
COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET DES SERVICES PUBLICS DU NOUVEAU-BRUNSWICK

DANS L'AFFAIRE DE la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*, LN-B 2013, c. 7 et l'approbation du projet d'immobilisations d'infrastructure de mesure avancée.

PREUVE

Le 1^{er} août 2019

Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick

Projets d'immobilisations d'infrastructure de mesure avancée.



Énergie NB Power

COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET DES SERVICES PUBLICS DU NOUVEAU-BRUNSWICK

DANS L'AFFAIRE DE la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*, LN-B 2013, c. 7 et l'approbation du projet d'immobilisations d'infrastructure de mesure avancée.

TABLE DES MATIÈRES

Preuve

1.0 Introduction

2.0 Description du projet

2.1 Pourquoi l'infrastructure de mesure avancée (IMA) est la bonne solution

2.2 Stratégie de déploiement de l'IMA

2.3 Coûts du projet de l'IMA

3.0 Analyse de la valeur actualisée nette

3.1 Analyse financière

3.2 Valeur actuelle des coûts du cycle de vie de 15 ans de l'IMA

3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA

3.2.2 Coûts de fonctionnement de l'IMA

3.2.3 Coûts de la gestion des données du compteur

3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs

3.2.5 Coûts d'immobilisations de SIC/GMO/ESB

3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet IMA.

3.2.7 Coûts de fonctionnement de SIC/ESB

3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations

3.2.9 Coûts de la taxe sur les services publics

3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations

3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires

3.3 Approvisionnement

3.4 Coûts de déploiements d'IMA par rapport à d'autres déploiements d'IMA

3.5 Valeur actuelle des bénéfices du cycle de vie de 15 ans de l'IMA

3.5.1 Réduction des lectures manuelles des compteurs et des commandes de service des compteurs

3.5.2 Réduction des frais liés au remplacement des compteurs

3.5.3 Système de réduction de la tension

3.5.4 Service d'alertes de factures élevées

3.5.5 Perte du réseau de Distribution

3.5.6 Pertes de précision des compteurs

3.5.7 Coûts évités pour les programmes de recherche sur la charge

3.5.8 Coûts évités du programme de mesurage net

3.5.9 Coûts évités du salaire du chef des services de compteurs

3.5.10 Coûts évités des véhicules de lecture des compteurs

3.5.11 Efforts de rétablissement du courant (gestion des équipes)

3.5.12 Réduction des demandes de clients

- 3.5.13 Coûts évités des systèmes portatifs
- 3.5.14 Comptes non facturés et comptes irrécouvrables
- 3.5.15 Coûts évités pour les surveillants de lecture de compteurs
- 3.5.16 Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de service de compteurs

3.6 Bénéfices non quantifiés de l'IMA pour le client et la société

4.0 Considérations sur la santé, la sécurité et la sûreté

- 4.1 Émissions de radiofréquences
- 4.2 Sécurité
- 4.3 Confidentialité et sécurité

5.0 Communication et engagement du client

- 5.1 Sensibilisation du public
 - 5.1.1 Effet et démographie
 - 5.1.2 Ressources d'information publique
 - 5.1.3 Communication interne
- 5.2 Politique pour le retrait du programme

6.0 Compte de report réglementaire pour l'annulation des compteurs

Pièces jointes

Pièce jointe 1 - Fiches des bénéfices de l'IMA

Pièce jointe 2 - Modèle d'analyse de rentabilisation AMI (anglais seulement)

Annexes (disponible en anglais seulement, sauf indication contraire)

Annexe A i	2019 AMI Business Case Benefits comparison to Matter 375
Annexe A ii	Comparaison de l'analyse de rentabilisation à celle de l'instance 375 (Français)
Annexe B	Independent Review and Assessment of NB Power's AMI Business Case (prepared by Navigant Consulting Limited)
Annexe B i.	CV – Erik Gilbert
Annexe C	High Bill Alert Savings (prepared by Dunsky Energy Consulting)
Annexe C i.	CV – Philippe Dunsky
Annexe D.A	Comments on New Brunswick Power's Conservation Voltage Regulation Energy Reduction Estimates and Cost-Benefit of AMI-based CVR: Phase 1 (prepared by Kinectrics Inc.)
Annexe D.B	New Brunswick Power - Conservation Voltage Reduction Assessment (prepared by Kinectrics Inc.)
Annexe D i	CV – Stephen Cress
Annexe D ii	CV – Arend Koert
Annexe E	Load Research Program Review (prepared by DNV-GL Energy Insights)
Annexe E i.	CV – Claude Godin
Annexe E ii	CV – Curt D. Puckett
Annexe F	Projected Solar Adoption in New Brunswick (prepared by Dunsky Energy Consulting)
Annexe G	AMI Non-Quantified Benefits (prepared by Dunsky Energy Consulting)
Annexe H	Health Canada Safety Code 6
Annexe H ii.	Code de Sécurité 6 (Français)
Annexe I i.	Report by Dr. Michel Plante
Annexe I ii.	CV – Dr. Michel Plante
Annexe I iii.	Rapport du Dr. Michel Plante (Français)
Annexe I iv.	CV – Dr. Michel Plante (Français)
Annexe J	UL Certificates issued to NB Power for smart meters
Annexe K	“What was said” (prepared by NATIONAL Public Relations)

1 1.0 INTRODUCTION

2

3 Conformément à l'article 107 (1) de la *Loi sur l'électricité*, la Société d'Énergie NB
4 (« Énergie NB ») doit faire une demande à la Commission de l'énergie et des services
5 publics du Nouveau-Brunswick (la « Commission ») pour l'approbation d'un projet
6 d'immobilisation de 50 millions de dollars ou plus.

7

8 À cet égard, Énergie NB cherche à obtenir l'approbation de la Commission pour le projet
9 d'immobilisation qui consiste en l'achat et le déploiement de l'infrastructure de mesure
10 avancée (« IMA »). Ce projet d'immobilisations de 92,0 millions de dollars, comprenant
11 7,3 millions de dollars dépensés jusqu'à la fin de l'exercice 2018-2019 et 84,7 millions
12 de dollars en dollars réels ¹ au cours de la période de déploiement, est décrit en détail
13 dans ces éléments de preuve.

14

15 De plus, Énergie NB cherche à obtenir l'approbation de la Commission pour la création
16 d'un compte de report en ce qui concerne l'annulation des compteurs existants en vue
17 de leur remplacement par des compteurs intelligents en vertu de l'IMA, tel que décrit
18 plus en détail à la section 6.0.

19

20 La *Loi sur l'électricité* fournit à la Commission des indications sur le seuil d'approbation
21 d'une demande de projet d'immobilisation, ainsi que sur les facteurs à prendre en
22 compte pour rendre sa décision. L'investissement dans l'IMA est conforme au plan
23 stratégique à long terme d'Énergie NB (2011-2040).

24

25 **Contexte**

26 Les réseaux électriques à travers le monde subissent des changements sans précédent
27 en raison de facteurs tels que les avancées technologiques, les attentes des clients et
28 les effets des changements climatiques. Énergie NB croit que les arguments en faveur

¹ Les dollars réels sont une valeur en dollars ajustée pour l'inflation (\$ 2019-2020)

1 d'un changement sont fondés sur trois évolutions fondamentales ayant des
2 répercussions particulières sur le secteur de l'électricité.

3

4 Le premier est le changement transformationnel de la technologie de pointe. Dans le
5 secteur de l'électricité, les nouvelles technologies constituent à la fois une menace et
6 une possibilité pour le service public traditionnel. La menace est un éventail toujours
7 croissant de ressources énergétiques distribuées, dont les prix continuent de diminuer.
8 Les effets de la production appartenant au client (solaire, éolienne ou autre), ainsi que le
9 potentiel d'électrification des transports et le potentiel émergent de stockage de
10 batteries, créent un avenir incertain pour Énergie NB et ses clients. Parallèlement, les
11 progrès en matière d'exploitation du réseau électrique rendus possibles par les nouveaux
12 outils de détection, de contrôle et de communication offrent à Énergie NB l'occasion
13 d'intégrer ces ressources énergétiques distribuées à son réseau, de manière à optimiser
14 et donc à réduire les coûts du réseau.

15

16 Le rythme des changements technologiques a augmenté et continuera d'augmenter.
17 Énergie NB est d'avis qu'il peut ne pas être prudent et raisonnable de continuer à
18 planifier en investissant dans des actifs de services publics traditionnels.

19

20 Le deuxième changement fondamental auquel sont confrontés tous les services publics
21 est l'évolution des attentes des clients ou des demandes de leurs fournisseurs de
22 services. Les clients s'attendent de plus en plus à une expérience plus personnelle des
23 fournisseurs de services. Les clients sont fortement influencés par les progrès de la
24 technologie numérique et par la disponibilité de l'information et des données. Les clients
25 recherchent plus d'engagement et de maîtrise de leurs besoins énergétiques. Les clients
26 s'attendent à un service qui leur permet de produire leur propre électricité à partir de
27 ressources renouvelables, de disposer d'information améliorée sur leur consommation
28 de l'électricité et de fonctionnalités améliorées leur permettant de contrôler à la fois le
29 niveau et le moment de la consommation.

30

1 Alors que l'évolution des attentes des clients commence à peine à s'accroître, il est
2 largement reconnu que cette tendance est établie. Énergie NB doit poursuivre son
3 évolution pour se préparer à la demande de ses clients.

4
5 Le troisième changement est l'introduction de changement climatique, ce qui représente
6 une considération fondamentale des options de l'offre pour répondre aux besoins des
7 clients. Énergie NB investit dans les outils pour répondre à ces nouvelles exigences dans
8 le cadre de l'initiative Éconergie NB.

9
10 Dans l'instance 375, Énergie NB a présenté des éléments de preuve concernant la
11 nécessité de l'IMA, en fonction des trois facteurs énumérés ci-dessus, lesquels
12 demeurent des considérations essentielles. Énergie NB croit que ce besoin a été
13 généralement accepté par la Commission et par la majorité des intervenants participant
14 à l'instance 375. Au paragraphe 88 de la décision de la Commission dans
15 l'instance 375, la Commission a déclaré :

16
17 La prépondérance de la preuve et des observations amène la Commission à
18 considérer l'IMA comme une étape évolutive vers la modernisation du réseau au
19 Canada et ailleurs. La plupart des intervenants ont exprimé un soutien qualifié
20 pour l'IMA, mais ce n'est pas pour le moment.

21
22 Dans son analyse de la prudence du projet de l'IMA présenté dans l'instance 375, la
23 Commission a reconnu qu'un projet prudent devait être évalué en fonction des facteurs
24 énoncés au paragraphe 107 (11) de la Loi et des bénéfices du projet à court et à long
25 terme, à la fois quantifiables et non quantifiables [voir le paragraphe 76, Décision de la
26 Commission, Instance 375]. En fin de compte, la Commission a mis l'accent sur
27 l'analyse de rentabilisation et a déclaré ce qui suit :

28
29 Les coûts et bénéfices chiffrables du projet sont des considérations importantes
30 dans l'analyse de la Commission (Paragraphe 89).

31
32 Compte tenu de toutes ces considérations, la Commission n'est pas convaincue
33 de la prudence du projet d'immobilisations de l'IMA. Par conséquent, le projet

1 n'est pas dans l'intérêt public. La constatation du fait qu'aucune analyse de
2 rentabilité positive n'ait été établie comme preuve est la principale raison pour
3 laquelle la Commission est arrivée à cette conclusion. Les bénéfices démontrés
4 pour les contribuables doivent l'emporter sur les coûts prévus que ces derniers
5 devront assumer (Paragraphe 92).
6

7 L'analyse de rentabilisation présentée dans cette demande démontre une analyse de
8 rentabilité positive de 31,1 millions de dollars. Les coûts et les bénéfices de l'IMA ont
9 été évalués en fonction des commentaires reçus de divers tiers retenus par Énergie NB
10 (dont les rapports sont joints aux présentes preuves). Une évaluation plus poussée des
11 hypothèses sous-jacentes aux coûts du projet et de chacun des flux de bénéfices
12 connexes a été menée par le biais d'un certain nombre d'examen internes aux niveaux
13 opérationnel et de gestion. Les résultats de haut niveau sont présentés dans le tableau
14 suivant :

Tableau 1.1	
Valeur actualisée nette (VAN) du cycle de vie de 15 ans de l'IMA	
Total des coûts	(109,6 millions de dollars)
Total des bénéfices	140,7 millions de dollars
Total net des bénéfices	31,1 millions de dollars*
Calcul actualisé de l'amortissement	11,7 ans

15 *différences en raison de l'arrondissement
16

17 L'analyse de rentabilisation est présentée à la section 3.0 de la preuve. Une
18 comparaison entre les coûts et les bénéfices de l'analyse de rentabilisation présentée
19 dans cette instance et de l'analyse de rentabilisation présentée dans l'instance 375 se
20 retrouve à l'annexe A.

21
22 L'IMA est un investissement dans l'avenir énergétique des clients d'Énergie NB.
23 L'augmentation des ressources énergétiques distribuées entraînant des demandes sur le
24 réseau et l'évolution des attentes des clients, le réseau devra être plus flexible et réactif.
25 Grâce à la communication bidirectionnelle fournie par l'IMA et à un accès plus fréquent
26 aux données, l'IMA permet de répondre à de nombreuses exigences nécessaires à la
27 prise en charge du futur réseau, permettant ainsi à l'IMA d'être à la base des efforts de
28 modernisation du réseau d'Énergie NB. Un réseau moderne produira l'électricité de

1 manière durable, fiable et économique. La mise en œuvre de l'IMA dans toute la province
2 augmentera la visibilité d'Énergie NB et le contrôle de la consommation d'électricité sur
3 le réseau, ce qui accroîtra la fiabilité. Sans l'IMA, des investissements dans une
4 visibilité, une surveillance et des commandes accrues du réseau seront nécessaires pour
5 supporter les changements au réseau.

6 Grâce à l'IMA, les clients recevront plus d'information sur leur consommation
7 d'électricité. Cette information, livrée plus fréquemment, permettra aux clients de
8 prendre des décisions éclairées sur la manière dont ils consomment de l'électricité. Les
9 réductions de consommation produiront des économies réalisées sur les coûts des
10 combustibles et des achats d'énergie et contribueront en fin de compte à différer
11 l'obligation de construire une nouvelle centrale à l'avenir.

12 L'IMA aide Énergie NB à fonctionner plus efficacement, créant ainsi des économies de
13 coûts pour les clients. Énergie NB économisera de l'argent grâce à la réduction du
14 nombre de lectures de compteurs manuelles (en personne), à la réduction du nombre
15 d'essais et de remplacements de compteurs sur site, à la réduction du nombre d'appels
16 de service de la clientèle et à la réduction du personnel. Ces économies seront
17 répercutées sur les clients grâce à une réduction des besoins globaux en revenus une
18 fois le déploiement achevé. Cela aidera Énergie NB à continuer de fournir des tarifs
19 concurrentiels aux clients.

20 Actuellement, Énergie NB ne sait pas quand un client est sans électricité jusqu'à ce que
21 le client les notifie. Avec l'IMA, Énergie NB saura immédiatement quand le client est
22 sans électricité, ce qui améliorera considérablement les efforts d'identification et de
23 rétablissement des pannes. En cas de panne, le compteur de l'IMA envoie un message
24 de déconnexion et de connexion en temps réel. Grâce à cette information, Énergie NB
25 pourra évaluer rapidement une panne, répartir les équipes avec précision et efficacité, ce
26 qui améliorera la fiabilité.

27 Comme il est expliqué en détails à la section 3.5 des éléments de preuve, plusieurs des
28 bénéfices de l'IMA sont des coûts en capital évités. L'infrastructure de compteurs
29 d'Énergie NB actuels ne peut pas soutenir des programmes tels qu'un programme de

1 recherche de charge adéquate, un programme de mesurage net croissant, ou un système
2 de réduction de la tension, une technologie unique et un investissement unique,
3 répondant aux exigences des trois programmes. Avec la nature automatisée des
4 données de l'IMA, les coûts d'exploitation, d'entretien, et d'administration (EEA)
5 associés à la main-d'œuvre et aux frais de téléphonie mobile pour chacun de ces
6 programmes sont également évités, et Énergie NB ne dispose que d'une technologie,
7 contre trois nécessitant un soutien continu en matière d'exploitation et d'entretien.

8 Les éléments de preuve présentés dans cette demande démontrent que les bénéfices
9 chiffrés de l'IMA dépassent les coûts. En plus de cette analyse de rentabilisation
10 positive, l'IMA offre des bénéfices supplémentaires non quantifiés qu'Énergie NB n'a pas
11 inclus dans son analyse financière. Certains bénéfices non quantifiés sont non
12 quantifiables, alors que d'autres proviendront de nouveaux services compatibles avec
13 l'IMA qu'Énergie NB n'a pas encore soumis pour l'approbation de la CESP. Plus de
14 détails sont fournis dans la section 3.6.

15

16 Le reste des éléments de preuve d'Énergie NB est structuré comme suit :

17 Section 2.0 – Description du projet

18 Section 3.0 – Analyse de la valeur actualisée nette

19 Section 4.0 – Considérations sur la santé, la sécurité et la sûreté

20 Section 5.0 - Communication et engagement du client

21 Section 6.0 - Compte de report réglementaire pour l'annulation des compteurs

22

23 Énergie NB a retenu les services de Navigant Consulting Inc. pour effectuer une
24 évaluation indépendante par une tierce partie de l'analyse de rentabilisation, du modèle
25 d'analyse de rentabilisation et de toutes les preuves connexes. Leur rapport se trouve à
26 l'annexe B.

27

1 **2.0 Description du projet**

2

3 Le projet IMA propose le remplacement d'environ 360 000 compteurs résidentiels et
4 commerciaux partout dans la province par des compteurs intelligents et une
5 infrastructure connexe. Sous réserve de l'approbation de la Commission, Énergie NB
6 commencerait à mettre en œuvre le réseau et les systèmes en 2020-2021, les
7 compteurs étant déployés au cours des trois prochains exercices.

8

9 Le concept de l'IMA n'est pas nouveau dans l'industrie des services publics. Les
10 services publics ont déployé l'IMA depuis plus de dix ans et la technologie continue
11 d'évoluer pour fournir des avantages qui n'étaient pas possibles lorsque les services
12 publics ont commencé à remplacer le système de mesurage existant. Selon un récent
13 rapport de Ressources naturelles Canada², l'IMA fournit aujourd'hui plus de 80 pour cent
14 des compteurs au Canada et son utilisation est en augmentation. L'IMA est devenue la
15 technologie de mesurage par défaut. Les services de mise en œuvre de l'IMA ont vu des
16 données significatives sur les données IMA dans des domaines tels que l'amélioration
17 de la gestion du réseau de distribution, la réduction des coûts de lecture des compteurs,
18 la transition vers des prix fondés sur les coûts différenciés par le temps et une réduction
19 du vol de service³.

20

21 L'IMA consiste en un mesurage bidirectionnel avancé avec les composants suivants :

- 22 • Les compteurs intelligents avec des capacités de mesure avancées et des
23 modules de communication (pour recueillir et transmettre une large gamme de
24 données de mesure avec une granularité accrue).
- 25 • Des dispositifs de relevé (recueillent les données des compteurs et les
26 transmettent au système d'administration)

² Overview of Canada's Clean Energy, Natural Resources Canada presentation to 8th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, October 16-19, 2018, Vienna, Austria

³ Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems, Results from the Smart Grid Investment Grant Program, U.U. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, September 2016

- 1 • Réseau étendu (WAN) (liaison secondaire qui permet la transmission de données
- 2 entre les compteurs, les dispositifs de relevé et le système d'administration)
- 3 • Le logiciel de l'IMA (reçoit les données des dispositifs de relevé et les
- 4 emmagasine) est dénommé un système d'administration.
- 5 • Un système de gestion des données des compteurs (pour emmagasiner,
- 6 analyser, valider et formater les données des compteurs)

7

8 Le projet de l'IMA va au-delà de l'installation de composants technologiques. Le projet

9 comprend des services pour modifier les processus commerciaux d'Énergie NB afin de

10 maximiser la valeur de la technologie et l'intégration avec les systèmes existants. La

11 nouvelle technologie sera intégrée au Système d'information sur la clientèle d'Énergie

12 NB, au système d'information géographique (SIG) et au système de gestion des pannes

13 (OMS). En outre, les plans d'engagement des clients seront mis en place pour maximiser

14 l'acceptation par les clients. Les coûts totaux du projet d'Énergie NB englobent la

15 technologie, les services professionnels d'un intégrateur des systèmes, l'engagement

16 des clients et l'effort d'intégration de la solution dans les activités d'Énergie NB.

17

18 Le projet de l'IMA proposée par Énergie NB utilise un compteur intelligent qui peut

19 enregistrer la consommation toutes les 5 à 15 minutes et fournit cette information lors

20 de la lecture quotidienne du compteur. Le compteur envoie également de l'information

21 sur l'état du réseau, telle que des erreurs de mémoire, des alarmes d'inviolabilité, des

22 alarmes de haute tension et des erreurs de lecture, fournissant des données en temps

23 quasi réel au service public. Cette information est envoyée électroniquement à un

24 collecteur de données situé dans le voisinage. Les collecteurs transmettent les données

25 à un ordinateur de contrôle de comptage avancé, appelé système d'administration. Le

26 système d'administration envoie les données à un système de gestion des données pour

27 confirmer les données. Les données sont envoyées à un système d'information sur la

28 clientèle et de facturation pour préparer les factures. Les clients peuvent accéder aux

29 données de consommation quotidiennes via Internet. Les nouveaux compteurs sont

30 équipés de modules qui permettent la communication avec l'infrastructure de collecte de

31 données et le système d'administration du réseau. Ces compteurs peuvent donc être lus

1 à distance et à intervalles fréquents au lieu d'une fois par mois au moyen d'une lecture
2 manuelle (dans le cas des compteurs analogiques) ou une lecture radio par voiture dans
3 le cas des compteurs à lecture automatique.

4

5 **2.1 Pourquoi l'IMA est la bonne solution**

6 Le parc actuel de compteurs d'Énergie NB se compose d'environ 28 pour cent de
7 compteurs analogiques et de 72 pour cent de compteurs à lecture automatique. Les
8 zones avec des compteurs analogiques nécessitent un lecteur de compteur permettant
9 de marcher de maison à maison ou de se rendre à chaque site individuel pour lire les
10 compteurs chaque mois, tandis que les compteurs à lecture automatique nécessitent de
11 conduire dans la zone pour collecter les données. Énergie NB a commencé à remplacer
12 des compteurs analogiques avec des compteurs à lecture automatique il y a plus de
13 15 ans pour réduire les coûts et comme toute entreprise de service public qui n'a pas
14 encore déployé l'IMA, le processus d'exploitation actuel d'Énergie NB pour la collecte de
15 données des compteurs est effectué en grande partie manuellement. Même pour les
16 zones où des compteurs à lecture automatique sont actuellement déployés, le processus
17 de collecte de données implique de se rendre dans la zone pour collecter l'information.
18 Néanmoins, la nature de l'information reste la même : une seule lecture à un moment
19 donné.

20

21 Il y a des limites à l'utilisation d'une seule lecture ou d'une seule valeur de
22 consommation pour une période de facturation. Une seule lecture active le processus de
23 facturation, mais limite la manière dont l'information de consommation peut être utilisée
24 d'une autre manière, par exemple dans la recherche de charge. Les compteurs à lecture
25 automatique sont déployés principalement dans les zones résidentielles et les lectures
26 sur demande ne sont pas possibles avec les compteurs à lecture automatique.

27

28 La conversion au format de compteurs à lecture automatique a permis à Énergie NB
29 d'améliorer le processus de lecture des compteurs, de facturation des clients et de
30 réception du paiement de l'énergie consommée. En installant des compteurs à lecture
31 automatique où nous devons conduire dans la zone pour collecter les données, Énergie

1 NB a amélioré la cohérence de la période de facturation et réduit les estimations,
2 améliorant ainsi le service à la clientèle. Toutefois, pour Énergie NB, l'importance donnée
3 à l'effort de modernisation va au-delà de ce que nous pouvons réaliser avec des
4 compteurs à lecture automatique. La nature manuelle de nombreux processus
5 commerciaux actuels limite les possibilités pour le service public d'améliorer le service à
6 la clientèle et de mettre en place de nouveaux programmes.

7

8 Énergie NB prévoit déployer l'IMA à l'échelle de la province pour maximiser les bénéfices.
9 Énergie NB a analysé la faisabilité d'un déploiement partiel (150 000 compteurs), qui a
10 révélé qu'un déploiement complet à l'ensemble de la population permettrait de réaliser
11 beaucoup plus d'avantages par rapport au coût. Il y a des coûts fixes pour des éléments
12 tels pour l'infrastructure, l'intégration, les licences, quelle que soit la taille du
13 déploiement des compteurs (les coûts supplémentaires concernent les compteurs et
14 l'installation). Enfin, un déploiement partiel signifierait que seuls les clients avec un
15 nouveau compteur profiteraient des avantages pour les clients offerts par l'IMA.

16

17 Le remplacement sélectif du compteur d'après son âge ou sa fonctionnalité n'est pas
18 réalisable, car la communication par micro-ondes IMA nécessite une concentration de
19 compteurs dans une zone géographique. Puisque les compteurs analogiques et les
20 compteurs à lecture automatique sont dispersés dans toute la province, il n'existe pas
21 de zones géographiques concentrées qui rendent un déploiement limité économiquement
22 viable. Sans un réseau maillé fonctionnel, les compteurs IMA devraient être lus
23 manuellement jusqu'à ce qu'un niveau de saturation adéquat soit atteint. De plus, un
24 déploiement partiel nécessiterait que tous les processus et systèmes commerciaux
25 actuels restent en place en plus des nouveaux processus, ce qui augmenterait les coûts
26 permanents liés à l'entretien des systèmes en double.

27

28 L'IMA permettra une communication bidirectionnelle entre les compteurs des clients et
29 Énergie NB. Ce réseau de communication, ainsi que les compteurs de l'IMA, est
30 essentiel pour construire un réseau électrique plus intelligent et plus efficace et sera la
31 fondation d'une large gamme de bénéfices pour les clients qu'Énergie NB fournira dans

1 le cadre de l'initiative Éconergie NB d'Énergie NB. La technologie IMA fournit une plate-
2 forme polyvalente pour fournir des bénéfices à la clientèle.

3

4 Un déploiement à l'échelle de la province optimisera les bénéfices opérationnels et les
5 bénéfices pour les clients, tout en garantissant l'équité entre toutes les catégories de
6 clients pour participer aux programmes d'Énergie NB et aux nouveaux produits. La valeur
7 d'IMA est dans les données qu'il fournit aux services publics et au client. Grâce à la
8 disponibilité de données plus fines, les clients profiteront d'une fiabilité améliorée, d'un
9 temps de réponse aux pannes réduit et, en dernier ressort, de coûts d'exploitation
10 réduits. L'IMA améliorera également la qualité des données disponibles pour les études
11 d'allocation de coûts de catégories et la prévision de charge. Par conséquent, avec l'IMA,
12 Énergie NB pourra améliorer son alignement avec les buts, les objectifs et les initiatives
13 stratégiques.

14

15 Comme mentionné précédemment, le secteur de l'électricité connaît un changement
16 motivé par l'évolution des attentes des clients. Les clients veulent plus d'information,
17 plus de contrôle et la capacité de gérer leurs besoins en énergie et leurs factures. Plutôt
18 que de fournir un relevé de compteur par mois et par client à l'aide des méthodes
19 manuelles existantes et de compteurs à lecture automatique, Énergie NB recueillera les
20 données sur la consommation d'énergie des clients à un niveau plus granulaire et sera
21 en mesure de fournir aux clients une visibilité sur ces données. Les données d'utilisation
22 détaillées qui seront fournies en temps quasi réel par l'IMA permettront aux clients de
23 mieux comprendre comment et quand ils consomment l'électricité, ce qui permet aux
24 clients de faire des changements de comportement pour réduire leur utilisation en
25 ensemble.

26

27 Les clients veulent aussi avoir la possibilité de produire leur propre électricité à partir de
28 sources d'énergie renouvelable, de stocker l'énergie excédentaire dans des batteries
29 tout en restant connectés au réseau. La préférence envers les véhicules électriques et
30 l'adoption d'appareils intelligents continuera à croître. Au Nouveau-Brunswick, les achats
31 de véhicules électriques ont augmenté de 39 pour cent de décembre 2017 à décembre

1 2018⁴. Toutes ces technologies sont des ressources énergétiques décentralisées (RED)
2 qui créent à la fois une occasion et une menace pour Énergie NB. Pour qu'Énergie NB
3 puisse adapter son réseau de distribution pour s'adapter à une pénétration accrue des
4 RED, il faut une plus grande capacité à mesurer et à gérer l'effet sur le réseau électrique.
5 L'IMA fournira les données nécessaires pour comprendre l'effet des changements de
6 charge dynamiques et planifier l'exploitation pour soutenir les niveaux de service
7 énergétique aux clients.

8

9 En offrant aux clients la possibilité de gérer leur énergie, d'adopter facilement des
10 sources d'énergie renouvelable, les véhicules électriques répondent également aux
11 problèmes de changement climatique, grâce aux données et à la visibilité fournie par
12 l'IMA.

13

14 **2.2 Stratégie de déploiement de l'IMA**

15 Énergie NB a passé beaucoup de temps pour comprendre les leçons tirées d'autres
16 juridictions qui ont mis en place un système de compteurs intelligents. Plus précisément,
17 Énergie NB a sollicité le soutien de paires de l'industrie qui ont participé à des projets
18 de compteurs intelligents à grande échelle dans le sud-est des États-Unis, et de Central
19 Maine Power qui a déployé plus de 600 000 compteurs intelligents et servi de conseiller
20 pour le Department of Energy des États-Unis sur le réseau intelligent et l'engagement
21 des parties prenantes. L'équipe du projet a également discuté avec les services publics
22 de la Colombie-Britannique, du Québec et de l'Ontario de leurs succès et de leurs
23 lacunes.

24

25 Le plan de déploiement de l'IMA est un effort considérable qui prendra presque quatre
26 ans à compléter. Énergie NB fera appel à un intégrateur de systèmes possédant une
27 vaste expérience en IMA et une connaissance des technologies choisies par Énergie NB
28 et surveillera l'exécution du projet de l'IMA. Une fois le projet approuvé, l'intégrateur des
29 systèmes commence immédiatement un plan d'exécution détaillé. Ils établiront un

⁴ Source : Rapports annuels de Mobilité électrique Canada 2017 et 2018

1 calendrier principal comprenant tous les travaux devant être exécutés par tous les
2 fournisseurs d'IMA, y compris ceux requis par Énergie NB. L'intégrateur des systèmes
3 sera également responsable des intégrations techniques requises entre les systèmes
4 principaux d'Énergie NB et les nouveaux composants logiciels de l'IMA. Ils pourront
5 élaborer une stratégie de test globale et géreront l'exécution des tests à la satisfaction
6 d'Énergie NB. En utilisant un intégrateur des systèmes expérimenté, Énergie NB s'assure
7 que les meilleures pratiques sont suivies tout en réduisant les risques de dépassement
8 des coûts et des délais.

9

10 Pour la première année du projet, à compter de l'exercice financier 2020-2021,
11 intégrateur de systèmes, ainsi qu'Énergie NB vont élaborer les processus opérationnels
12 et l'intégration des systèmes logiciels en vue de l'installation du réseau et des
13 compteurs. Dans les projets de l'IMA, l'installation du réseau de communication avant le
14 remplacement des compteurs est préférable ; donc, des composants de réseau seront
15 installés dans toute la province pour soutenir la communication automatisée de données
16 à destination et en provenance des compteurs. Environ 1 000 compteurs seront alors
17 installés dans certaines régions de la province pour essayer le réseau de bout en bout. À
18 ce stade, Énergie NB évaluera ses processus et le rendement du système avant de
19 procéder à d'autres travaux ou que des compteurs supplémentaires soient installés. Les
20 expériences acquises au cours de cette première année permettront à Énergie NB
21 d'ajuster et d'améliorer ses processus, y compris l'engagement des clients.

22

23 Une fois les composants du réseau et les compteurs initiaux installés et testés, Énergie
24 NB commencera à déployer des compteurs dans toute la province en grandes quantités
25 de région en région. Cela débutera au cours de l'exercice 2021-2022, se poursuivra au
26 cours de l'exercice 2022-2023 et se terminera en 2023-2024. Énergie NB a choisi une
27 stratégie de déploiement qui équilibre le risque associé au calendrier du prix fixe des
28 compteurs et à l'obtention du maximum de bénéfices. Le déploiement du compteur sera
29 complété par zone géographique conformément aux meilleures pratiques pour satisfaire
30 aux exigences techniques du réseau de communication. Le plan global de déploiement

1 peut être ajusté en fonction de l'expérience acquise pendant la phase de déploiement
2 initial.

3

4 Énergie NB a effectué une évaluation des risques du projet et préparé des stratégies
5 d'atténuation.

6

7 **2.3 Coûts du projet de l'IMA**

8 Énergie NB définit le projet de l'IMA comme le délai entre la publication de la demande
9 de proposition pour les compteurs de l'IMA et l'infrastructure associée au cours de
10 l'exercice 2016-2017 et l'achèvement du déploiement de l'ensemble du réseau de l'IMA
11 au cours de l'exercice 2023-2024. Les coûts encourus pendant cette période constituent
12 les coûts du projet de l'IMA et sont présentés en dollars réels pour les trois années
13 historiques et en dollars prévus (2019-2020 \$) dans le tableau 2.3.1. Les coûts du
14 projet engagés à ce jour sont comparés aux dix pour cent des dépenses en
15 immobilisations projetées qu'il est permis de dépenser avant l'approbation de la
16 Commission conformément au paragraphe 107 (1) de la *Loi sur l'électricité*. Ils font
17 également partie des coûts en capital pour lesquels Énergie NB demande l'approbation
18 dans cette demande.

19

20 Cette vue des coûts est présentée afin de bien saisir le capital de 92,0 millions de
21 dollars qu'Énergie NB présente à la Commission en vue d'obtenir l'approbation et de
22 démontrer également qu'un élément du budget d'exploitation, d'entretien et
23 d'administration (EEA) est nécessaire à la mise en œuvre de l'IMA.

24

25 Les coûts du projet ci-dessus doivent être clairement identifiables par rapport à l'analyse
26 de la valeur actuelle nette présentée à la section 3.0, qui porte sur le cycle de vie
27 complet de l'IMA. Étant donné que la majorité des coûts seront encourus pendant les
28 années de mise en œuvre du projet (2021 à 2024) et que les bénéfices s'accumuleront
29 chaque année lorsque les nouveaux compteurs seront en service, il est nécessaire
30 d'examiner toute la durée de vie des compteurs afin de veiller à ce que la pleine valeur
31 des bénéfices soit capturée.

32

Tableau 2.3.1
Coûts du projet de l'IMA
(en millions de dollars)

l'exercice financier	(1) Capital	(2) EEA	(3) Totale
(1) 2016/17A	2,4 \$	0,4 \$	2,8 \$
(2) 2017/18A	2,4	1,2	3,6
(3) 2018/19A	2,5	0,5	2,9
(4) 2019/20	0,7	0,6	1,4
(5) 2020/21	23,2	2,4	25,6
(6) 2021/22	21,8	3,9	25,7
(7) 2022/23	29,1	3,1	32,1
(8) 2023/24	10,0	2,4	12,4
(9) Coûts total du projet de l'IMA	92,0 \$	14,5 \$	106,6 \$

Remarque à l'intention du lecteur – Les tableaux financiers reflètent des différences en raison de l'arrondissement des chiffres.

1

2 **3. 0 Analyse de rentabilité de la valeur actuelle nette**

3

4 Énergie NB a entrepris une approche conservatrice et centrée sur le client à l'égard de
5 l'analyse de rentabilité de l'IMA d'Énergie NB. Le programme d'IMA proposé a été
6 développé en tenant compte des attentes des clients et Énergie NB a l'intention
7 d'effectuer l'investissement requis tout en offrant des tarifs concurrentiels.

8

9 Énergie NB présente une analyse de rentabilisation découlant d'un examen approfondi de
10 l'ensemble des coûts et des bénéfices énoncés dans l'instance 375, en tenant compte
11 de la décision détaillée de la Commission concernant des bénéfices particuliers. Énergie
12 NB a également fait appel à des experts en la matière, internes et externes, pour
13 déterminer si d'autres bénéfices devaient être ajoutés à l'analyse de rentabilisation et
14 pour confirmer que les coûts et les bénéfices capturés étaient toujours pertinents.

15

1 Outre Navigant Consulting Inc., qui a examiné l'analyse de rentabilisation de l'IMA dans
2 son intégralité, Énergie NB a retenu les tiers suivants pour examiner un certain nombre
3 d'hypothèses clés sous-jacentes à l'analyse de rentabilité.

- 4 1. Dunsky Energy Consulting - Service d'alertes de factures élevées, mesurage net,
5 bénéfiques pour la société, la société et l'environnement.
- 6 2. DNV GL Energy Insights USA, Inc. - Recherche de charge
- 7 3. Kinectrics - Système de réduction de la tension

8

9 **3.1 Analyse financière**

10 Pour l'analyse de rentabilisation de l'IMA présentée dans cette demande, Énergie NB a
11 préparé tous les coûts et bénéfices tirant parti de la méthodologie que celle utilisée dans
12 l'instance 375. Un modèle et une méthodologie similaires ont été utilisés par plus de
13 50 autres services publics en Amérique du Nord⁵. Outre les données fournies par Énergie
14 NB, la méthodologie prend en compte les coûts de la mesure traditionnelle du
15 fournisseur d'IMA et de l'industrie, ainsi que des hypothèses clés pour déterminer l'effet
16 financier d'IMA pour Énergie NB. Voici quelques hypothèses à noter :

- 17 • La durée de vie des actifs des compteurs : Historiquement, les services publics
18 ont utilisé une durée de vie d'actif de 20 ans. Étant donné les changements
19 rapides de la technologie au cours des dix dernières années et ceux attendus au
20 cours des dix prochaines années, la durée de vie utile du compteur a été réduite
21 à 15 ans.
- 22 • Période d'analyse des investissements : La période d'analyse des
23 investissements de l'IMA est de 17 ans. Cette période prend en compte un
24 déploiement échelonné et les coûts et les bénéfices sur les 15 années de la
25 première série de compteurs IMA déployés. Les bénéfices sont calculés
26 proportionnellement au nombre de compteurs déployés et commencent un an
27 après l'installation des premiers compteurs.

⁵ <https://utilassist.com/services/solutionssimplified/#open-overlay> ;
<https://utilassist.com/client-list/>

- 1 • Éventualité : L'éventualité de capital fixe utilisée dans l'analyse de rentabilisation
2 est de deux pour cent. Ceci comprend les compteurs et le matériel qui sont des
3 éléments de coûts fixes avec un contrat signé, représentant environ 50 pour cent
4 du projet total. L'éventualité variable en capital sur le coût en capital restant est
5 de dix pour cent. Une provision pour éventualité de deux pour cent a également
6 été comprise dans les coûts d'EEA.
- 7 • Indice des prix à la consommation (IPC) : L'analyse de rentabilisation comprend
8 également un supplément annuel de deux pour cent de l'IPC, majoré de la plupart
9 des coûts.
- 10 • Taux d'actualisation : Énergie NB a utilisé un taux d'actualisation de 5,25 pour
11 cent⁶.
- 12 • Valeur actuelle nette : Une analyse de la valeur actuelle nette ne prend pas en
13 compte les coûts irrécupérables, car elle consiste en une série d'entrées et de
14 sorties de trésorerie futures exprimées en dollars d'aujourd'hui. Cette approche
15 est appuyée par les recommandations du rapport rédigé par Navigant Consulting
16 Inc., annexe B.

17

18 Comme le montre le tableau 3.1.1 ci-dessous, la valeur actuelle des coûts du cycle de
19 vie de l'IMA s'élève à 109,6 millions de dollars, la valeur actualisée des bénéfices
20 attendus étant de 140,7 millions de dollars, ce qui se traduirait par un bénéfice net total
21 de 31,1 millions de dollars. Les coûts de l'IMA seront remboursés pendant la durée de
22 vie utile de la nouvelle technologie, principalement grâce à l'efficacité opérationnelle, à la
23 réduction des coûts d'EEA, aux coûts en capital évités, aux économies d'énergie et aux
24 réductions des pertes d'énergie.

25

26

27

28

⁶ En fonction du coût prévu d'emprunt de 4,6 pour cent, plus les frais de gestion du portefeuille de la dette de 0,65 pour cent.

Tableau 3.1.1	
VAN du cycle de vie de 15 ans de l'IMA	
Total des coûts	(109,6 millions \$)
Total des bénéfiques	140,7 millions \$
Total net des bénéfiques	31,1 millions \$*
Calcul actualisé de l'amortissement	11,7 ans

*différences en raison de l'arrondissement

3.2 Valeur actuelle des coûts du cycle de vie de 15 ans de l'IMA

Les coûts associés à l'IMA se situent principalement dans trois domaines principaux. Le montant le plus important comprend l'acquisition et l'installation de compteurs et de collecteurs de données complets avec le système d'administration, nécessaires à l'établissement du réseau. Les intégrations avec les systèmes d'entreprise existants constituent l'allocation de coûts la plus élevée, les coûts du système de gestion des données constituent l'autre élément important. Le tableau 3.2 indique les coûts élevés de l'IMA.

Un résumé de chaque coût et de sa valeur actualisée sur 15 ans est présenté ci-dessous.

Tableau 3.2				
Valeur actuelle des coûts du cycle de vie de 15 ans de l'IMA				
Coûts	(1)	(2)	(3)	(4)
	Totale (M\$)	% des coûts totaux	Capital (M\$)	EEA (M\$)
(1) 3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	50,1 \$	45,7	50,1 \$	-
(2) 3.2.2 Coûts de fonctionnement de l'IMA	11,5	10,5	-	11,5
(3) 3.2.3 Coûts de la gestion des données du compteur	10,1	9,2	-	10,1
(4) 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	9,9	9,1	9,9	-
(5) 3.2.5 Coûts d'immobilisations de CIS/WFM/ESB	8,4	7,6	8,4	-
(6) 3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet IMA	7,3	6,7	7,3	-
(7) 3.2.7 Coûts de fonctionnement de CIS/ESB	6,0	5,4	-	6,0
(8) 3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	2,8	2,5	2,8	-
(9) 3.2.9 Coûts de la taxe sur les services publics	2,6	2,4	-	2,6
(10) 3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	0,7	0,6	-	0,7
(11) 3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaire:	0,1	0,1	0,1	-
(12) Valeur actuelle totale des coûts	109,6 \$	100%	78,6 \$	31,0 \$

Remarque à l'intention du lecteur – Les tableaux financiers reflètent des différences en raison de l'arrondissement des chiffres.

1 **3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA**

2 Les coûts en capital de l'IMA reflètent le coût total des compteurs et des modules de
3 l'IMA en fonction des estimations que les fournisseurs ont fournies à Énergie NB. Dans
4 le contrat actuel, un prix fixe sur les compteurs est valable jusqu'en juin 2023. Cet
5 élément de coût comprend une réserve pour imprévus de deux pour cent sur tous les
6 coûts liés aux compteurs et aux modules et prévoit un taux de défaillance des compteurs
7 de 0,5 pour cent par an⁷. La valeur actuelle de ces coûts est de 50,1 millions de dollars.

8
9 **3.2.2 Coûts de fonctionnement de l'IMA**

10 Les coûts d'exploitation de l'IMA reflètent les réparations effectuées sur le socle du
11 compteur, les coûts d'exploitation de l'infrastructure du système d'administration et les
12 coûts de l'infrastructure de réseau. Cette catégorie comprend les frais de main-d'œuvre,
13 de serveurs et de droits de permis, les coûts d'exploitation du réseau pour les
14 collecteurs, les routeurs, les compteurs de point à point et d'autres composants divers.
15 Les coûts sont fondés sur les estimations que les fournisseurs ont fournies à Énergie NB
16 et comprennent la réserve pour imprévus de deux pour cent. La valeur actuelle de ces
17 coûts est de 11,5 millions de dollars.

18
19 **3.2.3 Coûts de fonctionnement du système de gestion des données**

20 Les coûts d'exploitation du système de gestion des données reflètent les frais associés
21 au logiciel de gestion des données, aux licences de tiers et à l'intégration aux systèmes
22 d'exploitation d'Énergie NB. Il comprend également une composante de main-d'œuvre
23 permanente d'Énergie NB. La valeur actuelle de ces coûts est de 10,1 millions de
24 dollars.

25
26 **3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs**

27 Les coûts d'installation de compteurs comprennent les coûts d'installation de compteurs
28 résidentiels et de service d'usage général, ainsi que les coûts associés à l'entreposage
29 et le verrouillage des compteurs. Les coûts reflètent les prix du fournisseur retenu par

⁷ Itron Accelerated Life Test Report, September 2017

1 Énergie NB et comprennent une provision pour imprévu de dix pour cent, car les coûts
2 n'ont pas encore été finalisés par un contrat (à la date de la demande). La valeur
3 actuelle de ces coûts est de 9,9 millions de dollars.

4

5 **3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB**

6 Les coûts d'investissement de cette catégorie reflètent les coûts d'intégration de
7 systèmes pour tous les systèmes de compteurs de trésorerie avec l'IMA, y compris le
8 Système d'information sur la clientèle (« SIC »), la gestion de la main-d'œuvre (« GMO ») et
9 le bus de service d'entreprise (« ESB »). Elle est dérivée des estimations des fournisseurs
10 soumis à Énergie NB et comprend les coûts de gestion de projet, de reconception des
11 processus d'exploitation, de gestion des modifications et d'intégration par les interfaces
12 de processus d'application (« API »). En plus de la provision pour imprévu de dix pour cent
13 appliquée à tous les autres coûts en capital variables, cette charge comprend une
14 provision pour imprévus de 15 pour cent sur l'estimation initiale du fournisseur, le
15 contrat n'ayant pas encore été signé (date d'enregistrement), ce qui représente un
16 montant total de 26,5 pour cent en provision pour imprévus sur cet article de coût.
17 De plus, cet élément de coût comprend un portail client activé par l'IMA pour faciliter la
18 visualisation de la consommation quotidienne et la fourniture d'alertes (telles qu'un
19 service d'alertes de factures élevées) facilitant la gestion de la consommation. La valeur
20 actuelle de ces coûts est de 8,4 millions de dollars.

21

22 **3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe** 23 **du projet IMA.**

24 Les coûts en immobilisations de la gestion des données reflètent l'estimation soumise
25 par le fournisseur pour la mise en œuvre d'un système de gestion des données. Cela
26 comprend également les coûts de l'équipe de projet d'Énergie NB. La valeur actuelle de
27 ces coûts est de 7,3 millions de dollars.

28

29

30

31

1 **3.2.7 Coûts de fonctionnement de SIC/ESB**

2 Les coûts d'exploitation du SIC et de l'ESB sont les coûts annuels d'entretien des
3 interfaces avec des licences et des abonnements à des services d'information pour le
4 client. La valeur actuelle de ces coûts est de 6,0 millions de dollars.

5

6 **3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations**

7 Les services d'entreprise et autres coûts en immobilisations reflètent les intérêts
8 pendant la construction et les frais généraux d'entreprise appliqués à tous les projets
9 d'investissement. En outre, il inclut les coûts d'autres services de soutien, tels que le
10 soutien juridique, le soutien technique (chaîne d'approvisionnement) et les technologies
11 de l'information (« TI »). La valeur actuelle de ces coûts est de 2,8 millions de dollars.

12

13 **3.2.9 Taxe sur les services publics**

14 La taxe sur les services publics selon l'article 1, paragraphe b.1 de la *Loi sur l'évaluation*
15 du Nouveau-Brunswick est appliquée aux actifs de ce projet à un taux de 2,186 \$ par
16 100 \$ de valeur comptable nette supplémentaire des compteurs en service actuels et de
17 la valeur comptable nette des compteurs de l'IMA remplaçant les compteurs existants.
18 La valeur actuelle de ces coûts est de 2,6 millions de dollars.

19

1 **3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations**

2 Les services généraux et les autres coûts d'exploitation comprennent les dépenses liées
3 aux audits internes de la sécurité des systèmes, à la gestion des contrats et à d'autres
4 services de soutien d'entreprise d'Énergie NB. La valeur actuelle de ces coûts est de
5 0,7 million de dollars.

6

7 **3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires**

8 Les coûts en capital d'études techniques préliminaires sont des coûts de conseil de tiers
9 engagés en rapport avec la conception du projet. La valeur actuelle de ces coûts est de
10 0,1 million de dollars.

11

12 **3.3 Approvisionnement**

13 Énergie NB a lancé le processus d'approvisionnement en IMA avec l'affichage d'un appel
14 d'offres au cours de l'exercice 2016-2017 dans le cadre d'un consortium de service
15 public avec des sociétés affiliées d'Emera : Nova Scotia Power Company, Emera Maine et
16 Tampa Electric Company. Les membres du consortium ont reconnu que la création
17 conjointe de la demande de propositions et la collaboration pour gérer le processus
18 d'approvisionnement et d'évaluation offraient des bénéfices évidents et des économies
19 de coûts. En travaillant avec le consortium, plus de 10 millions de dollars (plus de
20 20 pour cent) en économies de coûts des fournisseurs d'IMA ont été réalisés. Les
21 bénéfices supplémentaires comprennent des coûts juridiques réduits et de meilleures
22 conditions contractuelles grâce à un plus grand pouvoir de négociation.

23

24 Au cours de ce processus, Énergie NB a choisi une technologie qui respecte ou dépasse
25 toutes les exigences fonctionnelles obligatoires. Cela intègre le coût total de possession
26 sur la durée de vie de l'actif et fournit les meilleures capacités futures pour Énergie NB.

27

28 Les principales composantes du plan d'approvisionnement comprennent :

29

1 Équipement de compteur de l'IMA et infrastructure connexe

2 Le fournisseur de l'IMA fournira le réseau principal et la solution pour le projet IMA,
3 notamment les compteurs, les modules de communication, le réseau de communication
4 et le système d'administration responsable de la coordination de la communication avec
5 tous les périphériques. Le contrat du fournisseur de l'IMA a été exécuté sous réserve de
6 l'approbation de la Commission.

7

8 Gestion des données des compteurs

9 Le système de gestion des données est le référentiel central des données de mesure et
10 est chargé de fournir les données aux autres systèmes selon les besoins. Le système de
11 gestion des données est également le centre d'intégration pour les données de
12 compteurs de l'IMA où plusieurs systèmes peuvent accéder à des données validées. La
13 demande de propositions a été émise, les réponses ont été évaluées et un fournisseur a
14 été choisi. Les négociations contractuelles ne sont pas encore terminées au moment de
15 la demande et seront subordonnées à l'approbation de la Commission.

16

17 Services d'installation de compteurs

18 Avec environ 360 000 compteurs à installer, Énergie NB a choisi un fournisseur pour
19 effectuer les services d'installation. Le fournisseur sera responsable de l'inventaire, du
20 stockage, de la mise en place et de la main-d'œuvre nécessaire à l'installation. La
21 demande de propositions a été émise, les réponses ont été évaluées et un fournisseur a
22 été choisi. Les négociations contractuelles sont en cours au moment de cette demande
23 et le contrat sera exécuté, sous réserve de l'approbation de la Commission.

24

25 Intégrateur de systèmes

26 L'IMA nécessite plusieurs intégrations aux systèmes existants d'Énergie NB. L'équipe du
27 projet a besoin de services professionnels dotés de l'expertise technique requise pour
28 diriger et soutenir ces efforts. La demande de propositions a été émise, les réponses ont
29 été évaluées et un fournisseur a été choisi. Les négociations contractuelles sont en
30 cours au moment de cette demande et le contrat sera exécuté, sous réserve de
31 l'approbation de la Commission.

1 **3.4 Coûts de déploiements d'IMA par rapport à d'autres déploiements d'IMA**

2 Afin de comparer le coût du projet de l'IMA d'Énergie NB à celui d'autres projets de l'IMA,
3 la société a examiné des publications canadiennes sur les installations l'IMA. Toutes les
4 juridictions ne précisent pas clairement dans leurs rapports si les calculs comprennent
5 une analyse des coûts du cycle de vie indiquée en valeur actuelle ou s'il s'agissait
6 simplement des coûts à la fin du déploiement.

7

- 8 • Le coût par compteur en Ontario (y compris Hydro One)⁸ pour 73 sociétés de
9 distribution était de 293 \$. Le coût pour Hydro One seulement était de ou 550 \$.
- 10 • Le coût par compteur de BC Hydro⁹ variait entre 404 \$ et 482 \$ en dollars
11 nominaux
- 12 • Le coût global d'Hydro-Québec¹⁰ s'élevait à 266 \$ par compteur
- 13 • Le coût global de NS Power¹¹ est estimé à 269 \$ par compteur.

14

15 Le coût total du compteur par cycle de vie d'Énergie NB varie d'une valeur actuelle de
16 304 \$ (109,6 millions de dollars/360 000) à 375 \$ (135 millions de dollars/360 000) en
17 dollars réels. En regardant strictement le coût jusqu'à la fin du déploiement, le coût par
18 compteur d'Énergie NB est de 296 dollars (106,6 millions de dollars/360 000).

19

20 **Valeur actuelle des bénéfices du cycle de vie de 15 ans de l'IMA**

21 Le projet de l'IMA offre de nombreux bénéfices en tout genre à Énergie NB, ainsi qu'à
22 ses clients. Le tableau 3.3 répertorie les bénéfices identifiés qui ont été quantifiés dans
23 le cadre de l'analyse financière de l'investissement dans l'IMA. À l'exception du système

⁸ 2014 Annual Report of the Office of the Auditor General of Ontario. Ministry of Energy – Smart Metering Initiative. Chapter 3, Section 3.11. December 9, 2014.
<http://www.auditor.on.ca/en/content/annualreports/arreports/en14/311en14.pdf> (\$1.4B/4.8M meters)(\$660M/1.2M)

⁹ BC Hydro. Smart Metering & Infrastructure Program – Program Completion and Evaluation Report. December 21, 2016 (\$779.2M/1.93M meters)

¹⁰ http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports_annuels/rapp_ann_2013-2014_ang.pdf (\$997.4M/3.75M meters)

¹¹ <https://uarb.novascotia.ca/fmi/webd/UARB15> NS Power Application for Advanced Metering Infrastructure (\$133.2M/495K meters)

1 de réduction de la tension, tous les bénéfices sont calculés au prorata de la pénétration
 2 des compteurs de l'IMA sur une base annuelle et sont reconnus un an après
 3 l'installation. Un résumé de chaque coût et de sa valeur actualisée sur 15 ans est
 4 présenté ci-dessous. En général, ces bénéfices sont indexés sur la période de l'analyse
 5 de rentabilisation et réduits aux dollars de 2019-2020 au taux de 5,25 pour cent. Vous
 6 trouverez de l'information détaillée et des calculs sur chacun des bénéfices dans la pièce
 7 jointe 1, Fiches des bénéfices de l'IMA, et dans la pièce jointe 2, Modèle d'analyse de
 8 rentabilisation de l'IMA.

9
 10

Tableau 3.5
Valeur actuelle des avantages du cycle de vie de 15 ans de l'IMA

Des Avantages		(1)	(2)	(3)
		Totale (\$M)	% des avantages totaux	Reference
(1)	3.5.1 Réduction des lectures manuelles des compteurs et des commandes de service des compteurs	39,9 \$	28,4	Pièce jointe 1, Page 1
(2)	3.5.2 Réduction des frais liés au remplacement des compteurs	22,0	15,6	Pièce jointe 1, Page 2
(3)	3.5.3 Système de réduction de la tension	16,2	11,6	Pièce jointe 1, Page 3
(4)	3.5.4 Service d'alertes de factures élevées	15,4	10,9	Pièce jointe 1, Page 4
(5)	3.5.5 Perte du réseau de Distribution	15,0	10,7	Pièce jointe 1, Page 5
(6)	3.5.6 Pertes de précision des compteurs	11,5	8,2	Pièce jointe 1, Page 6
(7)	3.5.7 Coûts évités pour les programmes de recherche sur la charge	5,2	3,7	Pièce jointe 1, Page 7
(8)	3.5.8 Coûts évités du programme de mesurage net	4,8	3,4	Pièce jointe 1, Page 8
(9)	3.5.9 Coûts évités du salaire du chef des services de compteurs	1,8	1,3	Pièce jointe 1, Page 10
(10)	3.5.10 Coûts évités des véhicules de lecture des compteurs	1,8	1,3	Pièce jointe 1, Page 11
(11)	3.5.11 Efforts de rétablissement du courant (gestion des équipes)	1,6	1,1	Pièce jointe 1, Page 12
(12)	3.5.12 Réduction des demandes de clients	1,4	1,0	Pièce jointe 1, Page 13
(13)	3.5.13 Coûts évités des systèmes portatifs	1,4	1,0	Pièce jointe 1, Page 14
(14)	3.5.14 Comptes non facturés et comptes irrécouvrables	1,2	0,8	Pièce jointe 1, Page 15
(15)	3.5.15 Coûts évités pour les surveillants de lecture de compteurs	1,0	0,7	Pièce jointe 1, Page 16
(16)	3.5.16 Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de service de compteurs	0,6	0,4	Pièce jointe 1, Page 17
(17)	Valeur actuelle totale des avantages	140,7 \$	100%	

Remarque à l'intention du lecteur – Les tableaux financiers reflètent des différences en raison de l'arrondissement des chiffres.

11

12 **3.5.1 Réduction des lectures manuelles des compteurs et des commandes de service** 13 **des compteurs**

14 L'IMA apportera des bénéfices mesurables aux clients en automatisant de nombreuses
 15 fonctions de lecture des compteurs. Les bénéfices réduits en matière de lecture
 16 manuelle des compteurs et de service des compteurs sont fondés sur la réduction des

1 besoins de relever manuellement les compteurs et de gérer les fonctions du personnel
2 de support. La réduction du travail sur le terrain est attribuable à la possibilité de lire à
3 distance les compteurs sur demande et d'utiliser le commutateur de connexion et
4 déconnexion à distance, réduisant ainsi les coûts associés à la lecture manuelle,
5 notamment les salaires, les avantages sociaux, les coûts d'exploitation des véhicules et
6 les dépenses diverses. Selon les estimations, les 55 employés nécessaires aux services
7 de compteurs aujourd'hui (36 employés à plein temps d'Énergie NB et 19 entrepreneurs),
8 seuls dix employés à plein temps seront nécessaires après la mise en œuvre de l'IMA. Il
9 y a sept employés à plein temps dans le service d'entretien de compteurs qui ne seront
10 plus nécessaires à la suite de l'IMA. La valeur actuelle de ces coûts est de 39,9 millions
11 de dollars.

12

13 **3.5.2 Réduction des frais liés au remplacement des compteurs**

14 Le budget alloué à l'entretien, à la réparation et au remplacement des compteurs
15 d'Énergie NB actuellement sur le terrain peut être économisé et enregistré comme un
16 bénéfice de l'IMA puisque l'installation de nouveaux compteurs permettra à Énergie NB
17 d'éviter ces coûts. L'analyse de rentabilisation suppose une moyenne pondérée d'après
18 la quantité de cycle de vie des compteurs résidentiels et des indicateurs de maximum,
19 entraînant en une substitution annuelle de 4,41 pour cent de la population de
20 compteurs. Ceci prend en compte les nouveaux compteurs requis, plus la main-d'œuvre
21 nécessaire pour effectuer le changement de compteur. Cette approche prend également
22 en compte les remplacements de compteurs requis par Mesures Canada comme prévu
23 chaque année. La valeur actuelle de ces coûts est de 22,0 millions de dollars.

24

25 **3.5.3 Système de réduction de la tension**

26 Le système de réduction de la tension (SRT) utilise une technologie de réseau efficace
27 pour réduire la consommation et la demande d'énergie pendant les périodes de pointe
28 en optimisant les niveaux de tension. Selon un rapport de Kinectrics (voir l'annexe D), le
29 SRT peut réduire la consommation d'énergie de 48 GWH par an à l'aide d'un capteur de
30 fin de ligne, tel qu'un dispositif connecté à un transformateur sur poteau, qui fournit la
31 boucle de rétroaction à la tête de la réduction du contrôle de la tension. L'IMA agit

1 également comme capteur de fin de ligne, évitant ainsi le coût d'achat des capteurs de
2 fin de ligne supplémentaires ainsi que les coûts d'entretien et de communication
3 permanents associés aux capteurs. Le SRT fondé sur l'IMA permet également à Énergie
4 NB de réduire la consommation d'énergie de 12 GWh supplémentaires par rapport au
5 SRT qui n'est pas fondé sur l'IMA en raison de l'amélioration de l'information permettant
6 de faire fonctionner les régulateurs de tension d'alimentation de sous-station. Les coûts
7 en capital, d'exploitation et d'entretien évités des capteurs de fin de ligne, associés aux
8 économies d'énergie supplémentaires, représentent actuellement 16,2 millions de
9 dollars

10

11 **3.5.4 Service d'alertes de factures élevées**

12 Offrir aux clients un accès multicanal pour surveiller leur consommation d'électricité peut
13 entraîner une sensibilisation accrue en matière de comportement de consommation et de
14 conservation. Énergie NB offrira à ses clients un service d'alerte de facturation élevée qui
15 leur fournira de l'information plus fréquemment lorsque leur facture tend à être
16 supérieure à leur consommation d'énergie habituelle par rapport au même mois de
17 l'année précédente ou en fonction des tendances météorologiques prévues. De
18 nombreux services publics en Amérique du Nord ont mis en place des programmes
19 d'alerte sur les factures entraînant une réduction de la consommation d'énergie. Même
20 si Énergie NB utilisera plusieurs canaux tels que la téléphonie, les messages textes et
21 les courriels pour alerter les clients, le bénéfice est calculé en fonction des alertes
22 fournies par courriel. Selon les estimations, plus de 50 % des clients d'Énergie NB
23 participeront d'ici 2024 après le déploiement complet de l'IMA. Les alertes de
24 facturation élevée seront proposées en tant que service de renonciation, dans
25 l'hypothèse d'un taux de renonciation de dix pour cent. Les clients devraient réduire leur
26 consommation annuelle de 0,7 pour cent en moyenne, comme indiqué à l'annexe C. La
27 valeur actuelle de ces coûts est de 15,4 millions de dollars.

28

29 **3.5.5 Pertes du réseau de Distribution**

30 Les données fournies par l'IMA permettent à Énergie NB de créer des programmes
31 pouvant être utilisés pour réduire les pertes sur l'ensemble du réseau de distribution.

32

1 Les programmes qui contribuent à cela comprennent :

- 2 • Amélioration de la gestion des actifs (surveillance du transformateur, par
- 3 exemple, pour identifier les actifs sous-dimensionnés)
- 4 • Vol détecté à partir de compteurs (les vols par enlèvement des appareils et flux
- 5 d'énergie inversé) et données de tension et alarmes associées à de l'information
- 6 de connectivité identifiant des prises potentielles ou utilisant des programmes de
- 7 mesure de transformateur pour identifier les pertes élevées

8
9 D'autres projets de l'IMA ont réduit les pertes de distribution (en dehors de la précision
10 améliorée des compteurs) de 0,25 à 0,5 pour cent. Énergie NB estime qu'une réduction
11 de 0,25 pour cent peut être atteinte, ce qui donne une valeur actuelle de 15 millions de
12 dollars pour ce bénéfice.

14 **3.5.6 Pertes de précision des compteurs**

15 Les compteurs analogiques (électromécaniques) ralentissent avec le temps. Cela fait en
16 sorte qu'Énergie NB sous-estime la consommation d'actifs plus anciens. Les services
17 publics qui mettent à niveau leur infrastructure de comptage peuvent voir leurs lectures
18 de kWh augmenter de 0,5 à 1,0 pour cent, grâce à une précision accrue des
19 compteurs¹². Énergie NB a mis à jour ses actifs de mesure en compteurs de l'IMA, mais
20 environ 28 pour cent du parc sont toujours des compteurs analogiques. Ce bénéfice
21 suppose une augmentation de 0,5 pour cent des lectures en kWh des compteurs
22 analogiques restants sur le terrain. La valeur actuelle de ces coûts est de 11,5 millions
23 de dollars.

25 **3.5.7 Coûts évités pour les programmes de recherche sur la charge**

26 Énergie NB ne dispose pas des données de recherche sur la charge actuelles adaptées à
27 la répartition des coûts par classe et à la conception de tarifs dynamiques. Un
28 programme de recherche moderne sur la charge permettrait à Énergie NB : d'estimer les
29 facteurs de charge et les facteurs de coïncidence ; évaluer et concevoir des tarifs pour

¹² EPRI Accuracy of Digital Electricity Meters, May 2010

1 traiter les subventions croisées ; et, fournir des signaux économiques appropriés tenant
2 compte des technologies perturbatrices et des attentes accrues des clients. Cela
3 améliorerait également la planification des programmes de gestion de la demande et de
4 service à la clientèle. Dans sa décision de l'instance 430, la Commission a reconnu ce
5 fait et a ordonné à Énergie NB de soumettre une proposition visant à améliorer la
6 recherche de charge.

7

8 Avant de recevoir cette directive, Énergie NB a demandé à DNV GL Energy Insights USA,
9 Inc. de déterminer la taille d'un programme de recherche sur la charge requise pour
10 répondre à tous ces besoins (voir l'annexe E). La recommandation indiquait qu'au départ,
11 1 061 compteurs de recherche de charge seraient nécessaires, ainsi que du personnel
12 pour gérer et valider les données et les frais de téléphonie cellulaire, afin que les
13 données parviennent au siège social.

14

15 Le rapport recommande également une croissance annuelle de 20 pour cent (220
16 compteurs par année) de la population de compteurs de recherche de charge afin
17 d'élargir et d'améliorer le rendement statistique et la couverture complète de
18 l'échantillon. À compter de 2024, une fois l'IMA entièrement déployée, les données
19 d'intervalle du système de l'IMA fournissent le niveau de détail et de granularité requis
20 pour des données de recherche de charge adéquates sans ajouter d'infrastructure
21 supplémentaire. Les coûts évités de la croissance annuelle de la population étudiée et
22 des coûts de personnel associés peuvent être considérés comme un bénéfice de l'IMA.
23 La valeur actuelle de ces coûts est de 5,2 millions de dollars.

24

25 **3.5.8 Coûts évités du programme de mesurage net**

26 Le Programme de mesurage net d'Énergie NB permet aux clients de relier leur propre
27 tranche de production respectueuse de l'environnement au réseau de distribution
28 d'Énergie NB. Lorsque les clients s'inscrivent au programme de facturation nette
29 d'Énergie NB, Énergie NB remplace le compteur existant par un compteur bidirectionnel
30 pour permettre la mesure de l'énergie livrée et de celle reçue. Étant donné que les
31 compteurs de l'IMA offrent la capacité de communication bidirectionnelle requise pour la

1 prise en charge de la facturation nette, Énergie NB peut éviter le coût d'achat et
2 d'installation de compteurs bidirectionnels à l'avenir. L'absorption prévue de la
3 production solaire repose sur une étude menée par Dunsy Energy Consulting en 2017
4 (voir l'annexe F Projected Solar Adoption in New Brunswick – disponible en anglais
5 seulement). À l'avenir, le coût pour jusqu'à 2,75 employés à temps plein nécessaires
6 pour effectuer du travail administratif pour la facturation nette compte tenu de la
7 croissance attendue sera évité. Énergie NB estime que la valeur actuelle de ce bénéfice
8 est de 4,8 millions de dollars.

9

10 **3.5.9 Coûts évités du salaire du chef des services de compteurs**

11 Avec la réduction du travail pour le groupe de services de compteurs en raison de l'IMA,
12 le poste de chef des services de compteurs sera supprimé et le travail restant sera
13 redistribué à d'autres gestionnaires. Ce bénéfice est réalisé au cours de
14 l'exercice 2019-2020, car la personne qui occupait ce poste s'est jointe à l'équipe du
15 projet de l'IMA et ce poste n'a pas été pourvu. Si le projet de l'IMA ne se poursuit pas,
16 ce poste devra être pourvu. La valeur actuelle de ces coûts est de 1,8 million de dollars.

17

18 **3.5.10 Coûts évités des véhicules de lecture des compteurs**

19 Actuellement, Énergie NB achète et entretient 27 véhicules pour les releveurs et les
20 changeurs de compteurs. Les véhicules sont remplacés tous les cinq ans en raison du
21 kilométrage parcouru et de leur usure constante. Une fois l'IMA en place, il ne sera plus
22 nécessaire d'acheter tous les véhicules de remplacement sauf un. La valeur actuelle de
23 ces coûts est de 1,8 million de dollars.

24

25 **3.5.11 Efforts de rétablissement du courant (gestion des équipes)**

26 Un réseau de distribution compatible avec l'IMA offre une visibilité sur le réseau. Les
27 compteurs fournissent un message lorsque l'alimentation est coupée et aussi
28 reconnectée. Le compteur de l'IMA prend également en charge la communication
29 bidirectionnelle offrant aux opérateurs de salle de commande et au système de gestion
30 des pannes une visibilité sur l'état du courant des habitations dans une zone
31 géographique. Grâce à cette visibilité, il est possible de réduire un certain nombre de

1 demandes de service de clients pensant subir une panne de courant causée par le
2 réseau. Ce bénéfice représente la valeur d'avoir moins de commandes de travail et donc,
3 d'éviter les coûts associés à l'envoi inutile d'équipes sur le terrain. La valeur actuelle
4 des bénéfices est de 1,6 million de dollars.

5

6 **3.5.12 Réduction des demandes de clients**

7 Les conseillers du service à la clientèle, qui ont un accès limité aux données, gèrent les
8 appels des clients préoccupés par les factures estimées et élevées. Avec le déploiement
9 de l'IMA, les lectures estimées et la facturation incorrecte seront considérablement
10 réduites. En utilisant des canaux tels que le Web, la messagerie électronique et la
11 téléphonie, les clients peuvent être informés des factures potentiellement élevées et
12 recevoir des données plus détaillées pour les aider à mieux comprendre leur
13 consommation. En fin de compte, l'objectif est d'aider les clients à faire confiance à leur
14 facture et à réduire ces types d'appels spécifiques. Selon l'estimation, la réduction du
15 nombre d'appels entraînera la suppression de deux employés à temps plein au sein du
16 service à la clientèle, ce qui se traduira par une économie actuelle de 1,4 million de
17 dollars.

18

19 **3.5.13 Coûts évités des systèmes portatifs**

20 Environ 72 pour cent du parc de compteurs d'Énergie NB est actuellement composé de
21 compteurs à lecture automatique qui sont lus à l'aide d'appareils de lecture portatifs.
22 Une fois l'IMA en place, les coûts logiciels annuels de l'équipement ainsi que ses coûts
23 de remplacement tous les cinq ans seront réduits. Certains équipements seront
24 conservés pour accueillir les clients qui ont choisi de ne pas utiliser de compteur de
25 l'IMA. La valeur actuelle de ces coûts est de 1,4 million de dollars.

26

27 **3.5.14 Comptes non facturés et comptes irrécouvrables**

28 L'IMA offre des fonctionnalités telles que la déconnexion et la reconnexion à distance,
29 paiement anticipé et limitation de charge qui permettent aux clients de gérer leur
30 consommation d'énergie. Ces outils, associés à la possibilité de consulter de
31 l'information plus détaillée sur leur consommation, pourraient aider les clients à éviter

1 les déconnexions. Actuellement, les comptes qui entraînent une déconnexion présentent
2 des radiations correspondantes pour les soldes impayés. Aider les clients à gérer la
3 quantité d'énergie qu'ils consomment réduira le montant des radiations des comptes
4 irrécouvrables. La valeur actuelle de ce bénéfice est de 1,2 million de dollars.

5

6 **3.5.15 Coûts évités pour les surveillants de lecture de compteurs**

7 Énergie NB emploie actuellement deux surveillants de lecture de compteurs. Une fois
8 l'IMA entièrement déployé, le nombre de lecteurs de compteurs sera considérablement
9 réduit, ce qui éliminera le besoin d'un surveillant de Service de compteurs. Ce bénéfice
10 ne peut être réalisé avant que l'IMA soit complètement déployée. La valeur actuelle de
11 ce bénéfice est de 1,0 million de dollars.

12

13 **3.5.16 Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de service de** 14 **compteurs**

15 Certaines reconnexions de l'alimentation du client sont effectuées après les heures
16 normales, ce qui entraîne des heures supplémentaires pour les techniciens qui
17 effectuent le travail. Avec l'IMA, les déconnexions et les reconnexions peuvent être
18 effectuées à distance, éliminant ainsi le besoin d'environ 95 pour cent des heures
19 supplémentaires liées aux reconnexions. La valeur actuelle de ce bénéfice est de
20 0,6 million de dollars.

21

22

23 **3.6 Bénéfices non quantifiés de l'IMA pour le client et la société**

24 Outre des possibilités d'économies claires et quantifiables à court terme,
25 l'investissement dans l'infrastructure de l'IMA est conçu pour permettre de nouveaux
26 services et une valeur ajoutée tout au long de la durée de vie des compteurs. Énergie NB
27 a demandé à Dunsky Energy Consulting d'examiner la liste des bénéfices quantifiés et
28 d'identifier les bénéfices non quantifiés complémentaires à l'analyse de rentabilisation
29 de l'IMA.

30

1 Dunsky a identifié douze (12) bénéfices supplémentaires qu'Énergie NB n'avait pas
2 quantifiés, mais qui procureraient probablement des bénéfices matériels à Énergie NB, à
3 ses clients et à la société. Cela comprend la tarification variable dans le temps, qui peut
4 offrir des avantages considérables aux clients et à Énergie NB en fournissant des
5 signaux de prix plus efficaces, ainsi que des programmes de gestion de la demande
6 géographiquement ciblés, qui peuvent éviter ou différer des investissements coûteux en
7 matière de transport et de distribution d'après la visibilité tirée de l'IMA qui se traduit en
8 besoins et schémas de réseau.

9

10 Les autres bénéfices non quantifiés ne dépendent pas de nouveaux services : l'IMA
11 devrait permettre d'améliorer les programmes de gestion de la demande pour tous les
12 Néo-Brunswickois ; réduire la durée des pannes et les coûts associés pour les gens et
13 les entreprises de la province ; et réduire les émissions de gaz à effet de serre, réduisant
14 ainsi potentiellement les coûts associés aux redevances sur le carbone ou aux règles de
15 conformité. Dunsky a attribué une note d'un à trois à chaque bénéfice supplémentaire,
16 indiquant ainsi son ampleur. Les bénéfices supplémentaires non quantifiés sont décrits
17 en détail à l'annexe G - Dunsky's AML – Non-Quantified Benefits Memo] (disponible en
18 anglais seulement).

19

1 **4.0 Considérations sur la santé, la sécurité et la sûreté**

2

3 La sécurité des employés et de tous les membres du public est la priorité absolue
4 d'Énergie NB. Énergie NB s'assure que la sécurité au travail constitue la priorité pendant
5 la durée de ce projet. Énergie NB suit les meilleures pratiques en matière de sécurité,
6 notamment en s'assurant que les compteurs intelligents respectent les normes de
7 sécurité en vigueur et en respectant les procédures d'installation sécuritaires pour
8 prévenir les incidents.

9

10 **4.1 Émissions de radiofréquences**

11 La Commission a examiné les questions relatives aux effets sur la santé de l'exposition
12 des êtres humains aux émissions de radiofréquences dans l'instance 375, et a conclu
13 comme suit au paragraphe 70 :

14

15 La Commission accepte l'utilisation du Code de sécurité 6 comme norme de
16 sécurité de l'industrie applicable pour les émissions de RF des compteurs
17 intelligents proposés par Énergie NB. De plus, elle accepte la preuve selon
18 laquelle les compteurs intelligents proposés par Énergie NB respectent largement
19 les normes du gouvernement fédéral énoncées dans le Code de sécurité 6.

20

21 Le code de sécurité 6 de Santé Canada (annexe H ii.) fait toujours partie d'un cadre
22 réglementaire fédéral exhaustif concernant les communications radio, qui couvre à la fois
23 les exigences techniques des appareils radio et les exigences en matière de santé et de
24 sécurité associées aux limites d'exposition aux radiofréquences.

25

26 De plus, Énergie NB a retenu les services de M. Michel Plante pour qu'il examine la
27 conformité de ces compteurs avec les exigences du code de sécurité 6. Cette preuve, qui
28 figure à l'annexe I, confirme à nouveau que les compteurs dont le déploiement est
29 proposé sont conformes aux normes établies dans le code de sécurité 6.

30

1 **4.2 Sécurité**

2 Tous les compteurs d'Énergie NB répondent aux normes de l'industrie et sont soumis à
3 des tests rigoureux. Ces exigences s'appliquent également aux nouveaux compteurs. Les
4 compteurs sont certifiés par l'organisme Underwriters Laboratories en ce qui concerne la
5 sécurité. Underwriters Laboratories est une société indépendante spécialisée dans les
6 sciences de la sécurité qui propose des tests et des certifications de compteurs
7 intelligents. En réponse à l'absence de normes de sécurité, Underwriters Laboratories a
8 publié la norme UL 2735, Norme de sécurité pour les compteurs d'électricité, en mai
9 2013. Cette norme couvre les exigences de construction et de rendement des
10 compteurs. Les compteurs intelligents achetés par Énergie NB répondent à la nouvelle
11 norme de sécurité UL2735. Les tests UL2735 couvrent une gamme complète de
12 conditions, telles que la température, la poussière, la moisissure, la pluie et la
13 résistance mécanique. Veuillez consulter l'annexe J pour les certificats d'Underwriters
14 Laboratories au sujet des compteurs intelligents achetés par Énergie NB.

15

16 Grâce à l'IMA, Énergie NB sera capable de détecter les événements de haute
17 température et de haute tension qui se produisent au compteur et de prendre les
18 mesures appropriées. Dans le cadre du processus de déploiement du compteur, chaque
19 connecteur de compteur sera inspecté avant et après le retrait de l'ancien compteur afin
20 d'identifier et de résoudre tout problème de sécurité potentiel.

21

22 **4.3 Confidentialité et sécurité**

23 La protection des données des clients est une priorité absolue pour Énergie NB et, à ce
24 titre, le service public adhère à des pratiques strictes en matière de confidentialité.
25 L'information est cryptée (codée) et envoyée sur un réseau sécurisé intégrant plusieurs
26 couches de sécurité. Par conséquent, aucune information privée identifiant le client n'est
27 recueillie ou transmise sur le réseau.

28

29 La cybersécurité est obligatoire pour l'IMA, de bout en bout. Des mesures de sécurité
30 seront intégrées à la conception et à la mise en œuvre du réseau intelligent et du

1 système de compteurs intelligents. Notre approche de défense en profondeur garantit
2 que nous disposons des meilleures mesures de sécurité à tous les niveaux.
3
4 Les normes de sécurité cybernétique de la North American Electric Reliability Corporation
5 (« NERC ») ont été intégrées au Nouveau-Brunswick dans le cadre du programme de
6 surveillance et de l'application de la conformité établi en vertu de la partie VII de la *Loi*
7 *sur l'électricité*. De plus, Énergie NB est contractuellement tenue de s'assurer que
8 l'infrastructure du réseau est sécurisée au moment de la commande des compteurs.
9 Avant la mise en œuvre du système, tous les composants seront examinés selon des
10 critères stricts en matière de cybersécurité et feront l'objet d'une surveillance continue
11 de tout problème potentiel par l'équipe de sécurité de Technologie de l'information
12 d'Énergie NB.

1 **5.0 Communication et engagement du client**

2

3 En se fondant sur les commentaires de la Commission dans l'instance 375, Énergie NB
4 s'est engagée à mieux faire connaître et comprendre ses efforts de modernisation du
5 réseau, notamment en proposant d'installer des compteurs intelligents, et à faire en
6 sorte que les clients comprennent comment un réseau électrique plus intelligent et plus
7 efficace leur sera bénéfique. Énergie NB s'attend à ce qu'un pourcentage de clients ne
8 veuille pas un compteur intelligent. C'est pourquoi une approche pour pouvoir répondre à
9 ces demandes a été élaborée.

10

11 **5.1 Sensibilisation du public**

12 Dans le cadre de son plan stratégique de communication et d'engagement, Énergie NB a
13 commencé à sensibiliser ses clients et d'autres parties prenantes clés en 2018.

14 L'objectif des efforts initiaux en matière de communication et de sensibilisation
15 consistait notamment à écouter de près les clients afin de mieux comprendre leurs
16 connaissances et leurs opinions en matière de réseau intelligent, des compteurs afin
17 d'assurer que l'information fournie répond à leurs besoins.

18

19 Énergie NB a élaboré un plan de communication et de mobilisation en quatre phases
20 pour appuyer le déploiement proposé des compteurs. Le rapport « Ce qui s'est dit »
21 figurant à l'annexe I a été préparé par NATIONAL Public Relations et se concentre sur les
22 efforts de participation de la première phase.

23

24 Voici les **principales constatations** du rapport :

25

26 *Plus des deux tiers (67 %) des participants au sondage sur l'engagement ont confirmé*
27 *avoir entendu le terme « compteur intelligent » récemment, ce qui suggère un niveau*
28 *relativement élevé de sensibilisation aux compteurs intelligents chez les Néo-*
29 *Brunswickois. Les répondants qui ont indiqué être des aînés étaient les plus au courant*
30 *(74 %), tandis que ceux qui se sont identifiés comme étant à faible revenu étaient les*
31 *moins au courant (61 %).*

1 Les participants ont été interrogés sur l'importance des six avantages des compteurs
2 intelligents. Avoir des efforts de rétablissement de l'alimentation plus rapidement a été
3 cité comme étant l'avantage le plus important, suivi de près par des alertes lorsque
4 votre consommation d'énergie augmente. Le troisième avantage le plus important était
5 l'accès à de l'information détaillée sur l'énergie. Les réponses des participants âgés et
6 à faible revenu suivaient le même classement.

7

8 Un certain nombre de thèmes clés sont apparus lorsque les Néo-Brunswickois ont été
9 invités à faire part de leurs préoccupations concernant les compteurs intelligents. Plus
10 de 60 % des participants du sondage n'ont pas commenté. Sur les 40 % qui ont
11 répondu à la question, 19 % voulaient plus d'information sur les compteurs intelligents
12 et 6 % ont exprimé leur soutien pour le déploiement de compteurs intelligents. Les
13 préoccupations exprimées portaient sur :

14

- 15 • Considérations financières et de coût
- 16 • Cybersécurité
- 17 • Fiabilité des compteurs intelligents (y compris la précision des rapports, le partage
18 de données et le service)
- 19 • Problèmes avec la nouvelle technologie (pannes de courant, défaillances, difficultés
20 techniques)

21

22 Les autres commentaires portaient sur des problèmes de santé liés aux
23 radiofréquences, des considérations environnementales (par exemple, vouloir de
24 l'énergie solaire au lieu de compteurs intelligents), ainsi que des commentaires sur la
25 sécurité, le service à la clientèle et les répercussions potentielles sur les emplois. Un
26 petit nombre d'entre eux ont estimé que les compteurs intelligents n'étaient pas
27 vraiment nécessaires et ont déclaré qu'ils ne voulaient pas de compteur intelligent, et
28 qu'ils ne prévoyaient pas non plus utiliser un compteur intelligent.

29

30 Ces thèmes correspondent aux conversations que les employés d'Énergie NB ont eues
31 avec des milliers de Néo-Brunswickois à la maison, lors des salons de l'habitation et

1 d'événements partout dans la province. Certains Néo-Brunswickois cherchaient plus
2 d'informations sur les compteurs intelligents (c.-à-d. De quoi s'agit-il ?) Combien coûtent-
3 ils ? Ai-je déjà un compteur intelligent ? Certains mettaient en doute les impacts
4 potentiels sur les taux, et quelques-uns des visiteurs ont montré des effets potentiels
5 sur la santé.

6
7 En résumé, les enseignements tirés du processus de participation du public de la
8 phase 1 aideront Énergie NB à continuer de faire connaître les avantages des
9 compteurs intelligents et la nécessité de moderniser le réseau. Cette information
10 éclairera les prochaines phases de la participation planifiée du public et des parties
11 prenantes pour renforcer la compréhension et la sensibilisation aux avantages des
12 compteurs intelligents.

13

14 Les efforts de sensibilisation ont été concentrés sur ces activités :

15

16 Événements

17 Depuis le début de 2019, Énergie NB a participé à des salons de l'habitation et à des
18 événements partout dans la province. Cela a permis de présenter de l'information sur le
19 réseau intelligent et les compteurs intelligents et de nouer le dialogue avec la clientèle
20 diversifiée du Nouveau-Brunswick et le grand public. Lors de nombreuses manifestations,
21 des centaines de personnes ont échangé de l'information et répondu à des questions
22 sur les compteurs intelligents.

23

24 La présence d'Énergie NB à ces événements comprenait un kiosque d'information animé
25 par des employés compétents qui ont communiqué directement avec les Néo-
26 Brunswickois et répondu à leurs questions. Les réactions importantes du public lors de
27 ces événements ont permis un contact direct et une compréhension plus profonde des
28 intérêts du public en matière de réseau intelligent et de compteurs intelligents.

29

1 Réunions de parties prenantes

2 Les compteurs intelligents et les réseaux intelligents abordent des questions
3 d'importance vitale pour la province et ont des conséquences importantes pour les
4 intervenants intéressés au développement économique, à l'innovation, aux énergies
5 propres, aux collectivités intelligentes et à la responsabilisation des consommateurs.
6 Énergie NB a entrepris des activités de sensibilisation auprès des intervenants de la
7 province par le biais de réunions individuelles, de réunions du comité de liaison
8 communautaire d'Énergie NB et de diverses conférences pour échanger de l'information
9 et recueillir des commentaires sur la proposition de réseau intelligent et de compteur
10 intelligent.

11

12 Sondage en ligne

13 Énergie NB a lancé un sondage en ligne en juin 2019 par le biais de energienb.com pour
14 découvrir à quel point les Néo-Brunswickois connaissent les compteurs intelligents, les
15 avantages des compteurs intelligents, et s'ils ont des questions ou des préoccupations
16 au sujet des compteurs.

17

18 **5.1.1 Effet et démographie**

19 Dans l'ensemble, les Néo-Brunswickois ont manifesté leur intérêt, se sont mobilisés ou
20 ont fourni des commentaires à Énergie NB plus de 158 000 fois par le biais de points de
21 service avec les clients en ligne ou en personne, que ce soit des enquêtes ou des
22 encarts de facture ainsi qu'en participant à des salons de l'habitation et à des salons
23 professionnels. Cela comprend les Néo-Brunswickois de toutes les communautés et
24 régions de la province, ainsi que des populations diversifiées, avec des efforts ciblés
25 pour assurer l'inclusion des ménages à faible revenu, des groupes de personnes âgées
26 et des communautés des Premières Nations.

27

1 **5.1.2 Ressources d'information publique**

2 Énergie NB s'efforce de faciliter l'accès de ses clients à de l'information fiable et précise
3 au sujet du réseau intelligent et des compteurs intelligents. C'est pourquoi de
4 nombreuses ressources d'information sont disponibles sur le site Web d'Énergie NB, qui
5 peuvent également être consulté via les téléphones cellulaires. Le matériel comprend
6 des fiches de renseignements, une vidéo, une foire aux questions et des infographies
7 créées par Énergie NB, ainsi que des liens vers l'information développée par des
8 agences compétentes et des experts indépendants. Une grande partie de ce matériel est
9 disponible sous forme imprimée lors de spectacles à domicile et d'autres événements.

10

11 **5.1.3 Communication interne**

12 Les employés peuvent influencer en informant leur famille, leurs amis et leurs voisins. Un
13 programme interne de formation des employés a été lancé il y a plus de deux ans, en
14 commençant par les employés qui seraient touchés par le déploiement proposé de l'IMA.
15 Dans l'intervalle, cela s'est élargi pour englober tous les employés, en fournissant des
16 séances d'information aux employés, en répondant aux questions courantes et en
17 fournissant des fiches de synthèse sur les principaux bénéfices de l'IMA.

18

19 **5.2 Politique de retrait du programme**

20 Après l'approbation du projet de l'IMA par la Commission, Énergie NB offrira aux clients
21 la possibilité de ne pas recevoir un compteur intelligent. Le compteur intelligent sera le
22 compteur standard à l'avenir et les clients choisissant un compteur non standard seront
23 informés de la possibilité d'imposer des frais mensuels pour recouvrer les coûts
24 opérationnels de lecture de leur compteur.

25

26 Énergie NB a examiné les expériences d'autres juridictions nord-américaines, ainsi que
27 les décisions réglementaires, et recommande que le tarif pour se retirer du programme
28 soit établi formellement après le déploiement complet des compteurs intelligents.

29 L'évaluation effectuée suppose qu'environ deux pour cent des clients pourraient choisir
30 de ne pas participer. Afin de minimiser les coûts pour les clients, Énergie NB
31 recommande une lecture biannuelle du compteur, en espérant que ces clients

1 s'inscrivent au régime de paiements égaux. En utilisant ces critères, le coût estimé
2 serait d'environ 4 \$ par mois.

3

4 Énergie NB propose une méthodologie et un tarif mensuel fondé sur un modèle de
5 recouvrement des coûts. Les coûts pris en compte pour les clients qui optent pour le
6 compteur standard sont ceux directement associés aux lectures manuelles des
7 compteurs et leur localisation en termes d'exigences de déplacement pour pouvoir lire le
8 compteur et d'éventuelles exigences d'assistance supplémentaires. Ces frais sont
9 destinés à couvrir uniquement les coûts opérationnels.

10

11 Une fois le déploiement terminé, une stratégie multimédia par étapes en matière
12 d'engagement des clients sera appliquée à tous les clients qui disposent toujours d'un
13 compteur non standard. Énergie NB veillera à ce que les clients comprennent les coûts
14 et les conditions de la conservation de leur compteur existant et fournira un délai de
15 deux mois pour confirmer leur choix.

16

17 Énergie NB propose également que les critères d'admissibilité suivants soient remplis
18 pour qu'un client puisse choisir de ne pas utiliser de compteur intelligent :

- 19 • le compte du client doit être résidentiel ou saisonnier
- 20 • le client doit être le propriétaire du lieu
- 21 • le compte doit être sur le régime de paiements égaux

22

23 Selon l'expérience acquise dans les juridictions voisines, une analyse plus poussée des
24 coûts et des besoins en matière de recouvrement sera réalisée à la fin du projet, et une
25 redevance finale sera identifiée et demandée. Aucuns frais ne seront facturés jusqu'à ce
26 que l'approbation ait été reçue par la Commission.

27

1 **6.0 - Compte de report réglementaire pour l'annulation des compteurs**

2
3 Énergie NB prévoit commencer l'installation de compteurs intelligents en octobre 2021
4 sous réserve de l'approbation de la Commission. Énergie NB prévoit installer environ
5 118 000 compteurs au cours de l'exercice financier 2021-2022, 179 000 compteurs au
6 cours de l'exercice financier 2022-2023 et les 61 000 derniers compteurs au cours de
7 l'exercice financier 2022-2023. Au total, il est prévu que la valeur comptable nette
8 restante de 15,6 millions de dollars sera radiée. Si le compte de report réglementaire
9 n'est pas approuvé, la valeur comptable nette des compteurs supprimés serait imputée
10 au bénéfice net en vertu de la convention comptable des immobilisations corporelles
11 d'Énergie NB dans l'exercice au cours duquel ces compteurs seront supprimés.

12
13 Énergie NB propose l'établissement d'un compte de report réglementaire afin
14 d'actualiser la comptabilisation des dépenses sur une plus longue période. Le projet
15 d'immobilisation est prévu être effectué sur une période de trois ans. Énergie NB
16 propose de répartir l'amortissement sur une période de cinq ans, commençant en 2021-
17 2022. Le report proposé fera partie du plan décennal 2021-2031 d'Énergie NB, qui
18 tiendra compte des effets sur les tarifs, des effets sur les résultats et des effets sur le
19 ratio d'endettement. Énergie NB croit que la période d'amortissement de cinq ans offre
20 un équilibre raisonnable entre ces trois considérations.