PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 septembre 2026

PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Contexte

Énergie NB a déposé une demande d'IMA auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB) le 1er août 2019, et l'instance a été entendue par la CESPNB du 13 au 22 janvier 2020. La CESPNB a approuvé la demande de projet d'immobilisations de l'IMA d'Énergie NB le 4 septembre 2020 et les travaux se sont poursuivis avec l'équipe de projet et les fournisseurs tiers jusqu'à l'achèvement des activités de déploiement à grande échelle. La mise en œuvre du projet s'est poursuivie après son approbation par la CESPNB ; les activités de déploiement à grande échelle ont débuté en 2023 et se sont achevées à la fin de 2025.

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 CESPNB, et le diffuser sur www.energienb.com dans les deux langues officielles pour l'accès public.

Objectif

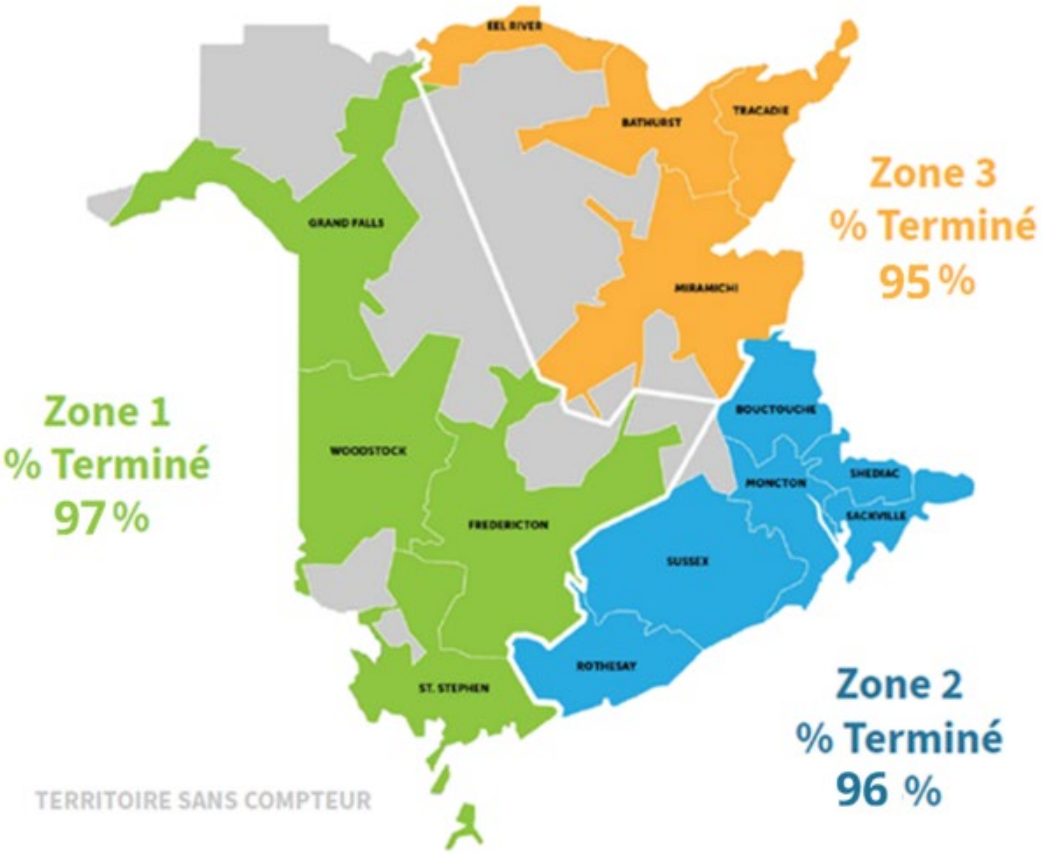
Le présent rapport a pour but de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNB sur l'état d'avancement du projet de l'IMA. Cela comprend notamment des mises à jour concernant les coûts du projet, l'avancement des activités opérationnelles restantes et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNB dans le cadre de l'instance 452 du 4 septembre 2020.

Le présent rapport, qui porte sur la période se terminant le 30 septembre 2026, met l'accent sur la concrétisation des avantages liés à l'IMA et sur les activités opérationnelles en cours. Ces activités opérationnelles comprennent les installations des compteurs renvoyés au service public1, les initiatives d'atténuation du réseau et la gestion du choix de compteur des clients. Ces travaux font suite à l'achèvement des activités de déploiement à grande échelle de l'IMA.

[1] Les compteurs renvoyés au service public sont des compteurs qui n'ont pas été installés pendant le déploiement à grande échelle en raison de contraintes liées au site, au client ou à des considérations techniques.

Résumé des résultats du trimestre se terminant le 30 septembre 2026

- Environ 378 994 compteurs de l'IMA (96 pour cent) ont été remplacés par des compteurs de l'IMA.
- Les activités d'amélioration du réseau dans les zones 1, 2 et 3 se poursuivent. L'installation de matériel réseau se poursuit afin d'améliorer la cohérence des communications de données des compteurs. Ces travaux n'ont pu être pleinement évalués qu'une fois les compteurs installés, car ceux-ci permettent d'identifier les lacunes de couverture et les problèmes de rendement qui doivent être corrigés. Des solutions sont mises en œuvre, avec un calendrier prévisionnel prévoyant l'achèvement de cette activité au cours de l'exercice 2026-2027.
- Au niveau provincial, le taux de connectivité pour la lecture à distance est en moyenne supérieur à 95 pour cent, ce qui se traduit par une réduction des relevés manuels et des interventions sur site pour les reconnexions et les déconnexions. Ces gains d'efficacité continueront de s'améliorer à mesure que les mesures d'atténuation du réseau progresseront.
- Dans le cadre du déploiement des mises à niveau des compteurs adaptés aux transformateurs triphasés, Énergie NB a installé 5 880 compteurs sur un total d'environ 6 271. Ces mises à niveau sont réalisées séparément du déploiement à grande échelle en raison de la complexité de l'installation, qui nécessite une coordination particulière. La portée des travaux restants est en cours de réévaluation afin de tenir compte des emplacements qui pourraient nécessiter des solutions de comptage de rechange en raison d'exigences techniques propres aux clients qui ne sont pas compatibles avec le déploiement standard des compteurs de l'IMA.
- Une campagne de choix de compteur a été lancée le 15 juin afin d'encourager les clients qui ont choisi de ne pas recevoir de compteur de l'IMA à reconsidérer leur décision. Au 30 septembre 2026, 2 674 clients avaient choisi de recevoir un compteur de l'IMA.


EEL RIVER
BATHURST
TRACADIE
GRAND FALLS
MIRAMICHI
BOUCTOUCHE
WOODSTOCK
MONCTON
SHEDIAC
SACKVILLE
FREDERICTON
SUSSEX
ROTHESAY
ST. STEPHEN
Zone 3
% Terminé
95 %
Zone 1
% Terminé
97 %
Zone 2
% Terminé
96 %
TERRITOIRE SANS COMPTEUR

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	58,3 $	53,3 $	109,4 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	3,4	5,9	58,5 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données (achevé)	2,3	2,9	79,0 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs (achevé)	10,3	11,5	90,0 %
3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB (achevé)	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	13,9	8,0	175,1 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	3,8	3,5	109,0 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	4,5	3,1	144,8 %
3.2.9 Taxe sur les services publics (achevé)	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts d'exploitation	1,6	0,3	629,1 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires (achevé)	0,1	0,1	81,7 %
Total	105,3 $	97,2 $	108,3 %

Note au lecteur : Les tableaux financiers reflètent les différences dues à l'arrondissement.
Les lignes indiquées comme terminées sont définitives et ne feront l'objet d'aucune autre modification.

Explication de l’écart :

- 3.2.1 Coûts en immobilisations de l’IMA : la majeure partie de ces dépenses est liée à l’installation du matériel de réseau et 378 994 compteurs. La majeure partie des dépenses dans cette catégorie a été engagée. Les travaux restants comprennent les mesures d’atténuation du réseau en vue de l’acceptation par secteur et les installations restantes de compteurs qui avaient été renvoyés au service public pendant le déploiement à grande échelle.
- 3.2.2 Coûts d’exploitation de l'IMA : les réparations des socles de compteurs et les coûts initiaux liés au logiciel du système central de gestion (HES) sont inclus dans cette catégorie. Veuillez noter que les réparations des socles de compteurs liées au déploiement à grande échelle sont terminées; toutefois, certaines réparations de socles de compteurs se poursuivront dans le cadre des installations restantes de compteurs.
- 3.2.3 Coûts d’exploitation du système de gestion des données de comptage[2]– cette catégorie comprend les coûts liés aux frais d'exploitation annuels du système de gestion des données de comptage. Les dépenses relatives à cette catégorie sont terminées.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l’installation des compteurs : les dépenses de cette catégorie sont liées aux coûts d’installation des compteurs pendant le déploiement à grande échelle. Les dépenses dans cette catégorie sont désormais toutes engagées.
- 3.2.5 Coûts d’immobilisations du SIC/GMO/ESB[3] : 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. 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

[2] Gestion des données de comptage (MDM)

[3] Système d’information à la clientèle (CIS), système de gestion de la main-d’œuvre (WFM), bus de services d’entreprise (ESB)

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. Les coûts restants dans cette catégorie sont liés aux communications continues sur le choix de compteur, qui visent à souligner les avantages des compteurs intelligents et à encourager les clients qui avaient auparavant choisi de ne pas recevoir un compteur intelligent à faire le changement.

- 3.2.8 Les services d'entreprise et autres coûts en immobilisations sont plus élevés à ce jour que ce qui était prévu dans le budget en raison des retards dans le projet qui étaient indépendants de la volonté d'Énergie NB, lesquels ont entraîné une augmentation des intérêts et des frais généraux. Énergie NB prévoit un dépassement de budget de 1,5 million de dollars pour cette catégorie de coûts, sans possibilité de les réduire.
- 3.2.10 Les services d'entreprise et autres services d'exploitation sont plus élevés 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.

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	Travaux liés aux compteurs renvoyés – achèvement des installations complexes des compteurs	**J** ↓	Il existe un risque que le volume et la complexité plus élevés que prévu des installations des compteurs renvoyés au service public prolongent les échéanciers d'achèvement, ce qui pourrait avoir une incidence sur le nombre d'installations de compteurs requises pour les mesures d'atténuation du réseau. Une approche d'atténuation a été établie afin de gérer ce risque par la transition des activités restantes vers la phase suivant le déploiement à grande échelle de l'IMA, avec une surveillance définie et des rapports continus. Cette approche comprend un plan de travail pour les compteurs renvoyés au service public, avec un ordre de priorité établi, des besoins en ressources confirmés, ainsi que l'intégration des progrès liés aux compteurs renvoyés au service public et de l'état des mesures d'atténuation du réseau dans les rapports opérationnels réguliers.
2	Retards liés aux mesures visant à améliorer le réseau IMA et à la mise en service par zone	**J** ↔	Il existe un risque que la pleine réalisation des avantages attendus de l'IMA soit retardée en raison de limites techniques ayant une incidence sur l'optimisation du réseau, la stabilité et l'acceptation par secteur. Une mise à niveau du réseau a été désignée comme solution technique proposée; elle permettra d'effectuer à distance les mises à niveau du micrologiciel des compteurs déployés et favorisera l'amélioration du rendement du réseau. La mise en œuvre de cette mise à niveau est actuellement prévue à la fin de l'exercice 2026-2027. Entre-temps, l'équipe continue d'installer des dispositifs réseau, le cas échéant, et de régler les problèmes de rendement.

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

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	(Avantage en valeur actuelle en millions de $)	Objectif (en millions de dollars réels)	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	1,56	18,4 %
Facturation nette	4,3	8,0	0,52	6,5 %
Salaire du chef des services de compteurs	1,8	3,0	1,10	36,6 %
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	0,34	14,1 %
Coût évité d'un système portable	1,4	2,2	0,37	16,8 %
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Surveillant	1,0	1,6	0,45	28,1 %
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de compteurs et de services	0,6	1,0	0,12	12,0 %
Total des avantages	122,4 $	201,1 $		

Mise à jour :

Certains avantages seront réalisés après la mise en œuvre des compteurs intelligents. Énergie NB continuera de faire rapport sur les avantages à mesure qu'ils deviendront mesurables. Un avantage supplémentaire, soit les coûts évités liés au système portatif, peut maintenant être déclaré et a été intégré au tableau des avantages ci-dessus.

Avantages non quantifies :

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 2026

Énergie NB Power | the power of possibility
débordant d'énergie