



PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURAGE AVANCÉ (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 mars 2022

PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURAGE AVANCÉ (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 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 (CESPNO) le 1er 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 COVID-19, celle-ci 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'examen, 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 avec des conditions spécifiques. Ce rapport est conforme au format et aux conditions approuvés, qui exigent qu'Énergie NB soumette une version électronique de ce rapport à la CESPNO chaque trimestre et le diffuse également sur www.energienb.com pour l'accès du public dans les deux langues officielles.

Objectif

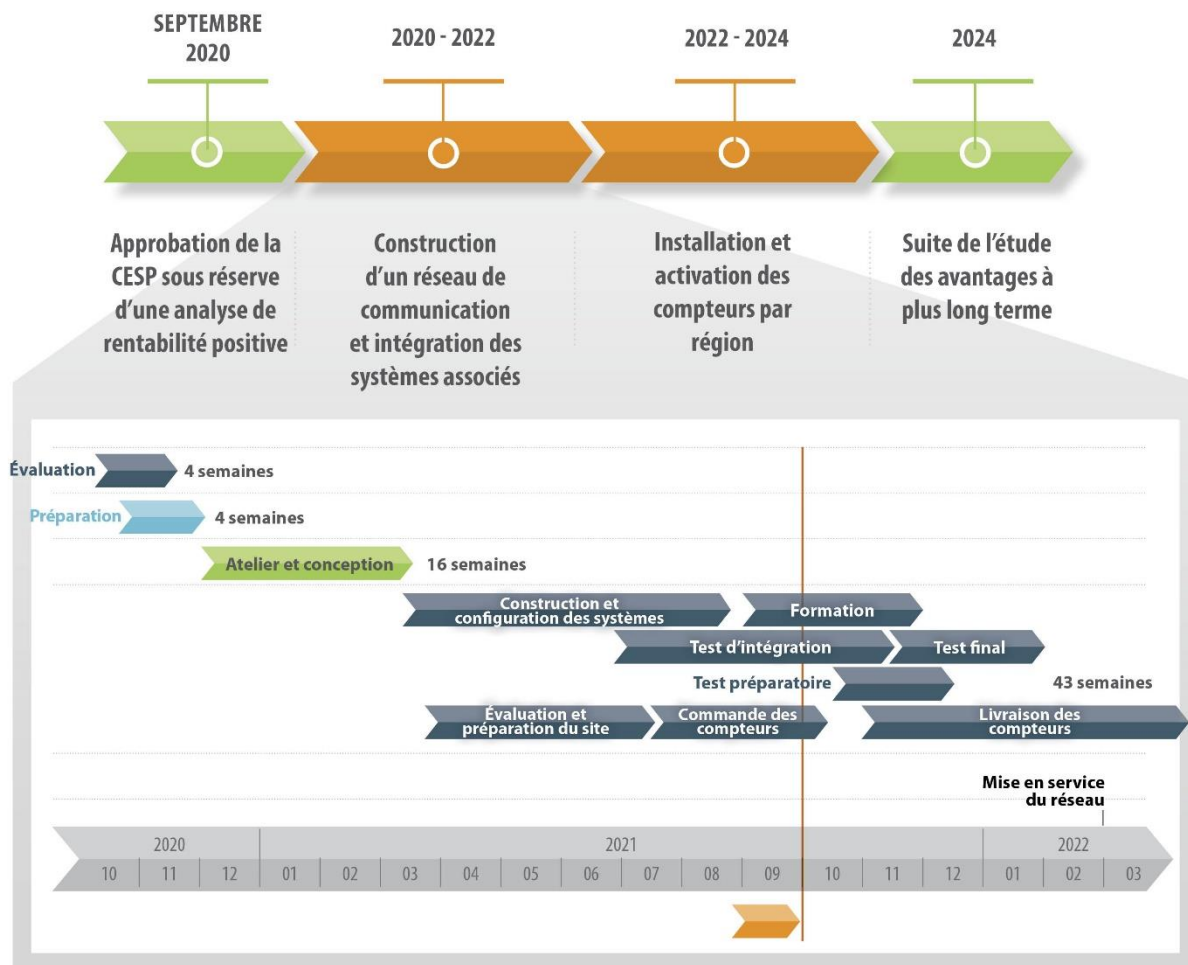
L'objectif de ce rapport est de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNO sur le projet de l'IMA, y compris des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNO dans l'instance no 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 mars 2022

Calendrier du projet



- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur l'achèvement de la construction, de la configuration et les tests d'intégration du système de bout en bout.
- La mise en place de l'infrastructure du réseau est en cours, avec 150 des 259 routeurs connectés de réseau Cisco qui 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 Selon les prévisions de notre fournisseur de compteurs, nous prévoyons que les mises à niveau des compteurs commenceront à la fin de 2022. Ces travaux étaient prévus pour mars 2022.
- Des mesures d'atténuation ont été prises pour minimiser les incidences sur le calendrier et les coûts. Cependant, il y a eu des incidences sur le calendrier en raison des défis posés par les logiciels et les adaptateurs du nouveau fournisseur et l'intégration de ces produits (environ huit semaines). Toute répercussion financière liée aux retards enregistrés à ce jour a été intégrée au budget approuvé du projet.
- Les travaux continuent en vue de la préparation et de la planification du déploiement des

compteurs. La disponibilité des compteurs a été touchée par une pénurie de semi-conducteurs, les confinements de COVID-19 en Chine et la guerre en Ukraine. Ces circonstances sont indépendantes de notre volonté et entraînent des répercussions sur le plan de déploiement des compteurs.

- Pour optimiser l'efficacité et veiller à ce que les clients en tirent profit, Énergie NB commencera le déploiement des compteurs dès qu'elle disposera d'un nombre suffisant de compteurs pour effectuer les mises à niveau dans la première zone prévue (environ 120 000 compteurs). Il est prévu que cela entraînera une augmentation des coûts non planifiés d'environ 200 000 dollars pour l'entreposage sécuritaire des compteurs.
- Itron a également exprimé des inquiétudes concernant l'augmentation considérable des coûts en raison des éléments susmentionnés et des problèmes de chaîne d'approvisionnement. Nous continuons à travailler avec Itron pour mieux cerner ce problème et les répercussions possibles sur le projet.

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 no 452, tableau 2.3.1, lignes 4 à 8. Les coûts irrécupérables allant jusqu'à la fin de l'exercice financier 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 no 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 (prévus au budget) (M\$)	% de Total
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	4,5 \$	53,3 \$	8,4 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,4	5,9	6,8 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	1,3	2,9	45,2 %
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	5,4	8,8	61,4 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet IMA	6,1	8,0	76,6 %
3.2.7 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	1,5	3,5	43,2 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	1,8	3,1	58 %
3.2.9 Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	0,0	0,3	0 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	90,9 %
Total	21,1 \$	97,2 \$	21,7 %

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 le 2022-2023 et se poursuivront tout au long du 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 à grande échelle 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 mai 2022. Le principal facteur d'écart est le fait qu'il reste encore trois mois de travail pour achever cette partie du projet.
- 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 mai 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 million de dollars de dépenses imprévues liées à l'intégration du système devraient être engagées d'ici mai 2022.
- À ce jour, certains coûts qui n'avaient pas été prévus au moment de l'élaboration de l'analyse de rentabilité de l'IMA ont été enregistrés. Énergie NB a construit un parc de compteurs et certains matériaux nécessaires à l'installation des compteurs ont été identifiés comme étant entièrement neufs. De plus, comme nous l'avons expliqué dans d'autres sections du rapport, en raison de la pénurie actuelle de pièces pour les compteurs, Énergie NB accumulera des compteurs au fur et à mesure qu'ils seront disponibles. Cela nous permettra d'avoir un nombre suffisant de compteurs avant de commencer le déploiement afin de nous assurer de ne pas subir de pénalités inutiles de la part de l'entreprise d'installation des compteurs. Il y aura de nouveaux coûts d'entreposage associés au stockage des compteurs. Énergie NB a également dû ajouter environ 15 000 compteurs au déploiement en raison du nombre de nouvelles constructions dans la province depuis l'élaboration de l'analyse de rentabilité. À l'heure actuelle, Énergie NB prévoit que ces coûts supplémentaires peuvent être financés par l'éventualité de 15 % des coûts variables approuvés par la CESP dans le cadre de sa décision dans l'instance 458.

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 de la solution et tests d'intégration, tests d'acceptation par les utilisateurs et 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.

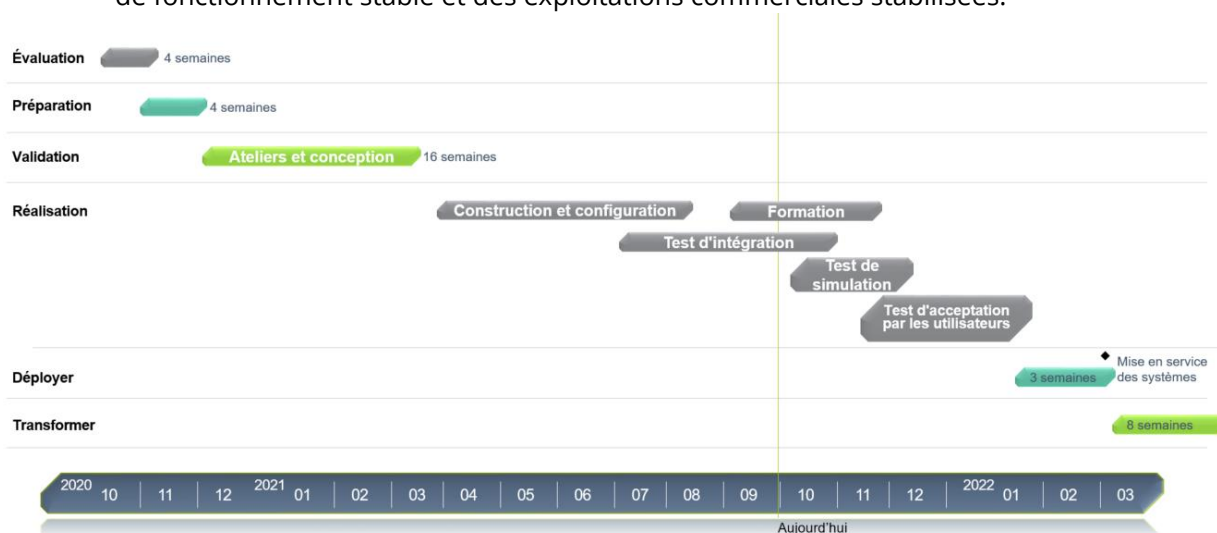


Figure 0.1 Tableau Gantt du programme de haut niveau d'intégration du système (ne comprend pas le déploiement des compteurs)

Mise à jour

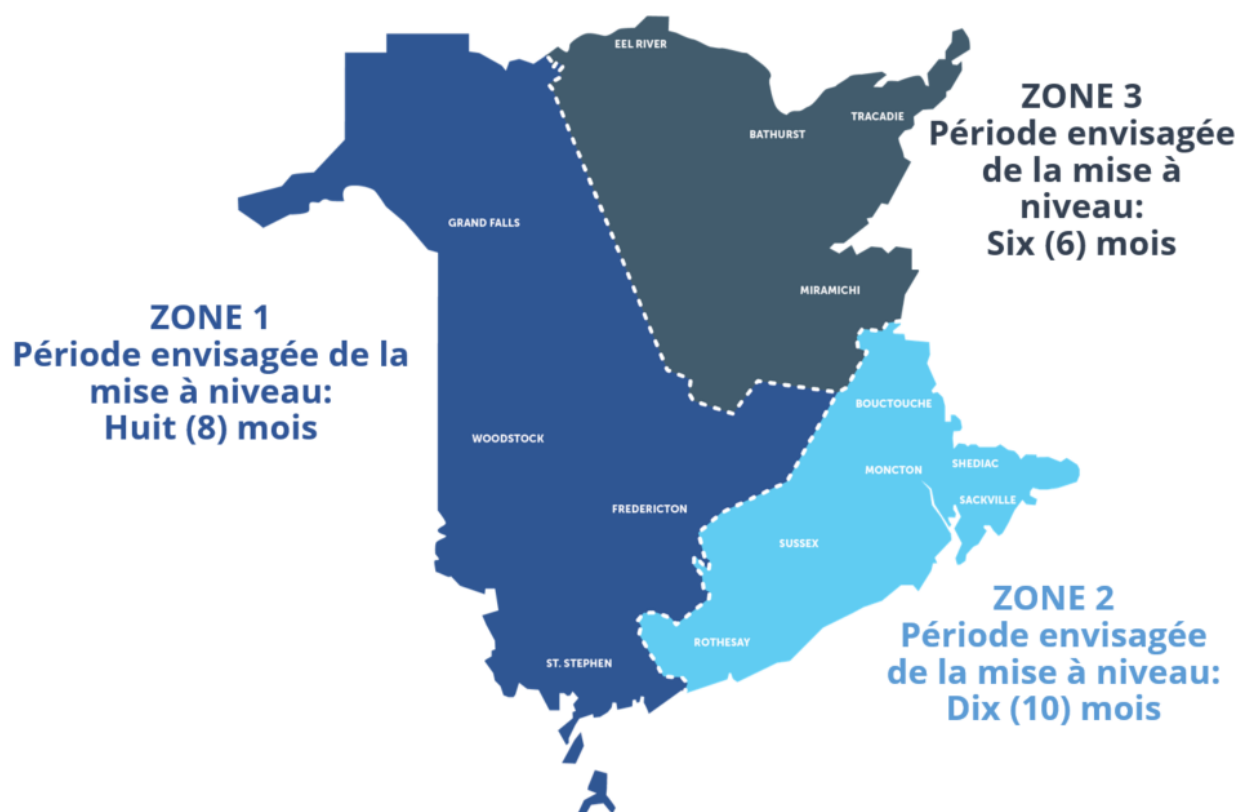
- Deux phases de test d'intégration du système ont été réalisées, dont la première a été achevée le 31 décembre 2021 et la deuxième a été achevée le 11 février 2022.
- Les essais d'acceptation par les utilisateurs ont commencé en début de février 2022 et devraient être achevés en mai 2022.
- La mise en service du système, initialement prévue pour la fin février, devrait maintenant avoir lieu en mai 2022. Le changement de date est principalement dû au fait que les tests d'intégration ont pris plus de temps que prévu. La date de mise en service révisée demeure avant le déploiement à grande échelle des compteurs, qui devrait commencer à la fin de l'année 2022 (sous réserve de la disponibilité des compteurs et d'autres matériaux en raison de la pénurie de semi-conducteurs).
- Un déploiement lent d'environ 1000 compteurs est prévu après pour juin 2022 afin de tester le processus de facturation de bout en bout et l'infrastructure du réseau de compteurs. Cela permet également de confirmer l'expérience du client avant le déploiement à grande échelle.

Déploiement des compteurs

- Énergie NB a actuellement 7000 compteurs en inventaire.
- Environ 1000 compteurs seront installés dans la région de Fredericton dès la première semaine de juin 2022. Cela permettra à Énergie NB de mieux comprendre les fonctionnalités des systèmes IMA, y compris l'intégration de bout en bout.
- L'installation de compteurs à transformateur triphasé est aussi prévue pour mai 2022 et devrait prendre environ deux ans tel que planifiés. Ces mises à niveau seront effectuées indépendamment du déploiement à grande échelle en raison de la complexité de l'installation.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB devrait commencer à la fin de l'année 2022, en commençant par la zone 1 et se terminant à l'intérieur d'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.

Dates provisoires 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 à 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

- Une feuille de route de l'IMA pour les clients a été élaborée. Les commentaires recueillis auprès des clients au cours de cet exercice permettront de s'assurer qu'Énergie NB adopte une approche axée sur le client pour le déploiement des compteurs et assure 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 collaborer avec Nova Scotia Power et d'autres services publics qui procèdent à la mise en œuvre de l'IMA afin de rester au courant des problèmes, des défis et des leçons tirées.

Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1er janvier 2022 et le 31 mars 2022. Certaines de ces activités ont été écourtées par rapport à ce qui était initialement prévu en raison de restrictions liées à COVID-19.

- Cinq séances ont été organisées avec les comités de liaison communautaires ; toutes comprenaient des mises à jour sur le projet d'IMA.
- 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 transmis régulièrement à tous les employés.

- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 931 visites, ce qui représente une augmentation par rapport au trimestre précédent.

Risques

Le cadre et le processus de gestion du risque de l'entreprise d'Énergie NB adopte 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 qui 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 vendors	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 sont menées avec les participants concernés.
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. Postes et engagements de temps ont été en raison du retard de la mise en service du système.
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, y compris les réunions avec les cadres supérieurs des fournisseurs concernés. 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.

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.	≥ 85 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints
Jaune	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est moyen. Problème Des problèmes sont apparus ou restent présents et nécessitent une attention particulière.	≥ 60 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints are occurring
Orange	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise sont élevés. Serious issues exist which require close senior management attention.	≥ 75 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints. are occurring
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. are occurring

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 à aligner sur le 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.
- 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 CESPNO dans la décision de l'instance no 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 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 A JOUR DU PROJET D'IMA

La période se terminant le 31 mars 2022