



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 2022

PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

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 (CESPNO) le 1^{er} août 2019, et l'instance a été entendue par la CESPNO du 13 au 22 janvier 2020. À la suite d'un report ordonné et exigé par la CESPNO en raison de la pandémie de la COVID-19, la CESPNO 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 CESPNO 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'examins, 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.

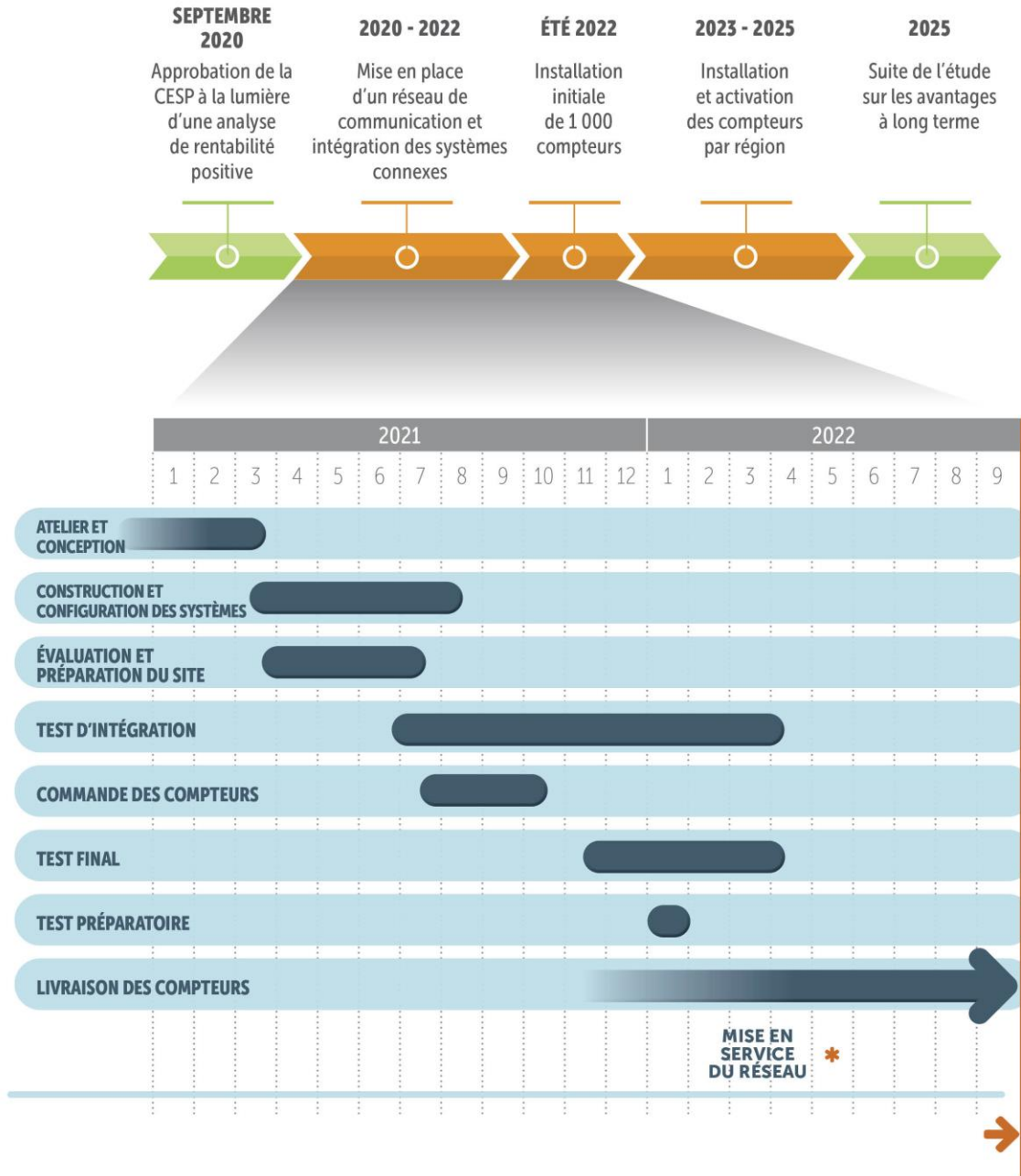
Objectif

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 2022



Calendrier du projet

- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur la surveillance et la stabilisation du réseau après la production et le déploiement initial de ~ 1 000 compteurs clients.
- La mise en place de l'infrastructure du réseau est en cours avec 254 routeurs connectée au réseau de marque Cisco sur 259 ont été installés.
- 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 incidences sur le calendrier et les coûts. À l'heure actuelle, les répercussions financières liées aux retards ont été prises en compte dans le budget global du projet.
- Plusieurs événements mondiaux (pandémie, guerre en Ukraine, plusieurs événements météorologiques) contribuent à la pénurie de microprocesseurs et de semi-conducteurs, entraînant le retard de la livraison des compteurs intelligents. La décision a été prise d'étendre le déploiement initial des zones de compteurs pour récupérer les anciens compteurs afin de répondre à la demande en cours. Pour optimiser l'efficacité et s'assurer que les avantages pour les clients sont réalisés, Énergie NB prévoit commencer le déploiement de compteurs à grande échelle lorsqu'elle disposera d'un nombre suffisant de compteurs pour effectuer les mises à niveau de la première zone prévue (environ 120 000 compteurs). Énergie NB continue à rechercher toutes les pistes de solution avec Itron et les autres fournisseurs afin de sécuriser les compteurs dès que possible et d'atténuer les pressions sur les coûts.
- D'après les prévisions actuelles de livraison des compteurs, le déploiement à grande échelle devrait maintenant commencer en avril 2023, soit environ un an plus tard que le plan initial.

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 de 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	6,3 \$	53,3 \$	11,9 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,3	5,9	5,6 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	1,5	2,9	53,1 %
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	7,1	8,8	80,3 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA	7,3	8,0	91,8 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	1,2	3,5	33,4 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	2,1	3,1	67,8 %
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	0,1	0,3	21,3 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	90,9 %
Total	26,0 \$	97,2 \$	26,7 %

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. 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. Il reste quelques coûts minimes pour ces travaux, liés à la gestion du projet, qui seront terminés à la fin du mois d'octobre 2022. En raison des restrictions de voyage imposées par la COVID-19, ce fournisseur a travaillé à distance pendant toute la durée du projet, à l'exception de deux voyages au Nouveau-Brunswick. Bien qu'il y ait eu plusieurs ordres de modification au cours de la phase d'intégration qui ont augmenté les coûts pour le fournisseur, les économies réalisées sur les voyages, ainsi que des taux de change plus favorables que ceux prévus au budget, permettront d'achever ce contrat sans dépasser le budget des

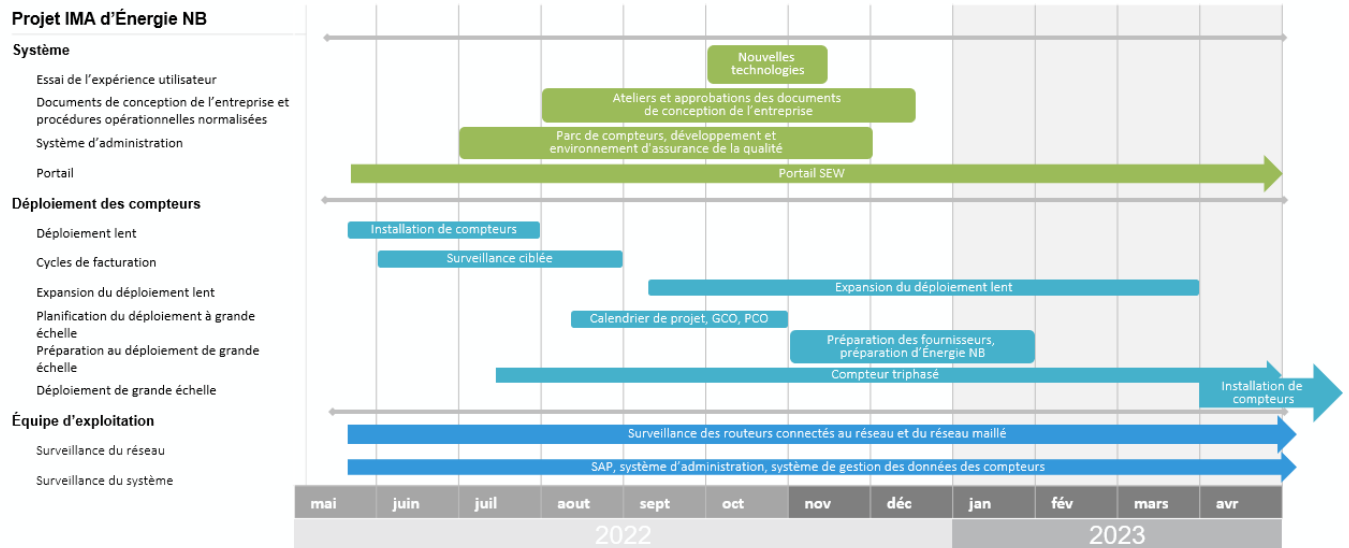
dépenses imprévues.

- 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. L'écart actuel est dû au fait que certains membres de l'équipe de projet resteront en place jusqu'à la fin du déploiement des compteurs.
- 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.

Calendrier des projets de l'exercice financier

Calendrier de projet de grande envergure



Mise à jour

- Le soutien post-production du fournisseur a été achevé pour l'intégrateur de systèmes et la gestion des données maîtresses par EnergyIP
- Aucun défaut critique n'a été identifié en production après la mise en service.
- Entre juin et juillet, environ 1 000 compteurs ont été installés chez des clients de la région de Fredericton pour vérifier le système de bout en bout et valider la communication et l'expérience globale auprès de vrais clients.
- Le déploiement à grande échelle a été reporté au printemps 2023. Nous continuons à surveiller les stocks et à étudier toutes les possibilités de minimiser les coûts et les incidences sur le calendrier du déploiement à grande échelle.
- Une décision a été prise d'étendre les zones de déploiement lent avec des compteurs intelligents pour récupérer les anciens compteurs avec l'installation de 4 000 compteurs supplémentaires aux 1 000 initialement déployés.

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 décidé d'étendre le déploiement lent à partir de la mi-novembre 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 est d'installer jusqu'à 4 000 compteurs intelligents supplémentaires et de récupérer les compteurs remplacés pour les réutiliser au niveau provincial. Cette mesure était nécessaire pour éviter l'achat de nouveaux compteurs (compteurs de l'ancien type) et respecter les obligations opérationnelles.
- L'installation de compteurs à transformateur triphasé est en cours ; nous avons 722 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 40 000 compteurs en stock, ce qui représente seulement 20 pour cent de son plan prévu pour la distribution des compteurs. Le manque de compteurs est principalement dû à la pénurie mondiale de semi-conducteurs.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB devrait commencer au printemps 2023 ; le déploiement commencera dans la zone 1 (voir la carte ci-dessous) et sera achevé sur une période de 24 mois. Ce calendrier dépend de la livraison d'une quantité suffisante de compteurs et suppose qu'il n'y aura aucun retard supplémentaire dû à la pénurie mondiale de semi-conducteurs.

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 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

- À l'heure actuelle, 135 clients, soit 0,04 pour cent de nos clients admissibles ont demandé à être placés sur la liste de « Ne pas installer », ce qui est bien inférieur à l'objectif d'Énergie NB, qui est de moins de deux pour cent.
- Énergie NB a mené un sondage auprès des clients qui ont reçu un compteur intelligent dans le cadre du petit déploiement initial au cours du trimestre précédent. Son objectif était d'évaluer la satisfaction des clients concernant la communication qu'ils ont reçue avant la mise à niveau des compteurs et leur expérience de l'installation. Le taux de réponse était de 19 pour cent, ce qui correspond aux autres sondages transactionnels effectués par Énergie NB.
 - Parmi les 88 pour cent qui se souviennent avoir reçu des renseignements avant la mise à niveau, 90 pour cent ont déclaré que ces renseignements les avaient aidés à se préparer à ce qui les attendait.
 - 98 pour cent ont déclaré que leur expérience pendant la mise à niveau était positive (82 pour cent) ou neutre (16 pour cent).
 - 100 pour cent se disent satisfaits (94 pour cent) ou neutres (six pour cent) de l'installateur du compteur.

Ces résultats, combinés au taux toujours faible de demandes de non-participation, indiquent que les protocoles de communication et d'installation ont bien fonctionné et ont permis à Énergie NB d'atteindre son objectif d'une expérience soit indifférente ou en faveur pour les clients.

Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1^{er} juillet 2022 et le 30 septembre 2022.

- Une mise à jour a été communiquée lors des trois réunions du comité de liaison communautaire organisées pour Belledune et Dalhousie, de la vallée inférieure du fleuve Saint-Jean (Mactaquac), et de la centrale de Milltown.
- Au niveau interne, l'équipe du projet de l'IMA a effectué des mises à jour mensuelles pour les employés qui travaillent dans les secteurs d'activité liés à l'IMA. Des communiqués et des renseignements sont également envoyés régulièrement à tous les employés.
- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 856 visites, ce qui représente une diminution d'environ 18 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	○ ↑	Suivi de l'alignement des avantages comme prévu 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, y compris les réunions avec les cadres supérieurs des fournisseurs visés. Pénurie mondiale de semi-conducteurs : en raison de la forte demande de microprocesseurs et de semi-conducteurs, le risque associé à l'approvisionnement sûr des compteurs comme prévu pendant le projet est surveillé et discuté aux échelons supérieurs avec les principaux fournisseurs afin de déterminer la meilleure marche à suivre pour atténuer le risque pour Énergie NB et ses clients.
2	Précision du calendrier	J ↔	L'équipe et le bureau de gestion de projets stratégiques procèdent actuellement à 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 les documentations en suspens.

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.
- L'enjeu lié à la disponibilité de semi-conducteurs à l'échelle mondiale a le potentiel d'avoir une incidence sur la disponibilité de ceux-ci et pourrait avoir un impact sur le plan actuel du projet. 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.
- La direction d'Énergie NB continue d'examiner et de discuter des surcharges potentielles des compteurs en raison des coûts croissants identifiés par Itron. La direction d'Énergie NB examine les options pour atténuer la possibilité d'une augmentation des coûts, tout en équilibrant les besoins pour assurer un approvisionnement adéquat de compteurs pour le déploiement.

Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESPNOB 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.

MISE À JOUR DU PROJET

Pour la période se terminant le
30 septembre 2022