



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 2023

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^{er} 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 dans les deux langues officielles pour l'accès public.

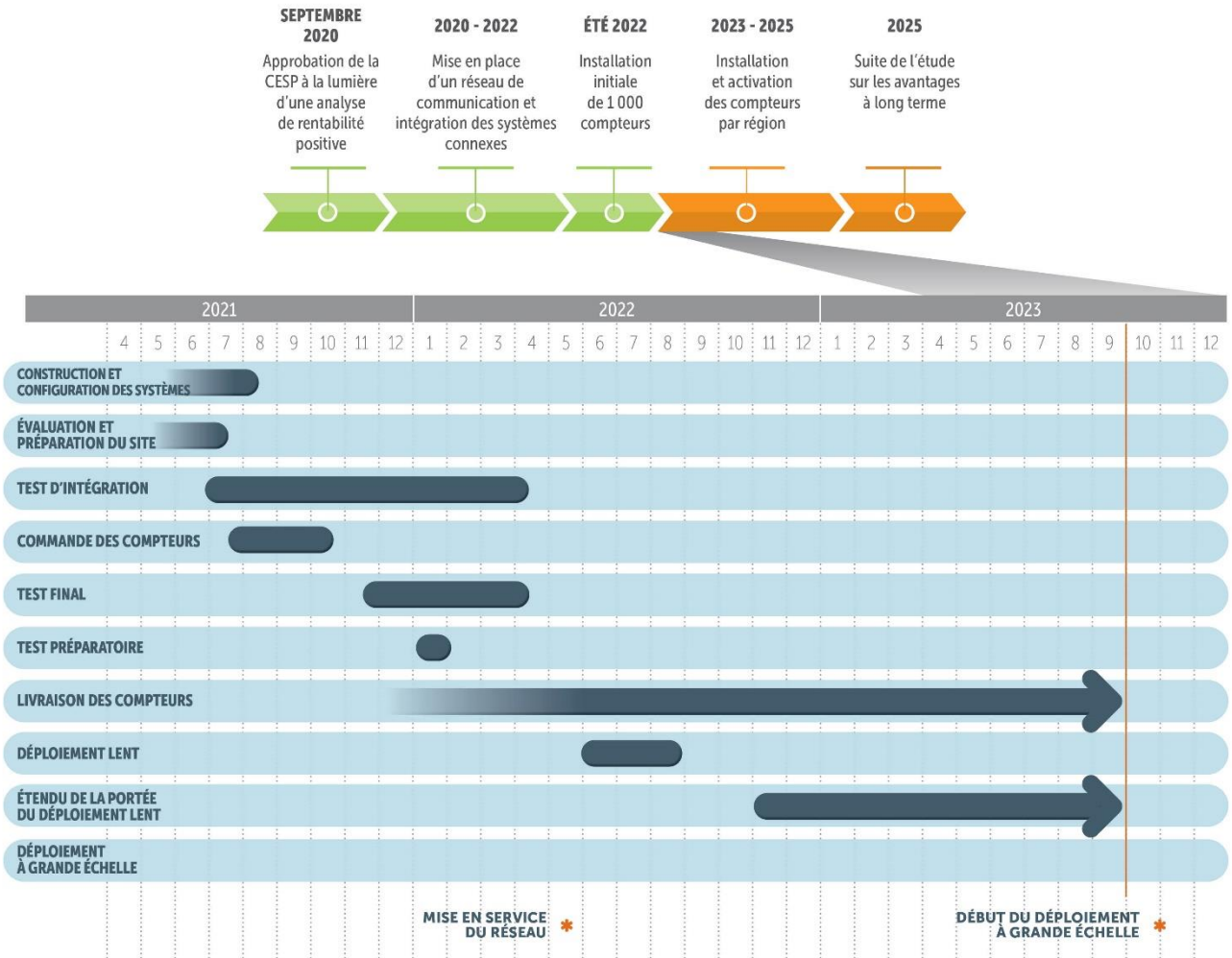
Objectif

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

Résumé des résultats du trimestre se terminant le 30 septembre 2023



Calendrier du projet

- Énergie NB a émis un ordre de démarrage officiel à Olameter, avec une date de début de déploiement à grande échelle des compteurs fixée au 1er novembre 2023.
- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur les activités de déploiement à grande échelle et les ateliers (service à la clientèle, sécurité, gestion de la main-d'œuvre, flotte et installations).
- Les environnements de production et d'assurance qualité de l'IMA ont été transférés aux services de soutien Itron Global Services.
- Environ 12 000 compteurs ont été remplacés par des compteurs de l'IMA.
- Énergie NB est convaincue de pouvoir fournir suffisamment de compteurs, car il y en a près de 154 000 en stock et les engagements de livraison continuent d'être respectés.
- 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 engagés au cours de l'exercice 2019-2020 jusqu'à l'achèvement de la couverture de l'IMA à l'échelle du réseau, qui dépend toujours l'approvisionnement en compteurs. 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	10,2 \$	53,3 \$	19,1 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,8	5,9	14,3 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	1,7	2,9	58,3 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	0,0	11,5	0,0 %
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	9,6	8,0	121 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	3,0	3,5	87,6 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	3,4	3,1	108,8 %
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	0,2	0,3	88,1 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	81,7 %
Total	36,1 \$	97,2 \$	37,2 %

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 12 000 compteurs. Le budget restant est lié au coût des compteurs. Une grande partie des dépenses ne seront engagées qu'à partir du début du déploiement à grande échelle et se poursuivront tout au long de la période de déploiement à grande échelle.

- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs : les dépenses pour cette catégorie seront minimales jusqu'à ce que le déploiement à grande échelle des compteurs ne commence.
- 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. Sur le budget de 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 24 mois de déploiement des compteurs dans le calendrier du projet. Deux des principaux facteurs d'augmentation des coûts de l'équipe de projet sont le retard pris dans le déploiement à grande échelle des compteurs. Énergie NB a également dû faire appel à des services extérieurs en tant que membres clés de l'équipe de projet qui n'avaient pas été prévus lors de la préparation de l'analyse de rentabilisation.
- 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. Cela a entraîné un coût de mise en œuvre considérablement plus élevé ainsi que des coûts d'hébergement annuels supérieurs à ce qui était prévu au budget. Bien que les coûts soient plus élevés, le portail permettra aux clients d'accéder à leurs données de consommation et de recevoir des alertes en cas de consommation élevée, ce qui leur permettra de mieux gérer leur consommation d'énergie et de réduire leurs factures.
- 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.

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

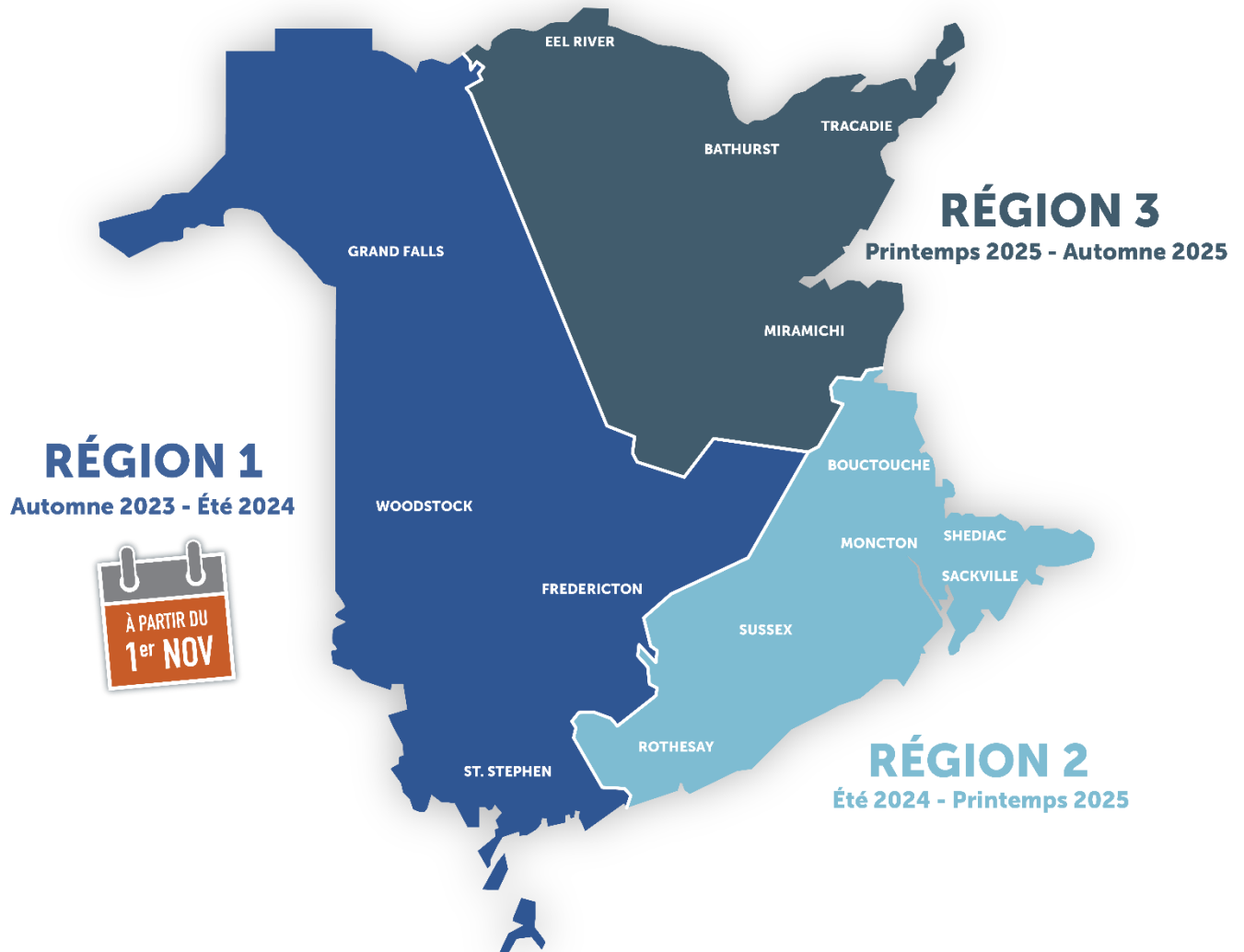
- Les activités de travail finales du réseau de l'IMA se sont poursuivies, telles que le développement restant et la configuration de l'environnement d'essai, le développement et les essais du portail client, et la planification du maintien en service.
- Environ 12 000 compteurs ont maintenant été déployés, parmi lesquels 7 300 ont été installés chez des clients des régions de Fredericton et de Moncton pour vérifier davantage le système de bout en bout et valider nos plans de communication et l'expérience globale avec de vrais clients.
- Énergie NB a émis un ordre de démarrage officiel à Olameter, avec une date de début de déploiement à grande échelle des compteurs fixée au 1^{er} novembre 2023.
- L'étendue de la portée du déploiement lent se poursuit avec des compteurs intelligents pour récupérer les anciens compteurs.

Déploiement des compteurs

- Environ 1 000 compteurs sont installés dans la région de Fredericton dans le cadre du déploiement initial ; cela permettra à Énergie NB de mieux comprendre les fonctionnalités des systèmes de l'IMA, y compris l'intégration de bout en bout et de confirmer l'expérience du client. Ce déploiement a été un succès.
- Énergie NB a commencé l'expansion du déploiement lent en novembre 2022 pour récupérer les anciens compteurs dans le cadre du déploiement. L'objectif est d'installer jusqu'à 4 000 compteurs intelligents supplémentaires et de récupérer les compteurs remplacés pour les réutiliser au niveau provincial. L'objectif était d'installer jusqu'à 4 000 compteurs intelligents supplémentaires et de récupérer les compteurs remplacés pour les réutiliser au niveau provincial. Le déploiement lent a permis d'installer 7 300 compteurs intelligents et se poursuivra jusqu'à ce que la modernisation des compteurs à grande échelle commence. Cet effort a permis d'éviter l'achat d'anciens compteurs tout en respectant les obligations opérationnelles.
- L'installation de compteurs à transformateur triphasé est en cours ; nous avons 3 200 compteurs installés sur environ 5 700. La mise à niveau des compteurs sera effectuée indépendamment du déploiement à grande échelle en raison de la complexité de l'installation. Il faudra environ deux ans pour achever les travaux d'installation à l'échelle de la province.
- Énergie NB compte actuellement 154 000 compteurs en stock, ce qui représente 42 pour cent de son plan prévu pour la distribution des compteurs.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB devrait commencer le 1^{er} novembre 2023 ; le déploiement commencera dans la zone 1 (voir la carte ci-dessous) et sera achevé sur une période de 24 mois.

Dates provisoires d'installation des compteurs intelligents

Ce calendrier est fondé sur les plans initiaux et est susceptible d'être modifié.



Participation des intervenants

La stratégie de communication et d'engagement des clients comprend quatre phases, comme l'illustre le schéma ci-dessous. Énergie NB se concentre actuellement sur les leçons tirées du petit déploiement initial effectué au cours du trimestre précédent, à l'appui d'une zone de déploiement élargie et sur la préparation du déploiement complet. Ces activités comprennent des séances d'information pour les employés, des mises à jour à l'intention des principaux groupes d'intervenants et la communication de renseignements sur les efforts de modernisation du réseau d'Énergie NB par l'entremise de www.energienb.com.



Mise à jour

- Énergie NB continue de communiquer avec les clients qui doivent recevoir un compteur intelligent, en suivant le processus de notification établi.
- Des sondages réguliers sont menés auprès des clients qui ont reçu un compteur au cours de la période de déploiement lent. Les résultats de septembre 2023 ont révélé que :
 - 98 % des personnes interrogées se disent neutres ou satisfaites de l'expérience globale de la mise à niveau du compteur;
 - 90 % se souviennent d'avoir reçu des renseignements avant la mise à niveau du compteur ; et
 - 84 % ont déclaré que les renseignements reçus les avaient aidés à se préparer à ce qui les attendait.
- À ce jour, 394 clients ont demandé à être placés sur la liste de « Ne pas installer».
 - Cela représente 0,1 % de la clientèle admissible et reste bien en deçà de l'objectif d'Énergie NB, qui est de moins de deux pour cent.

- Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1er juillet 2023 et le 30 septembre 2023.
 - Une mise à jour de l'IMA a été présentée au comité de liaison communautaire de Point Lepreau.
 - Une mise à jour de l'IMA et un avis sur le déploiement à venir ont été communiqués à un peu plus de 110 intervenants provinciaux, municipaux et communautaires dans les régions de Fredericton, Woodstock, Grand-Sault et St. Stephen.
- Au niveau interne, l'équipe du projet de l'IMA a effectué des mises à jour régulières pour les employés qui travaillent dans les secteurs d'activité liés à l'IMA. Une mise à jour a également été publiée sur le site Web des employés.
- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 1 382 visites, ce qui représente une augmentation d'environ 10 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	Fournir des avantages aux clients en temps voulu	J ↔	Suivi de l'alignement des avantages comme prévu dans l'exécution du plan de projet ; collaboration avec les propriétaires des avantages pour s'assurer que les données et les rapports sont en place afin qu'Énergie NB puisse rendre compte des avantages une fois que les compteurs sont déployés et que les avantages commencent à s'accumuler.
2	Précision du calendrier	J ↓	L'équipe et le bureau de gestion de projets stratégiques poursuivent un exercice de révision et de mise à jour de toutes les activités dans le calendrier du projet. Le résultat final de cette activité est un rapprochement de la portée et du budget pour assurer l'alignement avec le calendrier.
3	Ressources adéquates	J ↓	Les demandes de dotation en personnel ont été satisfaites ou seront pourvues dans un proche avenir. Les postes et les engagements de temps ont été prolongés pour finaliser l'exécution de projets.

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 participants de l'équipe de projet.
- Les plans d'action pour chacun des risques susmentionnés sont examinés et mis à jour chaque mois.
- Un problème d'approvisionnement mondial lié à la disponibilité des semi-conducteurs et qui avait une incidence sur la disponibilité des compteurs n'est plus d'actualité. Énergie NB continue de recevoir un approvisionnement régulier de compteurs.

Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESP NB 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 \$ 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		
Mesurage net	4,3	8,0		
Salaire du chef des services de compteurs	1,8	3,0	0,3	10 %
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		
Coût évité d'un système portable	1,4	2,2		
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Surveillant	1,0	1,6		
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de compteurs et de services	0,6	1,0		
Total des avantages	122,4 \$	201,1 \$		

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.

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]

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 septembre 2023