



PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 juin 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.

Parmi les nombreux avantages de l'IMA, mentionnons 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 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 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 avec 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 CESPNB, et le diffuser sur www.energienb.com pour l'accès du public dans les deux langues officielles.

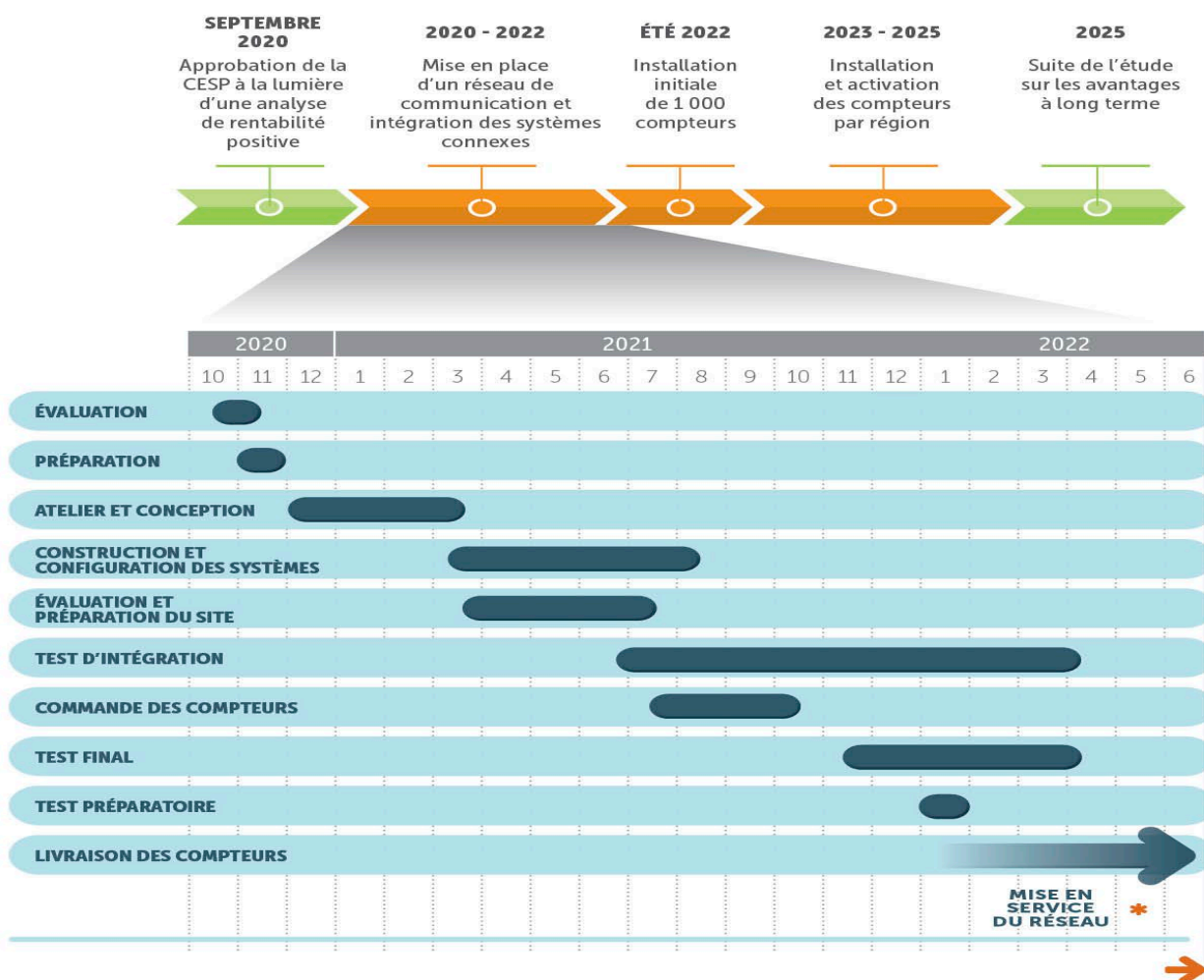
Objectif

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, 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 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 juin 2022



Calendrier du projet

- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur l'achèvement des tests d'intégration du réseau de bout en bout, ainsi que sur l'intégration du réseau.
- La mise en place de l'infrastructure du réseau est en cours : 230 routeurs connectés de réseau 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 ce jour, les répercussions financières liées aux retards ont été prises en compte dans le budget global du projet.
- Les travaux se poursuivent en vue de la préparation et de la planification du déploiement des compteurs, lequel dépend de la disponibilité des compteurs. La disponibilité des compteurs est toujours soumise aux effets d'une pénurie de semi-conducteurs, des arrêts

en cours en Asie liés à la COVID-19 et de la récente guerre en Ukraine ; tous ces facteurs échappent à notre contrôle direct.

- 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 possibilités de résolution 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 des livraisons de compteurs, le déploiement à grande échelle devrait maintenant commencer au printemps de 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 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 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 (M\$)	Coûts du projet de l'IMA (prévus au budget) (M\$)	% du total
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	5,9 \$	53,3 \$	11,1 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,3	5,9	5,1 %
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	6,6	8,8	75 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA	6,8	8,0	85,4 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	1,1	3,5	31,7 %
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 d'exploitation	0,0	0,3	11,7 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	90,9 %
Total	23,9 \$	97,2 \$	24,6 %

Note au lecteur : Les tableaux financiers reflètent les différences dues à l'arrondissement.

Explication de l'écart

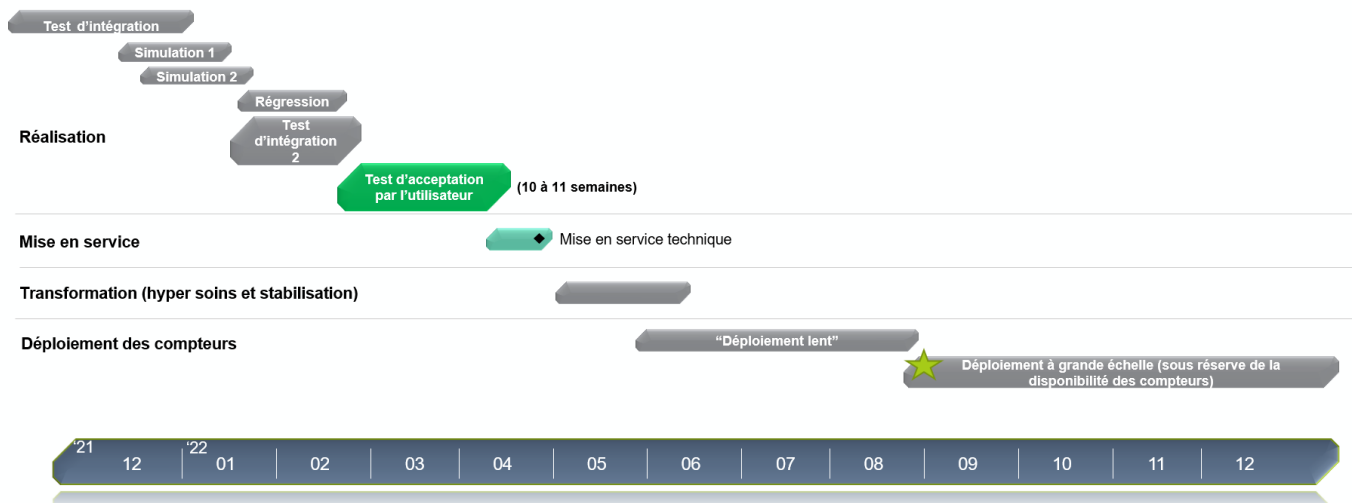
- 3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA : la majeure partie de ces dépenses à ce jour est liée à l'achat de matériel de réseau. Le budget restant est lié au coût des compteurs. Une grande partie des dépenses ne seront engagées qu'à partir du début du déploiement à grande échelle et se poursuivront 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 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. Des paiements d'étape sont dus en juillet, après quoi ce contrat sera achevé. 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, 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 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 certains membres 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 correspondent aux travaux prévus. Environ 1,2 million de dollars de dépenses imprévues liées à l'intégration du système devraient être engagés d'ici juillet 2022.
- À ce jour, certains coûts ont été engagés qui ne pouvaient être prévus au moment de l'élaboration de l'analyse de rentabilité de l'IMA. Énergie NB a construit un parc de compteurs ; certains matériaux nécessaires à l'installation des compteurs ont été identifiés et sont entièrement nouveaux. En outre, comme il est expliqué dans d'autres sections du rapport, Énergie NB accumulera des compteurs au fur et à mesure qu'ils deviennent disponibles afin d'en avoir un nombre suffisant avant de commencer le déploiement pour s'assurer de ne pas encourir de pénalités inutiles de la part de l'entreprise d'installation des compteurs. Il y aura donc de nouveaux coûts de stockage liés à la mise en réserve des compteurs. Énergie NB a également dû ajouter environ 15 000 compteurs supplémentaires au déploiement en raison du nombre de nouvelles constructions dans la province depuis l'élaboration de l'analyse de rentabilisation. À l'heure actuelle, Énergie NB prévoit que ces coûts supplémentaires peuvent être couverts par la réserve pour imprévus de 15 % sur les coûts variables que la CESP a approuvée 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, ainsi que 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 réaliser 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.



Mise à jour

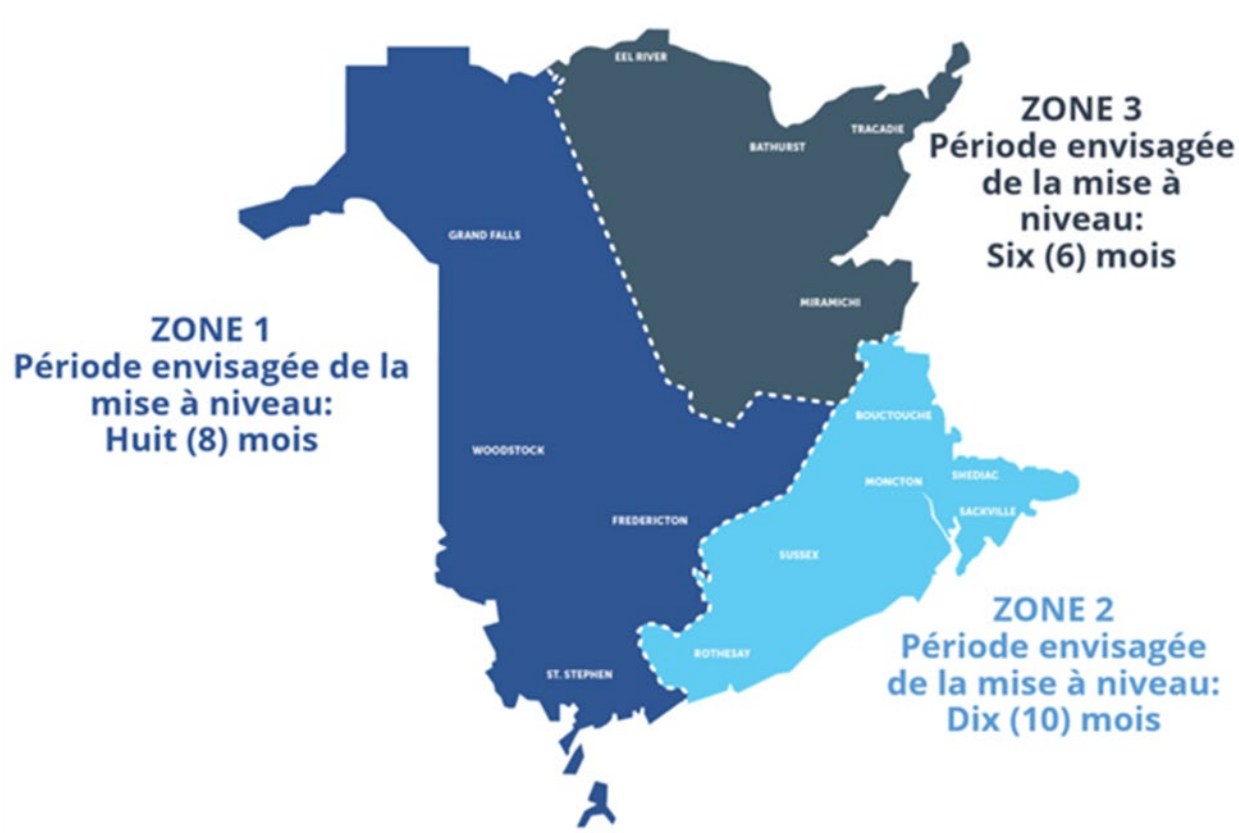
- L'essai d'acceptation par l'utilisateur a été achevé en avril 2022.
- Le système a été mis en service en mai 2022.
- Entre juin et juillet, environ 1000 compteurs seront installés chez des clients de la région de Fredericton pour vérifier davantage le système de bout en bout et valider nos plans de communication et l'expérience globale avec de vrais clients.
- En raison de la pénurie mondiale de semi-conducteurs qui entraîne des répercussions sur la capacité d'Itron à respecter les stocks de compteurs prévus, le déploiement à grande échelle a été reporté au printemps de 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.
- Compte tenu du report du déploiement à grande échelle, l'équipe se consacrera à des améliorations supplémentaires du système, à l'élaboration et à la mise à jour de la documentation pour soutenir les processus de l'IMA, et à l'exploitation des leçons tirées du déploiement initial pour remanier le plan de déploiement à grande échelle.

Déploiement des compteurs

- Environ 800 compteurs d'un total 1000 sont déjà 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.
- L'installation de compteurs à transformateur triphasé est en cours ; environ 200 compteurs ont été installés. 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 15 000 compteurs en stock, ce qui représente seulement 14 % de son plan prévu pour la distribution des compteurs. Le manque de compteurs est dû à la pénurie mondiale de semi-conducteurs.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB devrait maintenant commencer au printemps 2023 ; le déploiement commencera dans la zone 1 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

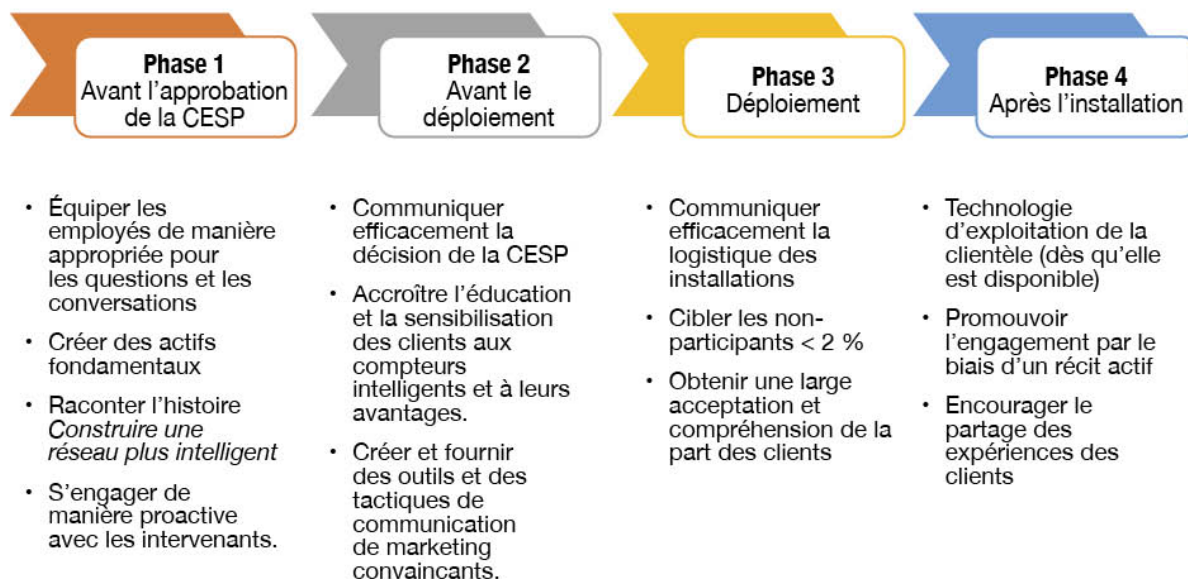
Ce calendrier est fondé sur les plans initiaux et est susceptible d'être modifié.



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 le déploiement initial qui a été entamé ce trimestre et sur les activités de la phase 2 en vue 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.

Le déploiement initial donne à Énergie NB l'occasion de tester et de perfectionner le processus d'engagement des intervenants et de notification des clients qui sera mis en œuvre au moment du déploiement complet. Lorsque la plupart des installations prévues dans le cadre du déploiement initial seront terminées, les clients seront interrogés pour 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

- Les communications de ce trimestre étaient axées sur la préparation du déploiement initial. L'un des objectifs du déploiement initial est de tester les protocoles de communication aux clients pour s'assurer qu'ils comprennent ce à quoi ils doivent s'attendre pendant l'installation. Les clients pour lesquels une mise à niveau du compteur intelligent est prévue ont reçu les trois notifications suivantes :
 - Un courriel ou une lettre avec dépliant qui souligne les avantages des compteurs intelligents.
 - Une carte postale pour rappeler au client qu'un installateur de compteurs sera sur place dans les semaines à venir.
 - Un rappel par appel téléphonique pour informer les clients que la mise à niveau de leur compteur aura lieu dans les prochains jours.

- Après l'installation, une affichette a été laissée au domicile du client pour confirmer la mise à niveau du compteur.
- Le matériel renvoyait les clients à energienb.com pour de plus amples renseignements.
- Les employés qui sont en contact direct avec les clients ont reçu la formation et le matériel nécessaires pour soutenir les clients pendant le déploiement initial et pour pouvoir répondre aux questions.

Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1er avril 2022 et le 30 juin 2022.

- Les intervenants des gouvernements provincial, municipal et fédéral de la région de Fredericton ont été informés par téléphone et par courriel du déploiement initial avant que les clients en ont été informés.
- Les représentants de la FIOE ont également été informés.
- Une mise à jour a été communiquée lors des réunions du comité de liaison communautaire organisées pour les centrales de Milltown, de la vallée inférieure de la rivière Saint-Jean, et de Belledune/Dalhousie.
- Des renseignements sur l'IMA et le réseau intelligent ont été présentés lors de trois salons de l'habitation qui ont eu lieu au cours du trimestre à Saint John, à Caraquet et à Fredericton.
- 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 1 050 visites, ce qui représente une augmentation d'environ 13 % 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	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. Postes et engagements de temps ont été prolongés en raison du retard de la mise en service du système.
3	Prestation en temps opportun des avantages pour les clients	O ↑	<p>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 visés.</p> <p>a. 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.</p>

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 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 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	(PV 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 À JOUR DU PROJET DE L'IMA

Pour la période se terminant le 30 juin 2022