



PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 décembre 2021

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 contrôler leur consommation d'électricité et leurs coûts, 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 débranchements. Le rétablissement du courant sera amélioré grâce à une notification 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 par la CESPNB et approuvé par le conseil d'administration en raison de la pandémie de 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'examen, ainsi qu'un plan de communication pour les parties prenantes et les contribuables. »

Énergie NB a proposé un modèle de rapport en réponse à la directive. Le modèle a été examiné et approuvé par la CESPNB le 27 mai 2021 sur une base préliminaire et selon des conditions précises. Ce rapport est conforme au format et aux conditions approuvés, ce qui exige qu'Énergie soumette une version électronique de ce rapport à la CESPNB chaque trimestre et le diffuse sur www.energienb.com dans les deux langues officielles pour l'accès public.

Objectif

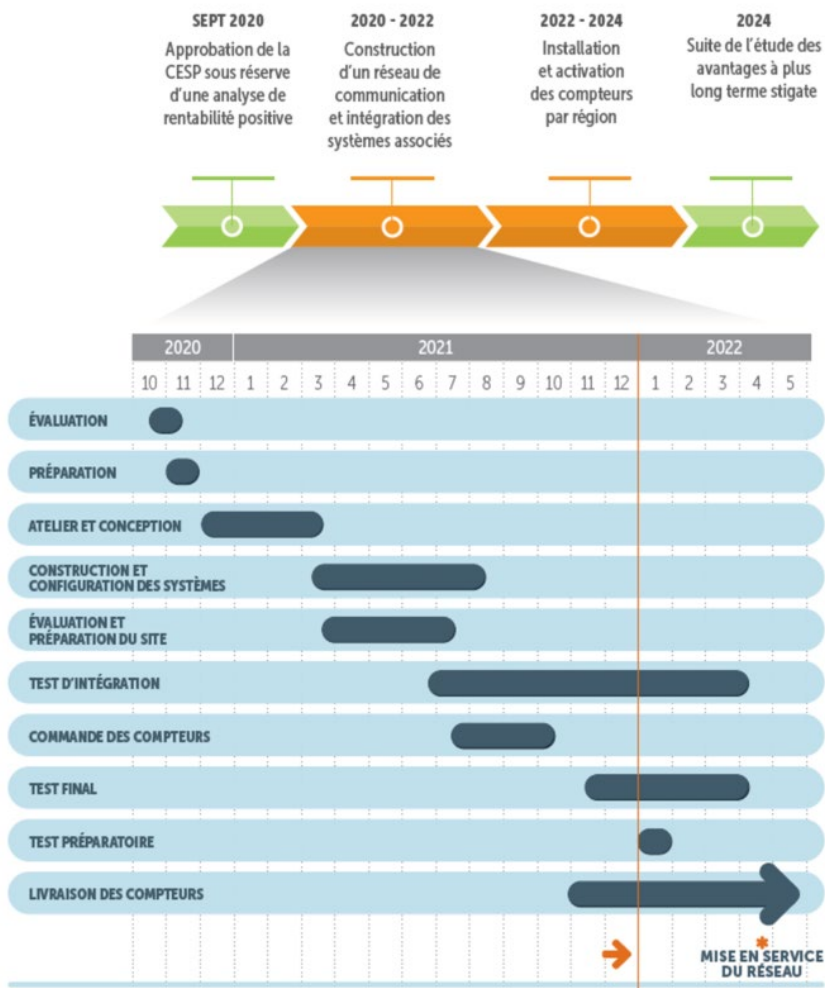
L'objectif de ce rapport est de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNB sur le projet de l'IMA, y compris des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNB dans l'instance n° 452. Des mises à jour sur l'engagement des clients et les risques du 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 31 décembre 2021

Calendrier du projet



- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur l'achèvement de la construction, de la configuration et de la mise à l'essai des appareils, ainsi que l'achèvement des tests d'intégration du système de bout en bout.
- La construction de l'infrastructure du réseau a commencé avec l'installation de quatre des 259 routeurs Cisco connectés au réseau.
- 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.
- Des mesures d'atténuation ont été prises pour minimiser les effets sur le calendrier et les coûts ; cependant, il y a eu des effets sur le calendrier en raison des défis posés par le nouveau logiciel du fournisseur, les adaptateurs et la mise en œuvre de l'intégration du réseau (environ huit semaines). Tout effet sur les coûts lié à ce retard a été absorbé dans le cadre du budget approuvé du projet à ce jour.
- Les travaux se poursuivent pour préparer et planifier le déploiement des compteurs. Le déploiement à grande échelle devrait commencer à la fin de l'année 2022.

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 n° 452, tableau 2.3.1, lignes 4 à 8. Les coûts irrécupérables jusqu'à la fin de l'année fiscale 2018-2019 ne seront 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 n° 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 en 2023-2024. Le tableau ci-dessous représente les coûts du projet encourus à ce jour.

Coûts	Données réelles à ce jour (M\$)	Coûts du projet de l'IMA (M\$)	% du total
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	2,6 \$	53,3 \$	5,0 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,4	5,9	6,3 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	1,2	2,9	40,1 %
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	6,0	8,8	68,0 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet IMA.	4,7	8,0	58,7 %
3.2.7 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	1,7	3,5	49,5 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	1,5	3,1	46,9 %
3.2.9 Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en	0,1	0,3	28,7 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,0	0,1	0,0 %
Total	18,1 \$	97,2 \$	18,6 %

Note au lecteur - Les tableaux financiers reflètent les différences en raison de l'arrondissement.

Explication de l'écart

- 3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA : la majeure partie de ces dépenses est liée à l'achat de compteurs. Les premières dépenses notables sont prévues pour 2022-2023 et se poursuivront tout au long de 2023-2024 au fur et à mesure que les compteurs seront reçus et déployés.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs : les dépenses dans cette catégorie seront minimales jusqu'en 2022-2023 et 2023-2024, lorsque le déploiement massif des compteurs commencera.
- 3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB : les travaux de cette catégorie sont liés à l'intégration des systèmes. Ces travaux se poursuivront jusqu'en mars 2022. Le principal facteur d'écart est le fait qu'il reste encore trois mois de travail pour achever cette partie du projet. Selon les prévisions actuelles, cette catégorie devrait être conforme au budget.
- 3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA comprend le travail 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 : L'écart actuel est dû au fait que le travail de la gestion des données se poursuivra jusqu'en mars 2022 et que certaines parties de l'équipe de projet resteront en place jusqu'à la fin du déploiement des compteurs.
- Toutes les autres dépenses du projet sont conformes au calendrier et alignées aux travaux prévus : Environ 1,2 millions de dollars d'imprévus liés à l'intégration du système est prévu d'être dépensé d'ici mars 2022.

Intégration du système - Calendrier de mise en œuvre

Le calendrier d'intégration du système comprend six phases :

- **Évaluation** : établir un niveau de compréhension de la méthodologie de mise en œuvre, de la solution SAP normalisée, de la culture du fournisseur et du client, et des lacunes potentielles.
- **Préparation** : mobiliser le projet et l'équipe ; fixer la portée du projet et les attentes.
- **Validation** : organiser des ateliers de conception et convenir des décisions de conception, des flux de travail et des processus opérationnels à mettre en œuvre pour le projet.
- **Réalisation** : construire et configurer la solution, et effectuer les tests d'intégration, tests d'acceptation par les utilisateurs et l'acceptation finale du système.
- **Déploiement** : établir l'état de préparation aux affaires et réaliser la mise en service des systèmes.
- **Transformation** : transitionner vers un soutien des activités d'exploitation en état de fonctionnement stable et des exploitations commerciales stabilisées.

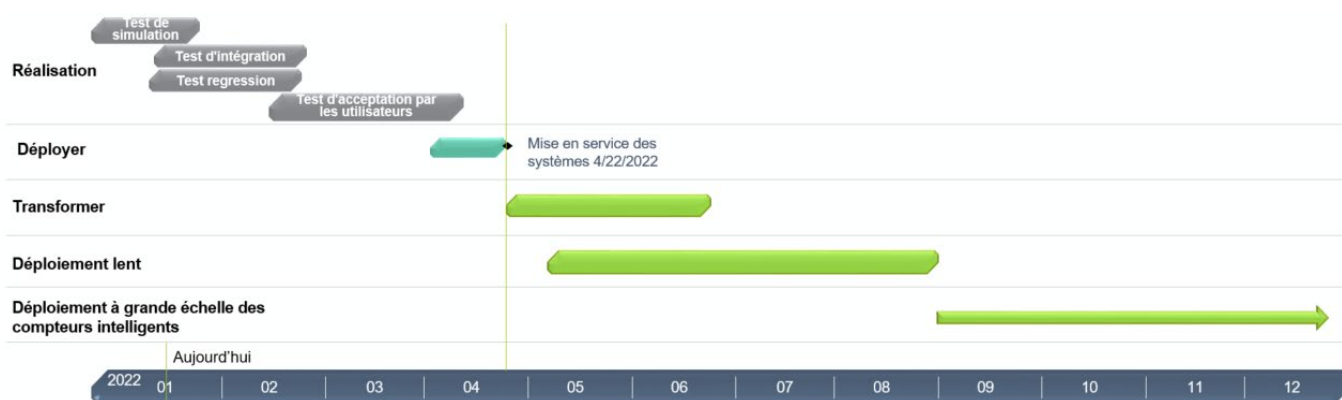


Tableau Gantt du programme de haut niveau d'intégration du système

Mise à jour :

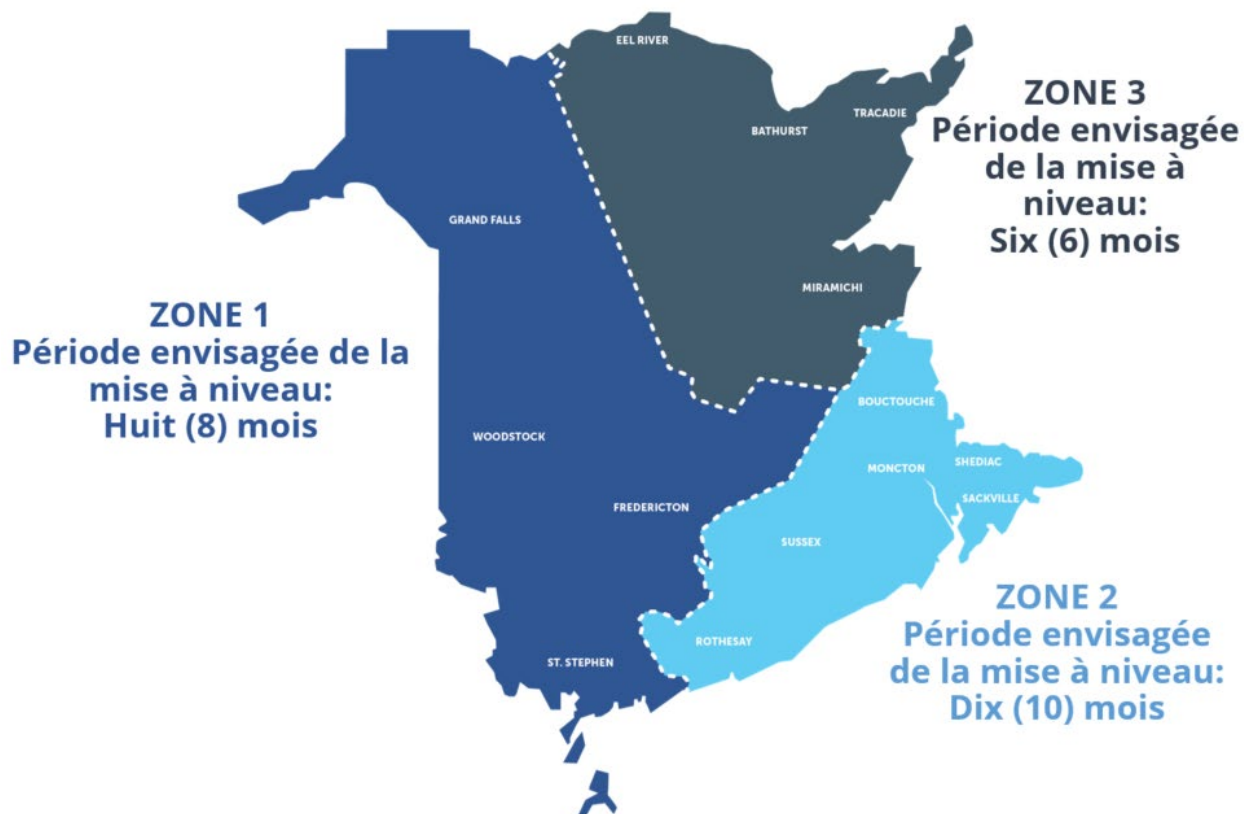
- Les tests d'intégration sont achevés depuis le 31 décembre 2021 et a été reportée de huit semaines conformément aux commentaires du rapport trimestriel précédent. Une deuxième courte phase de test d'intégration a été ajoutée au projet pour s'assurer que les caractéristiques et les fonctions répondent aux exigences d'Énergie NB et pour confirmer la stabilité avant de commencer les tests d'acceptation par les utilisateurs.
- La mise en œuvre du système, initialement prévue pour la fin février, devrait maintenant avoir lieu à la fin avril. C'est encore plus tôt que le déploiement à grande échelle des compteurs qui devrait commencer à la fin de l'année 2022, en fonction de la disponibilité des compteurs et d'autres matériaux en raison de la pénurie de semi-conducteurs.
- Un déploiement lent d'environ 500 à 1 000 compteurs est prévu après la mise en service du réseau afin de tester tous les systèmes, le processus de facturation de bout en bout et l'expérience du client avant le déploiement à grande échelle.

Déploiement des compteurs

- Énergie NB a reçu la première livraison de compteurs intelligents en décembre, soit 5 400 compteurs. Énergie NB commencera le déploiement à grande échelle des compteurs lorsque nous disposerons d'un nombre suffisant de compteurs pour effectuer les mises à niveau dans la première zone prévue (environ 120 000 compteurs).
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB est prévu pour la fin de l'année 2022, en commençant par la zone 1 et en terminant dans une période de 24 mois. Ce chiffre dépend de la livraison d'une quantité suffisante de compteurs et ne prévoit aucun retard supplémentaire dû à la pénurie mondiale de semi-conducteurs.

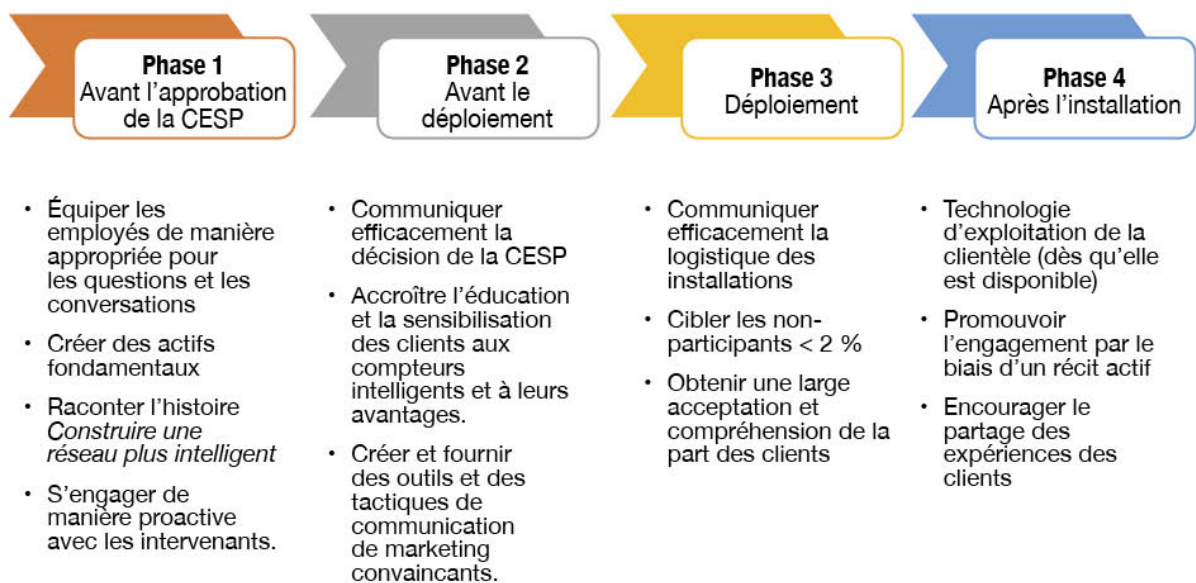
Carte provisoire d'installation des compteurs intelligents

Ce programme 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 la phase 2 des activités préalables au déploiement, qui comprend 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. Les clients seront interrogés après l'installation afin de vérifier leur satisfaction à l'égard des processus de notification et d'installation. En outre, des enquêtes seront menées au début du déploiement et tous les six mois par la suite pour mesurer la sensibilisation et l'acceptation et tester l'efficacité des messages et des communications.



Mise à jour :

- Des travaux sont en cours pour élaborer une carte de route du client de l'IMA afin de s'assurer qu'Énergie NB adopte une approche centrée sur le client pour le déploiement des compteurs et qu'elle puisse offrir une expérience positive aux Néo-Brunswickois.
- Énergie NB continue d'axer ses efforts sur la communication interne, la formation et les processus de préparation des services qui communiquent avec les clients pour qu'ils puissent les aider pendant la mise à niveau.
- Énergie NB continue de discuter avec Nova Scotia Power et autres services publics mettant en œuvre l'IMA afin de se tenir au courant des problèmes, des défis rencontrés et des leçons apprises au cours du déploiement de ses compteurs intelligents.

Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1er octobre 2021 au 31 décembre 2021. Ces activités ont été écourtées par rapport à ce qui était initialement prévu en raison de restrictions liées à COVID-19.

- Une mise à jour sur l'IMA a été envoyée aux principales parties prenantes, y compris les municipalités locales, les partisans, les chambres régionales et cinq comités de liaison communautaires.
- Quatre présentations et autres communiqués ont été diffusés aux employés ; toutes comprenaient des mises à jour sur le projet de l'IMA.
- Une mise à jour sur l'IMA a été présentée lors d'une séance avec cinq maires de la région du comté de Charlotte.
- Une mise à jour sur l'IMA a été présentée lors d'une séance avec quatre maires de la région du Grand Saint John.
- L'équipe des affaires des Premières Nations d'Énergie NB a envoyé une brève mise à jour sur l'IMA aux chefs et aux conseils de 15 communautés des Premières Nations.
- Cinq présentations et autres communiqués ont été fournis aux employés ; et une séance interactive sur l'IMA et le réseau intelligent a été comprise dans l'événement en ligne de la journée « Invitons nos jeunes au travail » d'Énergie NB.
- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 827 visites.

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 - Gestion du portefeuille stratégique. Ce comité comprend la haute direction d'Énergie NB, y compris les membres de l'équipe de direction.

#	Risque		Activité d'atténuation
1	Rôles et responsabilités clairs entre Énergie NB et les différents fournisseurs.	J ↔	Les rôles et les responsabilités sont définis parmi les participants de l'équipe de projet et précisés au fur et à mesure que de nouveaux participants et processus sont ajoutés. Le processus de recours hiérarchique concernant des activités spécifiques est mené avec les participants visés.
2	Ressources adéquates	J ↔	Mises à jour hebdomadaires régulières avec l'équipe de projet et les ressources humaines ; l'équipe de projet et les équipes de fournisseurs. Les postes et les engagements de temps ont été prolongés pour reporter la mise en œuvre.
3	Fournir des avantages aux clients en temps voulu	O ↑	Suivi de l'alignement des avantages tels qu'ils sont engagés dans l'exécution du plan de projet ; les effets des exigences en matière de champ d'application associés à la question de l'approvisionnement mondial sont analysés et évalués, ce qui inclut des rencontres avec les cadres supérieurs des fournisseurs visés. a. Pénurie mondiale de semi-conducteurs – à cause de la demande élevée pour les microprocesseurs et les semi-conducteurs, le risque associé à l'approvisionnement des compteurs, tel que planifiée pour le projet, est en cours d'analyse et de discussion avec les hautes directions des fournisseurs clés pour déterminer la meilleure marche à suivre afin de minimiser le risque pour Énergie NB et ses clients.

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 pénurie de semi-conducteurs a un effet sur la disponibilité des compteurs en fonction du plan de projet actuel. Ce risque a été analysé et fait l'objet d'un suivi hebdomadaire afin de comprendre son effet et d'envisager des options pour atténuer le risque pour le projet.
- En décembre, Itron a fait savoir à Énergie NB qu'elle faisait face à des pressions accrues sur les coûts en raison de problèmes de chaîne d'approvisionnement et qu'elle proposait d'ajouter une surcharge aux compteurs et à d'autres équipements pour atténuer les pressions sur les coûts. La direction d'Énergie NB examine les renseignements fournis par Itron et discutera avec Itron et l'équipe juridique d'Énergie NB pour mieux comprendre ce développement récent.

Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESPNO dans la décision de l'instance n° 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 service des compteurs	39,9	65,9		
Coûts évités pour le remplacement de compteurs	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	1,8	2,8		
Efforts de rétablissement du courant (gestion des équipes)	1,6	2,6		
Réduction des demandes de clients	1,4	2,4		
Coûts évités pour des systèmes portatifs	1,4	2,2		
Coûts évités de véhicules pour surveillant du Service de compteurs	1,0	1,6		
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de service de compteurs	0,6	1,0		
Total des avantages	122,4 \$	201,1 \$		

Mise à jour :

Tous les avantages seront réalisés après la mise en œuvre des compteurs intelligents, à l'exception du salaire du gestionnaire des services de compteurs. Énergie NB a commencé à percevoir cet avantage au cours de l'exercice 2020-2021 lorsque le poste a été éliminé.

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.

MISE À JOUR DU PROJET DE L'IMA

Période se terminant le 31 décembre 2021