l'échelle provinciale, la connectivité des relevés à distance est en moyenne supérieure à 90 pour cent, ce qui se traduit par une réduction des relevés manuels de compteurs et des déplacements de camions pour les reconnections et les déconnections. Les gains d'efficacité s'amélioreront au fur et à mesure que le déploiement de masse se poursuivra.
- Il y a eu en moyenne 202 000 connexions au site Web par mois au cours de ce trimestre, soit une augmentation de 28 pour cent par rapport à la moyenne de 158 000 connexions par mois au cours du même trimestre de l'année dernière.

**Note** : La connexion d'un client n'indique pas nécessairement qu'il s'intéresse au graphique d'utilisation ; cependant, le graphique est affiché sur la page d'accueil par défaut lorsque le client se connecte.

- Le déploiement des compteurs de la zone 2 (à Moncton, à Rothesay, à Sussex, à

Bouctouche, à Shediac, à Sackville) est terminé à 89 pour cent.

- Le déploiement des compteurs de la zone 3 (à Miramichi, à Bathurst, à Tracadie, à Eel River) est terminé à 56 pour cent.
- Énergie NB a prévu que 0,75 pour cent des installations de compteurs exigeraient la réparation du socle du compteur. La tendance est de 0,69 pour cent.
- L'équipe de projet surveille continuellement les défis internes ou externes qui pourraient avoir un effet sur le calendrier ou le budget du projet, et s'assure que des plans d'atténuation sont en place.

## Résultats financiers

L'analyse de rentabilité détaillait la valeur actuelle nette des coûts et des avantages de l'IMA sur le cycle de vie. Énergie NB fera rapport sur les coûts du projet de l'IMA présentés dans la preuve de l'instance 452, tableau 2.3.1, lignes 4 à 8. Les coûts irrécupérables jusqu'à la fin de l'exercice financier 2018-2019 ne sont pas compris, car ils n'ont pas été calculés dans les coûts de l'analyse de rentabilité ou du tableau 3.2. Le tableau 2.3.1 a été reformulé ci-dessous pour répartir les coûts dans les catégories présentées dans le tableau 3.2 de la preuve de l'instance 452. Cela comprend tous les coûts encourus au cours de l'exercice 2019-2020 jusqu'à l'achèvement de la mise en place de l'IMA à l'échelle du réseau.

Le tableau ci-dessous représente les coûts du projet encourus à ce jour.

Coûts	Données réelles à ce jour (en millions de \$)	Coûts du projet de l'IMA (prévus au budget) (en millions de \$)	Total (%)
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	51,9 \$	53,3 \$	97,3 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	3,0	5,9	51,5 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	2,3	2,9	79,0 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	9,5	11,5	82,5 %
3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	7,1	8,8	80,2 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA	13,0	8,0	163,0 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	3,7	3,5	106,6 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	4,4	3,1	141,4 %
3.2.9 Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts d'exploitation	1,7	0,3	675,2 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	81,7 %
<b>Total</b>	<b>96,6 \$</b>	<b>97,2 \$</b>	<b>99,3 %</b>

Note au lecteur : Les tableaux financiers reflètent les différences dues à l'arrondissement.

## Explication de l'écart :

- 3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA : la majeure partie de ces dépenses à ce jour est liée à l'installation du matériel de réseau et 326 159 compteurs. Le budget restant est lié au coût des compteurs.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs : les dépenses de cette catégorie sont liées aux coûts d'installation des compteurs et se poursuivront jusqu'à la fin de la période de déploiement.
- 3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB : les travaux de cette catégorie sont liés à l'intégration des systèmes, plus précisément au contrat avec Utegration. Cette partie du projet est terminée.
- 3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA : comprend les travaux de mise en œuvre des coûts en immobilisations de la gestion des données ainsi que le budget de l'équipe de projet pour la durée du projet. Cette catégorie de coûts était presque entièrement épuisée à la fin du mois de décembre 2022. Sur le budget de huit (8) millions de dollars de cette catégorie de coûts, 2,3 millions de dollars (comprenant les coûts imprévus) étaient réservés au contrat de la gestion des données du compteur qui n'avait pas été signé au moment de la préparation de l'analyse de rentabilité. La valeur finale du contrat était de 2,8 millions de dollars, ce qui a entraîné un dépassement du budget de 0,5 million de dollars dès le départ. La gestion des données du compteur a été mise en œuvre dans les limites du montant du contrat. Les 5,7 millions de dollars budgétés pour l'équipe de projet ont été entièrement épuisés et il reste trois (3) mois de déploiement des compteurs dans le calendrier du projet. Deux des principaux facteurs de l'augmentation des coûts de l'équipe de projet ont été : le retard initial dans le démarrage du déploiement en grande échelle des compteurs et le recours à des services extérieurs pour des membres clés de l'équipe de projet qui n'avaient pas été prévus lors de la préparation de l'analyse de rentabilisation. Il n'y a pas de possibilité d'atténuer ces coûts à l'heure actuelle.
- 3.2.7 Exploitation du CIS/WFM/ESB : la mise en œuvre du portail client entre dans cette catégorie de coûts. Lors de l'élaboration de l'analyse de rentabilité de l'IMA, il a été supposé qu'Énergie NB travaillerait avec le fournisseur sous contrat qui hébergeait le portail pour le rapport sur l'énergie résidentielle afin d'offrir également le portail de l'IMA et le programme d'alerte de factures élevées. Lorsque le travail a commencé sur le portail de l'IMA, les règles d'approvisionnement ont exigé qu'Énergie NB émette une demande de propositions pour le service. Il en a résulté des coûts de mise en œuvre nettement plus élevés ainsi que des coûts d'hébergement annuels supérieurs de 1,2 million de dollars à ce qui avait été budgétisé. Bien que les coûts soient plus élevés, le portail permet aux clients d'accéder à leurs renseignements sur la consommation et de recevoir des alertes de consommation élevée qui leur permettront de mieux gérer leur consommation d'énergie et de réduire leurs factures. Énergie NB n'a aucune possibilité d'atténuer les coûts supplémentaires liés au portail. Note. Customer Information System (CIS),

Workforce Management System (WFM), Enterprise Service Bus (ESB)

- 3.2.8 Les services d'entreprise et autres coûts en immobilisations ont tendance à être plus élevés à ce jour que ce qui était prévu dans le budget en raison des retards dans le projet qui ont entraîné une augmentation des intérêts et des frais généraux. Énergie NB prévoit un dépassement de budget de 2,2 millions de dollars pour cette catégorie de coûts, sans possibilité de les réduire.
- 3.2.10 Les services d'entreprise et autres services d'exploitation ont tendance à être plus élevés à ce jour que ce qui était prévu dans le budget en raison d'une augmentation imprévue du prix des matériaux autres que les compteurs, comme les bagues et les joints d'étanchéité.

Toutes les autres dépenses du projet sont conformes au calendrier et correspondent aux travaux prévus. Énergie NB continue de surveiller de près les dépenses prévues et travaille avec les fournisseurs pour atténuer les pressions sur les coûts dans la mesure du possible.



# Calendrier des projets de l'exercice financier

## Mise à jour

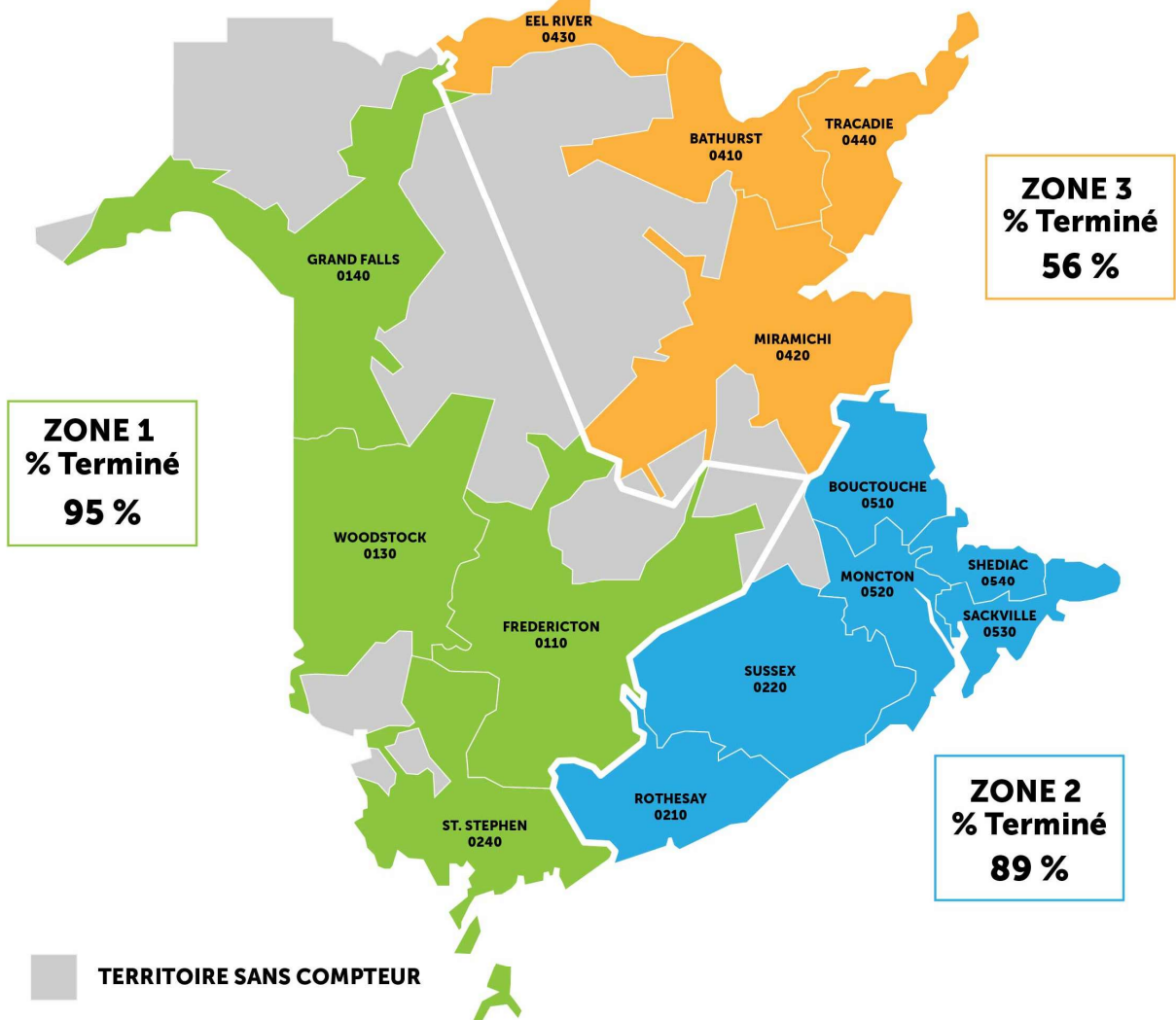
- Le déploiement des compteurs à grande échelle s'est poursuivi dans la zone 1 et est achevé à 95 pour cent (districts de Fredericton, de Grand-Sault, de Woodstock et de St. Stephen).
- Le déploiement des compteurs à grande échelle s'est poursuivi dans la zone 2 et est achevé à 89 pour cent (à Rothesay, à Sussex, à Moncton, à Sackville, à Shediac et à Bouctouche).
- Le déploiement des compteurs à grande échelle a commencé dans la zone 3 et est achevé à 56 pour cent (à Miramichi, à Bathurst, à Tracadie et à Eel River).
- Environ 326 159 compteurs de l'IMA ont été déployés.
- Les installations de compteurs de la zone 1 et la zone 2 sont maintenant dans une phase de « nettoyage » - axée sur les installations qui n'ont pas été simples et qui ont nécessité un suivi (exemples : problèmes d'accès, reprogrammation par le client, réparations nécessaires, etc.) Ce travail, y compris le nettoyage de la zone 3, se poursuivra jusqu'à la fin de l'exercice financier.

## Déploiement des compteurs

- Dans le cadre du déploiement des mises à niveau des compteurs à transformateur triphasé, Énergie NB a installé 5 295 compteurs sur un total d'environ 5 987. Ces mises à niveau sont effectuées séparément du déploiement à grande échelle en raison de la complexité de l'installation. Des circonstances particulières, telles que des compteurs capables de produire des impulsions, des clients effectuant des recherches de charge, des compteurs triphasés pour transformateurs des Premières Nations, nécessiteront une coordination unique. Certaines installations peuvent se dérouler au-delà du calendrier de déploiement de masse.
- Énergie NB a reçu tous les compteurs prévus dans son plan de livraison initial (~350 000 compteurs de l'IMA).
- Énergie NB fournit, possède et entretient le compteur électrique. Le boîtier du compteur appartient au propriétaire de la maison ou de l'entreprise, et en général, il lui incombe de le réparer ou de le remplacer si le boîtier est en mauvais état. Dans le cadre du déploiement des compteurs intelligents à l'échelle de la province, Énergie NB couvre le coût des réparations des boîtiers de compteurs. Énergie NB couvre le coût des réparations des socles de compteurs. Énergie NB a prévu que 0,75 pour cent des installations de compteurs entraîneraient une réparation du socle du compteur. À ce jour, 1 897 réparations ont été effectuées sur le socle du compteur (0,69 pour cent). 165 réparations de socles de compteurs ont été reçues au cours du trimestre écoulé. Après l'installation des compteurs intelligents, les clients seront responsables de leur propre socle de compteur, comme ils l'étaient avant la mise à niveau des compteurs intelligents.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents pour les clients d'Énergie NB a commencé le 1<sup>er</sup> novembre 2023 avec la zone 1 (voir la carte ci-dessous) et doit se terminer dans une période de 24 mois (à l'exclusion du nettoyage).
- Installations de l'IMA par zone

# Mises à niveau des compteurs AMI

Progression de l'achèvement du secteur (zone)



## Participation des intervenants

La stratégie de communication et d'engagement des clients comprend quatre phases, comme l'illustre le schéma ci-dessous.



## Mise à jour

- Énergie NB continue de suivre le processus d'avis établi, en communiquant avec les clients pour les informer d'installations à venir.
- Au dernier trimestre, toutes les séances d'information publique prévues étaient terminées.
- L'engagement des Premières Nations s'est poursuivi, avec des séances dans les communautés de Metepenagiag et de Natoaganeg.
- Des sondages réguliers sont menés auprès des clients qui reçoivent des compteurs. Les résultats globaux de septembre 2025 ont révélé que :
  - 89 pour cent des personnes interrogées se disent neutres ou satisfaites de l'expérience globale de la mise à niveau du compteur ;
  - 73 pour cent se souviennent d'avoir reçu des renseignements avant la mise à niveau du compteur ; et
  - 83 pour cent ont déclaré que les renseignements reçus les avaient aidés à se préparer à ce qui les attendait.
- Au 30 septembre 2025, 17 408 clients (5,1 pour cent de toutes les tentatives d'installation de compteurs, 4,5 pour cent de l'ensemble des compteurs) ont demandé à être placés sur la liste de « Ne pas installer».
  - Les demandes « ne pas installer » sont restés en baisse au cours du trimestre précédent par rapport aux mois d'hiver. Un plan de récupération des clients non inscrits est en cours d'élaboration afin d'encourager les clients à se réinscrire.
- À l'interne, l'équipe du projet IMA continue de partager régulièrement des renseignements avec les employés qui travaillent dans les secteurs de l'entreprise touchés par l'IMA. Les

responsables du projet ont rencontré le personnel de terrain tous les mois pour leur faire part des progrès accomplis et répondre à leurs questions.

- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 4259 visites, soit une baisse de 49.5 pour cent par rapport au trimestre précédent.

## Risques

Le cadre et le processus de gestion du risque de l'entreprise d'Énergie NB adoptent une vision stratégique du risque dans tous les aspects de la gestion de l'entreprise et sont appliqués de façon uniforme au niveau de la stratégie, des entités commerciales, des programmes et des projets. Énergie NB gère les risques, dans les limites de sa tolérance au risque, de manière cohérente et complète grâce à un processus continu, proactif et dynamique qui identifie, comprend, gère et communique les risques qui peuvent avoir un effet sur les objectifs stratégiques d'Énergie NB.

Les risques suivants ont été identifiés comme des éléments spécifiques à la réussite de l'ensemble du projet de l'IMA et sont surveillés et rapportés mensuellement au comité de surveillance de la direction pour la gestion du portefeuille stratégique qui comprend la haute direction d'Énergie NB, y compris les membres de l'équipe de direction.

#	Risque		Activité d'atténuation
1	<p><b>La perception par le public de l'augmentation des factures liée à l'IMA incite les clients à renoncer à la participation.</b></p> <p>Il existe un risque d'augmentation du nombre de clients qui choisissent de ne pas installer un compteur intelligent de l'IMA, en raison de la perception que les compteurs intelligents entraînent des factures plus élevées, ce qui pourrait retarder la réalisation des avantages commerciaux.</p>	<p>J</p> <p>↔</p>	<p>La direction du projet travaillera avec les responsables de la réglementation d'Énergie NB afin d'affermir la structure des frais de retrait et de préparer le dépôt et l'approbation.</p> <p>La direction du projet collabore avec l'équipe des communications pour faire avancer la campagne sur le choix du compteur.</p>

2	Précision du calendrier	J ↔	L'équipe et le bureau de gestion du projet continuent d'examiner et de mettre à jour toutes les activités du calendrier du projet. Le résultat final de cette activité est un rapprochement de la portée et du budget afin d'assurer l'alignement sur le calendrier. Énergie NB prévoit un retard dans l'installation des compteurs en raison d'un taux de non-participation plus élevé que prévu. Les défis liés à l'atténuation du réseau retarderont l'achèvement de cette activité de projet.
---	-------------------------	--------	--

Légende des résultats de l'indicateur de risque		
Vert	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est faible. Les problèmes qui sont survenus ou pourraient survenir sont considérés comme pouvant être gérés dans le cours normal des activités d'exploitation.	≥ 59 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints.
Jaune	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est moyen. Des problèmes sont apparus ou restent présents et nécessitent une attention particulière.	≥ 60 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints
Orange	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise sont élevés. Il existe des problèmes graves qui nécessitent une attention particulière de la part de la direction.	≥ 75 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints
Rouge	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est très élevé ou critique. Il existe des problèmes graves qui exigent une attention immédiate de la part de la direction.	≥ 85 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints

Légende de l'indicateur de tendance					
↑	Importance croissante	↔	Aucun changement	↓	Importance décroissante

## Mise à jour

- Les préoccupations concernant les activités susceptibles d'avoir un effet sur le calendrier ou le budget du projet continuent d'être transmises au fournisseur et au niveau de gestion appropriés.
- Les risques et les problèmes liés à la mise en œuvre sont identifiés et gérés chaque semaine par les membres de l'équipe de projet.
- Les plans d'action pour chacun des risques susmentionnés sont examinés et mis à jour chaque mois.

## Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESPNB dans la décision de l'instance 452. La majorité de ces avantages seront réalisés après le déploiement complet de l'IMA.

Les avantages sont présentés en valeur actuelle et en dollars réels afin d'établir une corrélation entre la valeur actuelle acceptée dans la décision et la valeur en dollars réels visée par Énergie NB pendant la durée de vie des compteurs de l'IMA.

Avantage	(Volume profit en millions \$)	Objectif (millions \$ reels)	Réel	% réalisé
Réduction des lectures manuelles des compteurs et des commandes de services des compteurs.	39,9	65,9		
Coûts évités du Service de compteurs Remplacements	22,0	35,4		
Système de réduction de la tension	16,2	25,7		
Pertes du réseau de distribution	15,0	25		
Avis de factures élevées	10,3	17,1		
Compteurs de recherche de charge	5,2	8,5		
Mesurage net	4,3	8,0		
Salaire du chef des services de compteurs	1,8	3,0	1,02	33,91 %
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Véhicules	1,8	2,8		
Efforts de rétablissement du courant [Gestion des équipes]	1,6	2,6		
Réduction des demandes de renseignements des clients	1,4	2,4	0,25	10,61 %
Coût évité d'un système portable	1,4	2,2		
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Surveillant	1,0	1,6	0,41	25,53 %
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de compteurs et de services	0,6	1,0		
<b>Total des avantages</b>	<b>122,4 \$</b>	<b>201,1 \$</b>		

## Mise à jour

Tous les avantages seront réalisés après le déploiement des compteurs intelligents, à l'exception des services de compteurs. Énergie NB a commencé à réaliser cet avantage au cours de l'exercice

financier 2020-2021, lorsque le poste a été supprimé.

Les clients ont la possibilité de personnaliser leurs alertes.

### **Avantages non quantifiés**

Les avantages non quantifiés seront mesurés et signalés au fur et à mesure de leur réalisation tout au long de la durée de vie des compteurs. Actuellement, il n'y a rien à signaler.



# PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE [IMA]

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 septembre 2025