

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4110-2019

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

HYDRO-QUÉBEC

En sa qualité de distributeur

Demanderesse

-et-

REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION,
L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ), un Regroupement
comprenant les organismes suivants :
l'Association québécoise de lutte contre la
pollution atmosphérique (AQLPA), Stratégies
Énergétiques (S.É.), le Groupe d'Initiatives et
de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM)
et Énergie solaire Québec (ÉSQ).

Intervenant

**POUR UNE STRATÉGIE GLOBALE DE TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES
EN RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À SON PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**

MÉMOIRE

Auteurs : Jimmy Royer, Consultant en énergie
Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie
Patrick Goulet, Président d'Énergie Solaire Québec (ÉSQ)

Collaborateurs : Gaston Cadrin, GIRAM
André Bélisle, Président de l'AQLPA
Pierre-Paul Sénéchal, Président du GIRAM

Procureur du Regroupement : M^e Dominique Neuman, LL.B.

Préparé pour le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques*

Le 24 juillet 2020 (v.r. le 27 juillet 2020)

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS	V
LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET TERMES	XXI
1 - L'OBJET DU PRÉSENT MÉMOIRE	1
2 - UNE STRATÉGIE GLOBALE DE TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (TIEÉ) EN RÉSEAUX AUTONOMES	3
3 - QUAND METTRE EN ŒUVRE LA TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES ? GÉRER LE VIEILLISSEMENT DES CENTRALES DIESEL EXISTANTES ET L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE	17
3.1 SYNTHÈSE	17
3.2 LE VIEILLISSEMENT ACTUEL ET PRÉVU DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL	21
3.3 LES DÉFICITS EN PUISSANCE DÉJÀ EXISTANTS OU PRÉVUS	31
3.4 LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE HQD POUR SES RÉSEAUX AUTONOMES	37
4 - COMBIEN ? LE COÛT RÉEL DE L'ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES	49
4.1 PRÉAMBULE	49
4.2 LA SOUS-ESTIMATION DES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES	51
4.3 L'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES MESURES DE TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES	61
4.4 LA DISPONIBILITÉ D'UNE AIDE GOUVERNEMENTALE	65
5 - QUI ? « HYDRO-QUÉBEC, DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ », EN RÉSEAUX AUTONOMES	71
6 - QUOI ? LES PROGRAMMES ET MESURES EN TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES	77
6.1 LES PROGRAMMES ET MESURES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PGEÉ (ÉNERGIE ET PUISSANCE) ET LES PUEÉ-RA DANS UN CONTEXTE INTÉRIMAIRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX AUTONOMES	77
6.2 LES MESURES TARIFAIRES, DONT L'AUTOPRODUCTION/MICRO-PRODUCTION ET LA BI-ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES	87
6.2.1 L'autoproduction/micro-production en réseaux autonomes	87

6.2.2	La bi-énergie dans les réseaux autonomes qui recevront de l'électricité renouvelable excédentaire	94
6.3	LA MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION EN RÉSEaux AUTONOMES	97
6.4	LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES RÉSEaux AUTONOMES.....	99
6.4.1	Présentation	99
6.4.2	Le cas particulier de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) en réseaux autonomes	101
6.5	L'USAGE DU STOCKAGE POUR GARANTIR LA PUISSANCE EN RÉSEaux AUTONOMES	107
6.6	LES CARACTÉRISTIQUES NÉCESSAIRES DE TOUT AJOUT ÉVENTUEL D'ÉQUIPEMENT DIESEL	115
7	- CAS PARTICULIERS DE CERTAINS RÉSEaux AUTONOMES	119
7.1	LE CAS PARTICULIER DES RÉSEaux AUTONOMES DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE	119
7.1.1	La demande en électricité à Cap-aux-Meules.....	120
7.1.2	Les PUEÉ et PGEE aux Îles-de-la-Madeleine (IDLM)	124
7.1.3	Le raccordement éventuel des Îles-de-la-Madeleine	126
7.1.4	Pour un microréseau intégrant des technologies innovantes aux IDLM.....	129
7.2.5	Le cas de l'Île-d'Entrée.....	133
7.2.6	Conclusion quant aux Îles-de-la-Madeleine	135
7.2	LES CAS PARTICULIERS DE QUELQUES RÉSEaux AUTONOMES DU NUNAVIK	137
7.2.1	L'accès au PGEÉ et aux PUEÉ au Nunavik	140
7.2.2	Les partenariats visant l'intégration des énergies renouvelables au Nunavik	143
7.2.3	Le réseau autonome d'Inukjuak.....	146
7.2.4	Le réseau autonome de Quaqtq.....	150
7.2.5	Le réseau autonome de Tasiujaq	154
7.3	LE CAS PARTICULIER DES RÉSEaux AUTONOMES DE LA BASSE-CÔTE-NORD	157
7.3.2.1	Le raccordement du réseau autonome de La Romaine au réseau intégré	158
7.3.2	Le réseau autonome du Lac-Robertson	159
7.3.3	Le réseau autonome de Port Menier	161
7.4	LE CAS PARTICULIER DU RÉSEau AUTONOME DE SCHEFFERVILLE.....	165
8	- CONCLUSION.....	169

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Le numéro des recommandations correspond au numéro 1 (correspondant à la présente Phase 1) suivi du numéro de la section où la recommandation se trouve. Si plusieurs recommandations sont contenues à une même section, un numéro additionnel permet de les différencier

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.2

LE MAINTIEN DE LA JURIDICTION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE AFIN DE SUIVRE LA STRATÉGIE GLOBALE DE TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DES RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, même après l'approbation avec modifications du présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, de maintenir le présent dossier ouvert afin de continuer d'exercer sa juridiction de la manière suivante :

- Le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution devra être amendé avant son approbation par la Régie de l'énergie afin d'inclure un calendrier précis des mesures en TIEÉ (transition, innovation et efficacité énergétiques) prévues dans chacun des réseaux autonomes, incluant les améliorations aux PUEÉ et au déploiement des programmes du PGÉÉ, les améliorations à l'autoproduction/microproduction et à la bi-énergie dans ces réseaux, l'implantation d'énergies renouvelables, de stockage et d'éventuel jumelage avec le diesel.
- Les États d'avancement annuels du Plan avant le prochain Plan, par HQD, seraient déposés au présent dossier afin de faire l'objet d'une audience publique, puis d'une décision sur leur conformité par rapport au Plan approuvé par la Régie. Il n'est pas inhabituel que la Régie requiert que la mise en œuvre de ses décisions fasse l'objet d'une décision de conformité. Voir par exemple les décisions [D-2017-063](#), [D-2017-134](#), [D-2020-087](#), [D-2020-088](#), [D-2020-089](#), [D-2020-092](#) et [D-2020-093](#).
- Toute modification importante au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, incluant tout investissement diesel en réseau autonome non mentionné dans ce Plan devra faire l'objet d'une approbation préalable par la Régie, par la voie d'une Demande d'approbation de modification au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution. Il n'est pas inhabituel que la Régie insiste pour que certaines modifications importantes à un plan d'approvisionnement d'un distributeur lui soient soumises pour approbation préalable; la Régie l'a notamment exigé avant qu'Énergir n'acquiert des

approvisionnements en gaz naturel renouvelable non antérieurement approuvés : Dossier R-3837-2013 Phase 2, [Décision D-2014-064](#), par. 55, 59, 60; Dossier R-4008-2017, [Décision D-2019-123 Motifs](#), parag. 88 à 91.

- La Régie pourrait requérir que tout autre suivi au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution lui soit également présenté pour approbation, notamment afin de s'assurer que la stratégie globale de transition, innovation et efficacité énergétiques des réseaux autonomes de HQD soit effectivement mise en œuvre.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.3.2

LE VIEILLISSEMENT ACTUEL ET PRÉVU DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du vieillissement actuel et prévu d'un grand nombre de groupes électrogènes diesel dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution.

Si la TIEÉ n'est pas au rendez-vous lorsqu'Hydro-Québec estimera qu'elle ne peut plus attendre pour remplacer ses groupes diesel, alors ceux-ci seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel (sans même qu'une autorisation de la Régie ne soit requise selon l'article 73 de la Loi). D'où nos autres recommandations RTIEÉ-1.2 et des chapitres 6 et 7 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.3.3

LES DÉFICITS EN PUISSANCE DÉJÀ EXISTANTS OU PRÉVUS

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte des déficits en puissance déjà existants ou prévus dans un grand nombre de réseaux autonomes diesel d'Hydro-Québec Distribution.

Ces déficits en puissance actuels ou prévus de plusieurs réseaux autonomes requièrent, au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029, un exercice de planification rigoureux de la part d'Hydro-Québec Distribution énonçant dans le temps, et quantifiant, les mesures de réduction de la demande en puissance prévues afin de **résorber ces déficits jusqu'à la date planifiée d'ajouts d'équipements de production (que l'on souhaite en énergies renouvelables et non en diesel), date qui devrait être également planifiée**. Si ces mesures de TIEÉ ne sont pas planifiées, les groupes diesel seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel (sans même qu'une autorisation de la Régie ne soit requise selon l'article 73 de la Loi). D'où nos recommandations RTIÉE-1.2 et des chapitres 6 et 7 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

De façon toute aussi importante, **après la date planifiée d'entrée en service** de ces équipements, le surplus de puissance disponible devrait être quantifié annuellement, ceci afin d'aider à la planification de la recherche de nouvelles charges électriques dans une stratégie de développement économique de ces communautés.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-3.4

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR SES RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de noter que, **si des réseaux autonomes additionnels étaient convertis à l'électricité renouvelable pendant la durée du Plan, le chauffage électrique amènerait un triplement de la demande en énergie** (en nous basant sur les tableaux 7.3 de la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) qui montrent la prévision plus élevée de la demande électrique post-chauffage à Inukjuak et l'ampleur de la demande électrique évitée par le *Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ-RA)* dans tous les autres réseaux du Nunavik). **À cela s'ajouterait l'éventuelle croissance de la demande pour des usages supplémentaires visant à éviter que ne demeure inutilisée l'électricité excédentaire** produite par de tels projets d'électricité renouvelable. Il serait donc souhaitable, à mesure que le Distributeur se rapprochera de la planification et de la réalisation de tels projets d'électricité renouvelable, qu'il ajuste sa prévision de la demande.

Diverses annonces de projets de développement économique nordique sont par ailleurs occasionnellement émises par les gouvernements, notamment dans le cadre du *Plan Nord*. **Si de telles annonces venaient à cesser d'être hypothétiques et à se traduire en des projets concrets, la prévision d'Hydro-Québec Distribution devrait évidemment être ajustée afin de les refléter, notamment afin de vérifier si la capacité des équipements de production électrique actuelle est suffisante (et, dans le cas inverse, si des projets d'électricité renouvelable pourraient être réalisés afin de desservir cette nouvelle demande en évitant ainsi le besoin d'accroître dans l'intérim la capacité des unités de production diesel).**

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.4.2

LA SOUS-ESTIMATION DES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de prendre acte que la sous-évaluation des coûts évités en énergie, par Hydro-Québec Distribution, en réseaux autonomes est d'au moins 18 %. La conséquence principale de ce fait est que la rentabilité de tous les projets d'économie d'énergie depuis 20 ans dans ces réseaux pourrait avoir été sous-évaluée, empêchant ainsi le déploiement de programmes et investissements qui auraient pu réduire la consommation diesel et, par conséquent, les pertes financières annuelles du Distributeur.

RECOMMANDATION NO. RTIÉÉ-1.4.3

L'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES MESURES DE TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte des principes suivants qui permettent de mieux évaluer la rentabilité des mesures en TIEÉ en réseau autonome :

- La rentabilité des mesures en TIEÉ doit être évaluée projet par projet et peut être différente d'un réseau à l'autre. Néanmoins c'est la rentabilité de l'ensemble des programmes et mesures en TIEÉ pour un réseau donné qui doit être prise en compte quand vient le temps de décider si celle-ci est suffisante pour éviter d'augmenter la capacité des génératrices diesel ou pour décider de relier le réseau autonome au réseau intégré.
- Les programmes et mesures en TIEÉ les plus rentables ont déjà été accomplis. Si l'on veut atteindre pour 2030 les objectifs de la politique énergétique du Québec, des programmes et mesures moins rentables seront aussi nécessaires.
- L'on est plus souple quant à la rentabilité des programmes et mesures en TIEÉ qui constituent des innovations ou qui s'adressent à des populations à faibles revenus. Or tel est le cas de la plupart des programmes et mesures en TIEÉ en réseaux autonomes.
- La Régie a été amenée récemment à être plus souple dans son évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseaux d'Énergir et de Gazifère. Elle devrait faire preuve de la même souplesse à l'égard de l'électricité renouvelable et des autres programmes et mesures en TIEÉ.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.4.4
LA DISPONIBILITÉ D'UNE AIDE GOUVERNEMENTALE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du fait que, dans l'évaluation de la rentabilité des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes, il devra être tenu compte de la disponibilité de toute aide gouvernementale encourageant l'accès aux énergies propres et locales dans les réseaux autonomes.

Cela inclut la mesure annoncée par le gouvernement du Québec, dans son *Plan budgétaire* de mars 2020, http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2020-2021/fr/documents/PlanBudgetaire_2021.pdf, en page B.25 (parag. 2.3) et en page C.73 (parag. 6.1.3). Il est souhaitable qu'avant l'audience de septembre 2020, Hydro-Québec Distribution obtienne les renseignements nécessaires sur cette mesure d'aide gouvernementale, ceci afin d'amender son Plan d'approvisionnement 2020-2029 pour y inclure un plus grand nombre de mesures de TIEÉ rentables en réseaux autonomes.

Cela inclut également la subvention du gouvernement fédéral de \$11 millions pour réaliser des projets utilisant le stockage par batteries avec système de contrôle intelligent qui permettront d'améliorer le rendement des réseaux autonomes et la réduction de diesel dans treize collectivités du Nunavik et de la Haute-Mauricie.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.5

LA JURIDICTION DE LA RÉGIE SUR « HYDRO-QUÉBEC, DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ », EN RÉSEAUX AUTONOMES. L'ENJEU DE L'IMPARTITION INTERNE OU EXTERNE ET DE LA CONFIDENTIALITÉ.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater que la notion d'« *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* » est susceptible de couvrir un champ plus large que sa seule unité administrative « *Hydro-Québec Distribution* » (HQD). Ainsi la Régie de l'énergie conserve sa juridiction, que de telles « *activités* » soient exercées par l'unité « *Hydro-Québec Distribution* » (HQD) ou par toute autre entité interne d'Hydro-Québec qui exercerait ce qui relève d'« *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* » ou même toute entité externe qui serait « *mandatée* » par elle pour exercer de telles activités.

Ainsi, il se pourrait que, pour une meilleure proximité avec les communautés locales et pour réduire ses coûts, Hydro-Québec choisisse, en réseaux autonomes, d'impartir ses programmes d'efficacité en puissance (gestion de la demande, PUEÉ-RA ou autres) à une ou plusieurs unités comparables à ce que fait Hilo en réseau intégré, voire même les impartisse à l'externe, comme elle l'a fait auprès de la société externe Innavig à Inukjuak. L'organigramme interne d'Hydro-Québec ou ses mandats externes sont sans effet sur la juridiction de la Régie. La Régie conserve toujours sa juridiction sur « *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* », indépendamment du nom ou du nombre des unités internes de HQ ou externes qui accomplissent ces activités.

Une impartition de responsabilités d'« *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* » à une unité administrative interne ou auprès d'une société externe n'a pas pour effet de soustraire à la juridiction de la Régie de l'énergie quelque activité que ce soit, ni d'en rendre **confidentielle** quelque partie que ce soit qui ne serait pas déjà confidentielle. Ainsi, même en cas d'impartition à une unité interne distincte de HQ ou à une société externe, ne seraient pas davantage confidentielles **les informations que cette unité ou société pourrait obtenir, en réseaux autonomes** sur les mesures de desserte de la demande ou de réduction de celle-ci, telles que « *le coût global par kW effacé prévu* », « *le taux de pénétration des technologies des maisons intelligentes* », « *l'approche méthodologique pour le calcul de la réduction de la puissance admissible* », « *les prévisions de profil horaire de demande en puissance* » et « *la description de la solution technique permettant le respect du critère de salubrité du chauffe-eau accepté par l'INSPQ de même que le protocole de validation* » (informations internes qu'HQD tente de rendre confidentielles en réseau intégré selon ses affidavits [B-0028](#), [B-0040](#) et [B-0065](#)).

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.1.1
LE PGEÉ ET LES PUEÉ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie les mesures suivantes, compte tenu de l'importance de consolider la mise en œuvre des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA dans tous les réseaux autonomes diesel, afin de retarder de nouveaux investissements diesel jusqu'à ce que la production électrique renouvelable soit prête :

- Étendre les programmes du PUEÉ-RA, de manière à ce que ceux-ci soient tous offerts aux clients résidentiels et affaires de HQD dans tous ses réseaux autonomes alimentés au diesel (ce qui n'est pas entièrement le cas actuellement).
- Poursuivre la progression actuelle de la mise en œuvre des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes notamment diesel.
- Afin d'accroître l'efficacité et la pénétration des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA et en réduire le coût : maximiser la collaboration avec les communautés de ces réseaux autonomes mieux au fait des réalités pour la livraison de ces programmes. Cela inclurait leur possible impartition à des sociétés locales qui mènent déjà d'autres interventions non reliées à HQ. Nous n'avons qu'à penser à l'exemple de la société Innuvik à Inukjuak qui gèrera dans ce réseau la conversion de la chauffe vers l'électricité (voir le chapitre 5 du présent mémoire). L'impartition de mesures du PGEÉ ou du PUEÉ-RA, au moyen d'un mandat auprès de telles sociétés n'empêchera pas la Régie de conserver l'entière juridiction de réguler de tels programmes dans le cadre du Plan d'approvisionnement de HQD et de ses suivis, de la même manière que la Régie conserve l'entière juridiction de réguler les programmes d'efficacité en puissance de HQD que celle-ci a mandaté Hilo de livrer en réseau intégré. La juridiction de la Régie, en effet, est basée sur l'« activité de distribution » de HQD (ce qui inclut les programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité de ce distributeur, en vertu du Plan directeur quinquennal de Transition énergétique Québec (TÉQ), incluant le PGEÉ et le PUEÉ-RA), et ceci indépendamment de l'identité de l'unité ou du mandataire de HQD qui la livre.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.6.2.1

L'AUTOPRODUCTION/MICRO-PRODUCTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prévoir, au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, que la définition du terme « électricité injectée » à l'Option III du tarif pour l'autoproduction, quant aux réseaux autonomes, sera précisée afin de lever son ambiguïté actuelle de rédaction, en spécifiant que cette « *électricité injectée* » inclut toute la production fournie par le système du client. Une telle précision aux tarifs amènera alors un fort intérêt pour l'autoproduction, surtout celle utilisant l'énergie solaire car relativement peu coûteuse et aisée à installer même en milieu éloigné. La Régie de l'énergie, saisie du présent dossier, ne devrait éprouver aucune crainte juridique à tenir compte de cette précision tarifaire dans le Plan. En effet, l'article 19 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) permet à la Régie de l'énergie de continuer d'exercer ses juridictions tarifaires en tout temps au dossier R-3491-2019. Et bien que la Phase 1 de ce dossier R-3491-2019 ait initialement uniquement porté sur le réseau autonome d'Inukjuak, les intervenants SÉ-AQLPA ont demandé à la Régie de maintenir ce dossier ouvert en vue d'une Phase 2 où seraient traitées d'autres modifications tarifaires qui pourraient survenir tant à Inukjuak que dans d'autres réseaux autonomes. La Régie ne s'est pas encore prononcée sur cette demande d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019. Le dossier R-4091-2019 n'est donc pas clos.

Cette précision tarifaire en réseaux autonomes nécessitera, chez les clients participants, l'installation d'un compteur qui lit la production totale injectée par le système d'énergie renouvelable sur le réseau indépendamment de la consommation du bâtiment.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie d'encourager l'installation des systèmes autoproducteurs admissibles à cette Option III en réseaux autonomes telle que précisée, et ce au niveau résidentiel et commercial, afin de réduire la consommation d'énergie fossile pour la production d'électricité et, notamment, contribuer ainsi transitoirement à retarder des investissements diesel jusqu'à ce que la conversion du réseau autonome de HQD vers de l'électricité renouvelable soit effectuée (en plus du caractère opportun de façon permanente de l'autoproduction et de la microproduction).

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.2.2

LA BI-ÉNERGIE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES QUI RECEVRONT DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EXCÉDENTAIRE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie que le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution fasse état de la disponibilité d'un tarif bi-énergie dans les réseaux autonomes. Ce tarif bi-énergie pourrait aisément être adopté de façon générique dans le cadre d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019. Un tel tarif ne serait toutefois déclenché dans les réseaux autonomes (en sus d'Inukjuak pour lequel cela est déjà prévu) que si de la production d'électricité renouvelable y est mise en service avec énergie excédentaire.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.3

LA MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur spécifie, dans son calendrier des investissements requis pour la TIEÉ en réseaux autonomes, qui serait contenu au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029, quels investissements vont être requis à ces réseaux de distribution eux-mêmes afin de les mettre à niveau pour accueillir la production d'électricité renouvelable et son stockage ainsi que les nouveaux usages de l'électricité dans ces réseaux (chauffage, usage de toute autre énergie excédentaire tel que pour des véhicules hybrides ou électriques, autres moteurs, développement économique, etc.).

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.4

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir et permettre l'installation de projets solaires PV tant par le privé que par le distributeur, ceci afin de mieux étudier leur comportement sur les réseaux autonomes, ainsi que d'évaluer l'impact des systèmes d'énergies renouvelables déjà en place et rendre accessible ces analyses.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.6.5

L'USAGE DU STOCKAGE POUR GARANTIR LA PUISSANCE EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir et permettre l'ajout de stockage d'énergie pour augmenter la fiabilité du réseau ainsi que permettre l'utilisation accrue des énergies renouvelables moins polluantes que les énergies fossiles en réseaux autonomes.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de considérer les systèmes de stockage d'énergie comme une solution alternative et potentiellement moins onéreuse, aux problèmes généralement traités par des investissements de production de pointe. Avant de procéder à l'ajout de groupes diesel pour assurer la fiabilité en puissance additionnellement requise, un examen rationnel et rigoureux doit être effectué de l'apport en fiabilité de puissance fourni par le stockage, conformément aux pratiques de l'industrie quant à l'usage d'un tel stockage. Si les batteries de stockage électrique connaissent leur essor mondial actuel, c'est précisément parce qu'elles permettent de se substituer à d'autres outils traditionnels de fiabilité en puissance tels que le diesel.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.6

LES CARACTÉRISTIQUES NÉCESSAIRES DE TOUT AJOUT ÉVENTUEL D'ÉQUIPEMENT DIESEL

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir que, si des ajouts de groupes électrogènes diesel sont malgré tout requis en réseaux autonomes, ceux-ci devront comporter les caractéristiques suivantes :

- Ils devront évidemment être fiables. Un enjeu de cette fiabilité consistera à éviter le problème des groupes électrogènes diesel existants dans ces réseaux autonomes : leur non-réenclenchement automatisé. En raison de ce non-réenclenchement automatisé (suite à un déclenchement automatisé), le groupe électrogène va demeurer à l'arrêt tant qu'il n'aura pas été manuellement réenclenché par un opérateur dans la centrale elle-même. Or, dans la plupart des réseaux autonomes, de tels opérateurs ne sont pas présents de façon continue. En cas de panne, ils doivent donc être appelés et se déplacer pour procéder au réenclenchement, ce qui prolonge la durée de la panne. Évidemment, ce mode de gestion des réenclenchements devient inacceptable si, en raison de l'ajout parallèle d'électricité renouvelable, la population dépend de l'électricité pour se chauffer en réseaux autonomes.
- Les registres de pannes devront aussi être automatisés et non pas être manuellement constitués par les opérateurs en centrale.
- La centrale devra comporter des groupes diesel de puissances différentes afin de mieux servir la demande et pouvoir ainsi s'adapter à un éventuel futur jumelage éolien sans compromettre l'exigence qu'elles fonctionnent dans leur plage d'opération optimale entre 30 % et 80 % de leur puissance.
- La centrale diesel doit être jumelée à des batteries pour pouvoir placer les groupes diesel à l'arrêt lors de période de demande plus faible et ainsi réduire le temps d'opération des groupes et augmenter leur fonctionnement dans leur plage d'opération optimale.
- Si une nouvelle centrale diesel doit être construite, celle-ci devra être éloignée du village, vu les émissions atmosphériques et le bruit.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.1

LE PROJET DE RACCORDEMENT DE CAP-AUX-MEULES AU RÉSEAU INTÉGRÉ ET SES ALTERNATIVES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution soumette, en Phase 2 du présent dossier, les analyses économiques et justifications portant tant sur l'option du raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré que sur les solutions alternatives.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2
DES MICRO-RÉSEAUX INTELLIGENTS À CAP-AUX-MEULES ET À L'ÎLE D'ENTRÉE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que la preuve d'Hydro-Québec Distribution en Phase 2 du présent dossier comprenne un scénario de microréseau intelligent tant pour l'île d'entrée (à titre de projet-pilote éventuel) que pour Cap-aux-Meules, ces réseaux pouvant devenir des vitrines du savoir-faire québécois utilisant les énergies renouvelables en microréseau.

Cette preuve devrait aussi comporter un balisage des différents projets de microréseau intelligent qui se font dans le monde par d'autres distributeurs d'énergie.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.1
L'ACCÈS AU PGEÉ ET AUX PUEÉ AU NUNAVIK

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le PUEÉ, afin d'accomplir son effet dissuasif du chauffage électrique dans les réseaux diesel, devrait être offert à tous les clients du Nunavik, y compris aux 90 % de la population dont le loyer subventionné couvre déjà les coûts d'énergie, quitte à identifier une variante de ce programme pour couvrir efficacement cette population. Appliqué à ces logements, ce programme devrait permettre une réduction significative de la demande en électricité dans les réseaux autonomes et ainsi amener une réduction importante de diesel pour sa production. Le PUEÉ n'atteint pas son objectif si la majorité de la population du Nunavik y est inadmissible.

Il serait ainsi possible de réduire d'au moins 10 % la demande électrique du Nunavik. En nous basant sur la demande annuelle actuelle à 98,9 GWh, ce 10% sauverait 10 GWh. Au coût moyen de 50 cents/kWh, ceci permettrait donc d'économiser 5 M\$ au Nunavik.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'inviter le Distributeur à aussi continuer à tenter de **déployer ses programmes en efficacité énergétique** dans les réseaux du Nunavik avec les partenariats locaux pour en réduire les coûts et maximiser la pénétration.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.2

LES PARTENARIATS VISANT L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU NUNAVIK

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer les diverses initiatives de partenariats d'Hydro-Québec Distribution avec les instances régionales et locales du Nunavik, ceci afin de mieux répondre aux demandes des usagers et permettre que le **déploiement des énergies renouvelables** y soit moins coûteux, plus efficient et associé à un développement économique local.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.3

LE RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAQ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de refuser d'inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution une nouvelle centrale diesel en 2024 au village d'Inukjuak.

Il est déjà reconnu que le village d'Inukjuak est celui qui possède la meilleure qualité de vent de tous les villages du Nunavik. Au projet actuel de centrale hydraulique on pourrait donc y ajouter de l'énergie éolienne.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.4

LE RÉSEAU AUTONOME DE QUAQTAQ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer les trois projets pilotes d'énergie renouvelable solaire et stockage au réseau autonome de Quaataq, sous réserve de clarification de certaines de leurs modalités.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.5

LE RÉSEAU AUTONOME DE TASIUJAQ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer le projet de jumelage diesel-solaire au réseau autonome de Tasiujaq, sous réserve de clarification de certaines de ses modalités.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.3.1
LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ POUR LA ROMAINE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater que le raccordement du réseau de La Romaine est bien amorcé et que les mesures d'économies d'énergies et d'utilisation des énergies renouvelables devraient s'y appliquer comme pour tout le réseau intégré. De même, la transition vers les équipements de chauffage électrique devrait s'accélérer.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.3.2
LE RÉSEAU AUTONOME DU LAC-ROBERTSON

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du fait que, pour le moment, le réseau du Lac Robertson n'a pas besoin de génération d'électricité supplémentaire. Les mesures en efficacité de puissance pourraient y être déployées par Hydro-Québec Distribution elle-même ou par un mandataire désigné par elle, comme elle l'a fait à Inukjuak.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.3.3
LE RÉSEAU AUTONOME DE PORT-MENIER

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater qu'en juin 2018, la municipalité de l'Île d'Anticosti a tenu un forum sur le futur de l'Île d'Anticosti afin de développer une nouvelle vision collective pour l'île et élaborer une planification stratégique pour l'avenir en mettant l'accent sur son développement communautaire et sur la mise en valeur de son patrimoine. Durant ce forum, plusieurs projets ont été proposés dont l'accroissement de son accessibilité par un lien maritime reliant la Gaspésie à la Côte Nord en passant par Port Menier qui permettrait également une croissance des activités d'affaires sur l'île. Y a également été soumis un projet conjoint du Conseil des Innus d'Ekuanitshit, de la Municipalité de l'Île d'Anticosti et de l'entreprise Kruger visant une centrale à la biomasse qui remplacerait la centrale au diesel pour produire toute l'électricité requise par l'île ainsi de la chaleur permettant la viabilité de projets structurants de serres alimentaires et/ou commerciales et d'aquacultures tout en arrimant la politique de gestion faunique aux activités d'exploitation forestière.

Le dynamisme des intervenants sur l'Île d'Anticosti suggère que la croissance de la demande électrique en général et aussi celle du chauffage électrique pourraient être plus importante que celle prévue par le Distributeur dans son Plan. Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur réévalue la croissance de la demande sur le réseau de Port Menier à cet effet.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.7.4

LE CAS PARTICULIER DU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte, à regret, de la non rentabilité d'un programme d'isolation des entretoits à Schefferville (même si nos recommandations énoncées au présent mémoire étaient mises en œuvre) et donc de l'abandon actuel d'un tel programme.

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET TERMES

AEÉ : Agence de l'efficacité énergétique, dont le mandat a successivement été transféré au BEIÉ du MÉRN, puis à TÉQ et pourrait l'être de nouveau au MÉRN selon un projet de loi en cours d'examen.

BEIÉ : Ancien Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques du Ministère de l'énergie et des ressources naturelles du Québec (MÉRN).

CAT : La société Caterpillar, fournisseur de groupes électrogènes diesel utilisés dans des centrales diesel des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution.

HQD : Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (« le Distributeur »). Peut désigner l'unité administrative « Hydro-Québec Distribution ». Une nuance doit toutefois être apportée car la notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » (« le Distributeur ») est plus large que la seule unité « Hydro-Québec Distribution » (« HQD »), pouvant également couvrir des « mandats » confiés par HQD à d'autres unités internes d'Hydro-Québec ou même à des sociétés externes, le tout tel qu'expliqué au chapitre 5 du présent mémoire. En réseaux autonomes, les activités de distribution incluent aussi la production et le transport d'électricité.

HQT : Hydro-Québec, dans ses activités de transport (« le Transporteur »). Peut désigner l'unité administrative « Hydro-Québec TransÉnergie ». Une nuance doit toutefois être apportée car la notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité » (« le Transporteur ») est plus large que la seule unité « Hydro-Québec TransÉnergie » (« HQT »), pouvant également couvrir des « mandats » confiés par HQT à d'autres unités internes d'Hydro-Québec ou même à des sociétés externes.

HQP : Hydro-Québec, dans ses activités de production (« le Producteur »). Peut désigner l'unité administrative « Hydro-Québec Production ». Une nuance doit toutefois être apportée car la notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité » (« le Producteur ») est plus large que la seule unité « Hydro-Québec Production » (« HQP »), pouvant également couvrir des « mandats » confiés par HQP à d'autres unités internes d'Hydro-Québec ou même à des sociétés externes.

IDLM : Îles-de-la-Madeleine.

IREQ : L'Institut de recherche d'Hydro-Québec, anciennement *Institut de recherche en électricité du Québec*.

JED : Jumelage éolien-diesel.

Kuujuarapik : Nom abrégé utilisé par Hydro-Québec Distribution pour désigner le réseau autonome desservant les villages jumelés de Whapmagoostui (cri) et de Kuujuarapik (inuit).

Loi : La [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#), sauf lorsque le contexte diffère.

LRÉ : La [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#).

MAINC : Le *Ministère des Affaires Indiennes et du Nord du Canada*, ayant historiquement eu la responsabilité de livrer de l'électricité à certains réseaux autonomes, avant que cette responsabilité en soit transférée à Hydro-Québec Distribution.

MÉRN : Le *Ministère de l'énergie et des ressources naturelles du Québec*.

Obedjiwan : Nom francisé utilisé par Hydro-Québec Distribution pour désigner le réseau autonome du village atikamekw d'Opitciwan. Dans certains plans d'approvisionnement antérieurs, Hydro-Québec Distribution désignait ce réseau sous son nom d'Opitciwan.

OHMK : Office municipal d'habitation de la société Kativik, desservant les villages inuits du Nunavik.

PGÉÉ : Plan global en efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution.

PUEÉ-RA : Programmes pour l'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution.

Réseaux autonomes : Les réseaux autonomes d'électricité d'Hydro-Québec Distribution.

RTIEÉ : Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)*, qui est l'intervenant déposant le présent mémoire. Ce Regroupement comprend les organismes suivants : l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, *Stratégies Énergétiques (S.É.)*, le *Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM)* et *Énergie solaire Québec (ÉSQ)*.

TIEÉ : Terme désignant, de façon globale, les programmes et mesures de transition, innovation et efficacité énergétiques.

TÉQ : L'organisme *Transition Énergétique Québec*.

1

L'OBJET DU PRÉSENT MÉMOIRE

1- La Régie de l'énergie est saisie, au présent dossier, d'une [demande B-0002](#) d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité », visant l'approbation de son *Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Cette demande est logée suivant l'article 72 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#) (ci-après « la Loi » ou « LRÉ »).

2- Ce Plan d'approvisionnement 2020-2029 inclut notamment celui relatif aux réseaux autonomes d'Hydro-Québec (que l'on retrouve dans certains aspects de la [Pièce B-0005, HQD-1, Doc.1](#) et, surtout, dans la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) et diverses pièces connexes), ce qui constitue l'objet du présent mémoire.

3- Afin de simplifier la lecture du présent mémoire, « Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » est ci-après désignée sous le nom de son unité administrative « Hydro-Québec Distribution », ou « HQD » ou « le distributeur ». Une nuance doit toutefois être apportée car **la notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » (« le distributeur ») est plus large que la seule unité « Hydro-Québec Distribution » (« HQD »)**, pouvant également couvrir des « mandats » confiés par HQD à d'autres unités internes d'Hydro-Québec ou même à des sociétés externes (telles qu'Innavik dans le réseau autonome d'Inukjuak), le tout tel qu'expliqué au chapitre 5 du présent mémoire.

4- Le présent mémoire est logé par le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)*, un Regroupement comprenant les organismes suivants : l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA),

Stratégies Énergétiques (S.É.), le Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM) et Énergie solaire Québec (ÉSQ).

5- Le présent mémoire constitue les représentations (preuve et argumentation) du *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* sur le *Plan d'approvisionnement 2020-2029* d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité », quant à ses réseaux autonomes.

6- Pour la commodité du lecteur, les chapitres et sections sont identifiés en haut de chaque page.

7- Le numéro des recommandations correspond au numéro 1 (désignant la Phase 1) suivi du numéro de la section où la recommandation se trouve. Si plusieurs recommandations sont contenues à une même section, un numéro additionnel est ajouté à la fin, afin de les différencier.

8- Dévoilement d'intérêt : Deux des auteurs du présent mémoire, Messieurs Jimmy Royer et Jean-Claude Deslauriers, dévoilent agir comme consultants pour un projet de développement à Whapmagoostui-Kuujuarapik. De plus, Monsieur Jimmy Royer dévoile également agir comme consultant pour un projet de développement à Port-Menier. Dans les deux cas, ceux-ci déclarent qu'ils ne dévoilent pas, au présent dossier, d'informations confidentielles auxquelles ils peuvent avoir eu accès dans le cadre de ces mandats de consultation. L'existence de ces autres mandats de consultation externes était bien à la connaissance et sans objection de la part des présents intervenants et des autres co-auteurs au moment de la rédaction du présent mémoire.

2

UNE STRATÉGIE GLOBALE DE TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (TIEÉ) EN RÉSEAUX AUTONOMES

9- Il existe 22 réseaux autonomes d'électricité dans le territoire desservi par Hydro-Québec Distribution. Ces réseaux doivent donc produire leur propre électricité, le plus souvent au moyen de groupes au diesel.

(La Régie de l'énergie a toutefois déjà autorisé le raccordement du réseau autonome de La Romaine (en Basse-Côte-Nord) au réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution, ce qu'il est prévu d'accomplir en 2021. Hydro-Québec Distribution envisage également la possibilité de raccorder d'ici à 2025 à son réseau intégré, en tout ou en partie, ses réseaux autonomes des Îles-de-la-Madeleine à Cap-aux-Meules et peut-être à l'Île d'Entrée, mais aucune autorisation à cet effet n'a encore été émise par la Régie de l'énergie).

10- La carte suivante¹ montre la distribution géographique des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution :

¹ Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3986-2016, [Pièce B-0011, HQD-2, Doc. 2](#), « Plan d'approvisionnement 2017-2026, Réseaux Autonomes, Annexes », Ann. 3A, p. 63.

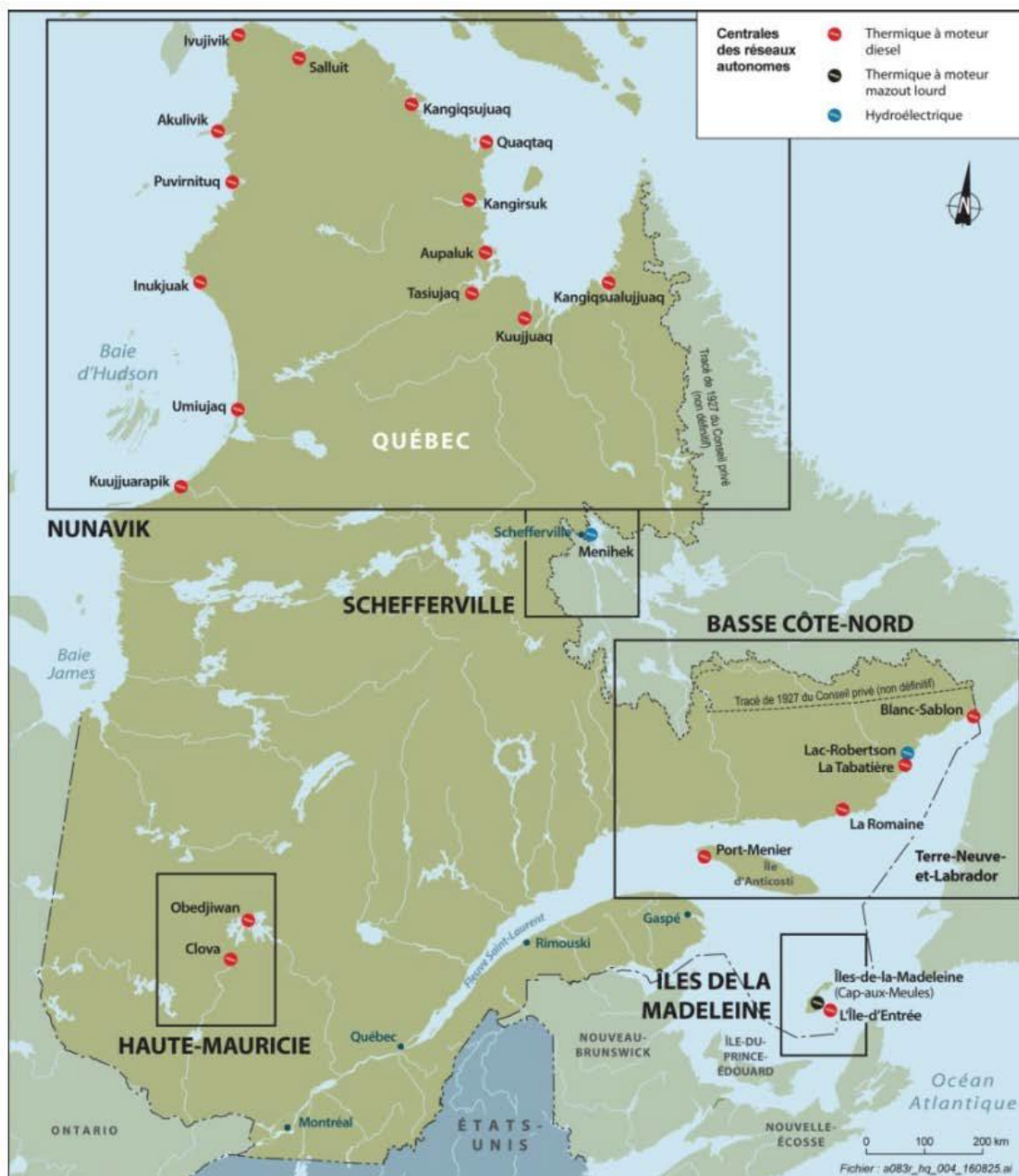


Figure 2.1 : Carte des réseaux autonomes tirée du Plan d'approvisionnement 2017-2026

11- Depuis 25 ans, Hydro-Québec Distribution (HQD) a, à de multiples reprises, exprimé et réitéré son intention de convertir plusieurs et, ultimement, la totalité de ses réseaux autonomes de distribution d'électricité à des mesures de transition, innovation et efficacité énergétiques (ci-après « TIEÉ »), un tel projet ayant systématiquement été approuvé par la Régie de l'énergie et même reflété dans de multiples politiques gouvernementales. Ces TIEÉ incluent la conversion à l'électricité renouvelable (hydroélectricité, éolien, solaire, biomasse, etc., comprenant des outils de stockage et de puissance éventuels) de tous les réseaux autonomes alimentés au diesel ou, dans certains cas, à les raccorder au réseau intégré :

- 1995:** ZEPHYR NORTH (J.R. SALMON, P.J. STALKER), *Northern Quebec Wind Resource Study for Hydro-Québec*, 31 octobre 1995. Déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, [Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Doc. 11, Annexe 5](#). Le rapport quantifie le potentiel éolien de chacun des 14 réseaux autonomes du Nunavik.
- 1996 :** HYDRO-QUÉBEC (Jean-Pierre LAFLAMME), *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages inuit du Nouveau-Québec*, le 10 janvier 1996. Déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, [Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Doc. 11, Annexe 6](#). Le rapport propose d'envisager la conversion de l'alimentation de 11 des 14 réseaux autonomes du Nunavik vers l'éolien ou l'hydraulique.
- 2006 :** GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain. La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, Québec, Mai 2006, <https://mern.gouv.qc.ca/documents/energie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>, page 36 : Le gouvernement du Québec donne mandat à Hydro-Québec de définir un plan d'implantation de systèmes de **jumelage éolien-diesel dans l'ensemble des réseaux autonomes afin que les possibilités offertes par l'énergie éolienne soient « rapidement » exploitées.**

2008 : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), [Dossier R-3648-2007, Pièce B-11, HQD-2, Doc. 1 \(v.r.\)](#), pp. 16-17 :

le Distributeur vise à réduire le recours aux centrales diesels et l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique des réseaux autonomes. À cet effet, il poursuit **une stratégie globale, où l'ensemble des réseaux autonomes et des moyens de réduire la consommation de carburants seront étudiés**, tout en adoptant une **approche spécifique, de façon à déterminer la solution optimale pour chacun des réseaux**. [...]

De façon concrète, le Distributeur : [...]

- réalisera un projet de JED à faible pénétration aux Îles-de-la-Madeleine, à Cap-aux-Meules, pour lequel il demandera à la Régie une autorisation spécifique, à une date qui reste à préciser ;
- réalisera **deux projets pilotes au Nunavik en vue de la réalisation éventuelle de JED dans toutes les communautés de cette région**. Les sites actuellement envisagés pour ces projets pilotes sont Kangiqsualujjuaq et Akulivik ;
- poursuit la campagne anémométrique en cours au Nunavik ;
- **poursuit les discussions avec les communautés concernées** afin de s'assurer de leur collaboration, tant pour les campagnes anémométriques que pour les projets pilotes et, éventuellement, le déploiement du JED ;
- fera des études visant à déterminer des **moyens simples, efficaces et peu coûteux de valoriser l'énergie excédentaire, là où le JED se fera à haute pénétration, de façon à bonifier la rentabilité économique du JED** ;
- **précisera le modèle d'affaires de JED le mieux adapté à chacun des réseaux**.

2010 : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), [Dossier R-3748-2010, Pièce B-6, HQD-2, Doc. 1](#), pp. 22-23 :

le Distributeur vise à réduire le recours aux centrales diesels et l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique des réseaux autonomes. À cet effet, il poursuit **une stratégie globale, où pour l'ensemble des réseaux autonomes, les moyens de réduire la consommation de carburants sont étudiés, tout en adoptant une approche spécifique, de façon à déterminer la solution optimale pour chacun des réseaux**.

Outre le maintien des interventions commerciales, plusieurs solutions sont envisageables, selon les réseaux, pour réduire la part de l'énergie thermique :

- le raccordement au réseau intégré ;
- le jumelage éolien-diesel (JED) ;
- l'hydroélectricité incluant le jumelage hydraulique-diesel et les hydroliennes ;
- la valorisation de la chaleur excédentaire ;
- la production d'électricité à partir de la biomasse forestière.

Tous les projets visant le remplacement des équipements de production thermique du Distributeur, incluant le raccordement au réseau intégré, devront être économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés concernées.

Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a intensifié ses efforts pour mettre en place des solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux et il poursuit sa démarche. Cependant, la piste la plus prometteuse pour la production d'électricité demeure, pour l'instant, **le jumelage éolien pour la plupart des communautés.** La technologie éolienne est relativement mature et représente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour **l'hydraulique**, le réseau d'Inukjuak présente un potentiel intéressant. Concernant la **biomasse forestière**, les réseaux d'Opitciwan et de Port-Menier présentent des ressources suffisantes, mais la rentabilité de ces projets reste toutefois encore à démontrer. La plupart des autres technologies présentement disponibles sont immatures ou ne permettent pas de réduire les coûts.

De plus, dans tous les projets, le Distributeur évalue la perspective et, selon le cas, s'associe avec des tierces parties dans l'élaboration et la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique, d'intégration de technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur.

2013 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, [Dossier R-3864-2013, Pièce B-0009, HQD-2, Doc. 1](#), page 6 :

Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsualujjuaq se poursuivent. Les résultats qui en découleront permettront de baliser les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes. Concernant les autres projets d'énergie renouvelable, le Distributeur attend les résultats d'études de faisabilité.

2015 HYDRO-QUÉBEC, *Plan stratégique 2016-2020*, <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique-2016-2020.pdf>, page 26. Cité dans : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, [Dossier R-3986-2016, B-0010, HQD-2, Doc. 1](#), p. 10, Figure 2.2 : Calendrier de lancement des appels d'offres. Hydro-Québec y planifiait le calendrier suivant pour convertir progressivement l'alimentation des réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres et moins chères :

Conversion des réseaux autonomes		
Calendrier de lancement des appels de propositions		
ANNÉE	CENTRALE	HORIZON DE MISE EN SERVICE
En cours	Îles-de-la-Madeleine (éolien)	2020
2016	Kuujjuarapik Tasiujaq Obedjiwan	2020
2017	Kangiqsujaq La Romaine Salluit Umiujaq	2019 2020
2018	Inukjuak Kangiqsualujjuaq Kuujjuaq Puvirnituq	Après 2020
2019	Îles-de-la-Madeleine (conversion) Akulivik Ivujivik Kangirsuk Port-Menier	
2020	L'Île-d'Entrée Quaqtaq Clova Aupaluk	

Modalités de réalisation des projets

- > Priorisation des appels de propositions en fonction de la fin de vie utile prévue des centrales, des ajouts de puissance requis et des possibilités de conversion.
- > Partenariats entre les promoteurs et les communautés.
- > Mise en concurrence des projets (acceptabilité locale, coûts).
- > Prise en compte des particularités des réseaux et des besoins de chaque communauté en vue de choisir les solutions technologiques les mieux adaptées :
 - Ex. : mise à profit des dernières innovations (couplage avec des énergies renouvelables, stockage d'énergie), gaz naturel liquéfié, biomasse, raccordement au réseau principal.

2016 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, [Dossier R-3986-2016, B-0010, HQD-2, Doc. 1](#). Le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* d'Hydro-Québec Distribution pour ses réseaux autonomes envisageait le lancement de multiples appels de propositions afin de sélectionner les projets d'électricité renouvelable dans un grand nombre de réseaux autonomes (malgré les critiques de plusieurs intervenants dont SÉ-AQLPA qui soutenaient que des contrats de gré à gré permettaient de mieux intégrer les préoccupations et la participation locales aux projets, ce qui est essentiel dans ces communautés éloignées).

2018 : La stratégie d'appels de propositions n'a toutefois pas fonctionné sauf à Cap-aux-Meules. Ainsi, l'appel d'offres pour développer une centrale à la biomasse en remplacement de la centrale thermique au diesel d'Opitciwan (Obedjiwan) est restée sans réponse.² En 2018, l'[État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution \(HQD\)](#) opta donc de procéder plutôt de gré à gré avec les communautés locales afin d'identifier des partenariats aptes à réaliser ces projets d'électricité renouvelable, plutôt que par appels de propositions.

[Souligné en caractère gras par nous]

12- Malgré ces multiples plans depuis 25 ans, en 2020, il n'existe cependant toujours aucune source importante de production d'électricité de source renouvelable en service dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution *sauf les installations hydroélectriques déjà existantes de Menihék alimentant Schefferville et celles du Lac-Robertson.*

² **RADIO-CANADA**, *Le chef d'Obedjiwan rencontre Hydro-Québec pour son projet de centrale électrique*, le 13 juin 2018, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1106567/obedjiwan-rencontre-hydro-quebec-projet-centrale-electrique-biomasse> .

13- Depuis 25 ans, les nouveaux équipements effectivement construits et mis en service en réseaux autonomes par Hydro-Québec Distribution ont essentiellement consisté en des remplacements, ajouts ou agrandissements de centrales diesel et de leurs groupes électrogènes (notamment à Akulivik³, Kuujjuaq⁴ et Schefferville) et non pas en des équipements d'électricité renouvelable.

14- Nous sommes donc encore très loin de l'objectif de conversion à l'électricité renouvelable de tous les réseaux autonomes, annoncé depuis 25 ans par Hydro-Québec Distribution.

15- Mais, il semblerait que ceci soit en train de changer. Ainsi, deux ententes pour l'achat de l'électricité provenant de projets d'énergies renouvelables ont été octroyés en 2019. En effet, une centrale hydroélectrique de 7,5 MW à Inukjuak et des éoliennes totalisant 6,4 MW à Cap-aux-Meules sont déjà en phase de construction.

Certaines indications tendent aussi à démontrer qu'Hydro-Québec poursuit activement d'autres ententes pour réaliser des projets éoliens et de biomasse ainsi que l'installation de stockage électrique dans différents réseaux autonomes. Ainsi, dans sa réponse à la demande

³ Les intervenants SÉ-AQLPA avaient toutefois **appuyé le remplacement** de la centrale diesel d'Akulivik en raison de la vétusté de l'ancienne centrale et car la nouvelle semblait pouvoir s'adapter à un usage futur de jumelage diesel-éolien, lequel ne s'est toutefois jamais réalisé : **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.), ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)**, Dossier R-3756-2011 (Akulivik), [Pièce C-SÉ-AQLPA-0002](#), Observations écrites.

⁴ Les intervenants SÉ-AQLPA et GRAME s'étaient alors **opposés au remplacement** de la centrale diesel de Kuujjuaq car la nouvelle ne semblait pas pouvoir s'adapter à un usage futur de jumelage diesel-éolien : **Jean-Claude DESLAURIERS, avec la collaboration de Jacques FONTAINE et Nicole MOREAU, Consultants en énergie (Pour SÉ-AQLPA-GRAME)**, Dossier R-3623-2007, Pièces [C-6-3](#) et [erratum C-6-5](#), *Examen des motifs invoqués par Hydro-Québec pour ne pas inclure un jumelage éolien à sa demande d'autorisation d'une centrale diesel à Kuujjuaq. Rapport d'expertise.*

de renseignements no. 2 de la Régie de l'énergie dans le présent dossier, au point 15.1, Hydro-Québec Distribution précise ce qui suit :

DEMANDE 15.1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Veillez indiquer les différents types d'initiatives de transition que le Distributeur prévoit avoir lancé d'ici les 6 prochains mois dans chacun des 22 réseaux autonomes [...].

RÉPONSE 15.1 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le Distributeur ne prévoit pas déployer d'initiative de transition énergétique dans les réseaux de Schefferville et du Lac-Robertson, qui sont chacun alimenté par une centrale hydroélectrique.

*Des initiatives de transition sont en cours dans plusieurs réseaux. À cet égard, pour celles à **Quaqtaq, Tasiujaq, Inukjuak, Kuujuarapik-Whapmagoostui, Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules), La Romaine et Obedjiwan**, voir les pages 40 et 41 de la pièce [HQD-3, document 1 \(B-0010\)](#). De plus, le Distributeur a récemment eu des discussions avec les parties prenantes pour un projet de production d'électricité à partir d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière pour le réseau de **Port-Menier**.*

*Comme mentionné à la page 15 de la pièce [HQD-1, document 1 \(B-0005\)](#), le Distributeur planifie **la mise à jour des automatismes dans la majorité des réseaux de manière à pouvoir intégrer de l'énergie renouvelable au cours des prochaines années**.*

*Des initiatives de transition suivront pour les réseaux de **Clova** et de **l'Île d'Entrée**. [...]⁵*

[Souligné en caractère gras par nous]

⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, document 1.1](#), page 74, Réponse 15.1 d'Hydro-Québec Distribution à la Régie de l'énergie.

16- Hydro-Québec Distribution (HQD) continue par ailleurs toujours de viser le même objectif global de conversion de ses réseaux autonomes à l'électricité renouvelable. Elle énonce que « [l]e Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes s'inscrit dans le cadre du plan d'action visant une conversion totale ou partielle des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et plus propres ».⁶

17- Hydro-Québec Distribution continue aussi d'énoncer que, pour répondre aux besoins des réseaux autonomes, les mesures d'efficacité énergétique et la transition vers des énergies renouvelables « sont priorisées » depuis le dépôt de sa stratégie annoncée dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

18- Hydro-Québec Distribution énonce également que les quatre principes directeurs suivants doivent continuer de guider les décisions relatives aux projets de transition dans ces réseaux :

- Un impact environnemental positif.
- La fiabilité du service d'électricité.
- Un accueil favorable des communautés.
- La réduction des coûts d'exploitation.

⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Demande introductive B-0002](#), art. 7.

19- Nous nous inquiétons toutefois du fait que, 25 ans après l'énoncé initial de l'objectif de transition énergétique des réseaux autonomes, il n'existe toujours aucun calendrier ferme de la TIEÉ en réseaux autonomes et que hormis les projets déjà signés et des discussions en cours, la suite des projets n'est pas encore clairement planifiée.

Nous craignons donc que, dans l'intérim, ce soient des équipements diesel qui continuent de voir le jour afin de remplacer ou compléter les actuels équipements diesel arrivés en fin de leur vie utile ou devenus insuffisants pour répondre à la demande en énergie et en puissance des réseaux autonomes (voir le chapitre 3 du présent mémoire).

20- Une problématique additionnelle est venue s'ajouter depuis le 8 décembre 2019. En effet, à cette date est entré en vigueur l'article 11 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#), lequel a modifié l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* de manière à ce qu'il ne soit plus nécessaire à Hydro-Québec Distribution d'obtenir l'autorisation de la Régie pour construire de nouveaux équipements de production, y compris en réseaux autonomes (*et plus particulièrement de construire les inévitables équipements diesel qui viendront s'y ajouter dans les cas où la TIEÉ continuerait d'être reportée comme au cours des 25 dernières années, outre tout éventuel investissement en énergie renouvelable, stockage ou raccordement*).

Ce changement législatif laisse craindre **une perte de capacité de la Régie et du public de s'assurer** qu'une fois réitérés les objectifs de TIEÉ au présent *Plan d'approvisionnement*, ceux-ci se réaliseront bel et bien d'ici le prochain plan (décennal, mis à jour tous les trois ans).

En réponse à la demande de renseignement no. 2 de la Régie de l'énergie dans le présent dossier, au point 15.1 cité plus haut, qui demandait : « *d'indiquer les différents types d'initiatives de transition que le Distributeur prévoit avoir lancé d'ici les 6 prochains mois dans chacun des 22 réseaux autonomes et **élaborer sur lesquelles le Distributeur prévoit ou non*** »

déposer des demandes d'autorisation à la Régie », le Distributeur répond que « [c]ompte tenu des modifications apportées à l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie, **le Distributeur ne déposera aucune demande d'autorisation.** »⁷ [Souligné en caractère gras par nous]

21- C'est afin de remédier à cette crainte que nous recommandons, ci-après, que la Régie prévoie des processus de suivis plus serrés à même l'exercice de sa juridiction sur ce *Plan d'approvisionnement*, puisque les forums ultérieurs du Tribunal qui auront autrement existé ont disparu depuis le 8 décembre 2019.

22- Vu l'historique quelque peu décevant de la TIEÉ en réseaux autonomes depuis 25 ans, il nous semble en effet que, cette fois-ci, le Tribunal doit mieux encadrer le suivi de la réalisation des objectifs de TIEÉ durant la période de mise en œuvre de ce *Plan*, par l'exercice judicieux de sa juridiction quant au *Plan* lui-même et de sa juridiction lui permettant de requérir des suivis.

⁷ Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, document 1.1](#), page 74, Réponse 15.1 d'Hydro-Québec Distribution à la Régie de l'énergie.

23- Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.2

LE MAINTIEN DE LA JURIDICTION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE AFIN DE SUIVRE LA STRATÉGIE GLOBALE DE TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DES RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, même après l'approbation avec modifications du présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, de maintenir le présent dossier ouvert afin de continuer d'exercer sa juridiction de la manière suivante :

- Le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution devra être amendé avant son approbation par la Régie de l'énergie afin d'inclure un calendrier précis des mesures en TIEÉ (transition, innovation et efficacité énergétiques) prévues dans chacun des réseaux autonomes, incluant les améliorations aux PUEÉ et au déploiement des programmes du PGÉÉ, les améliorations à l'autoproduction/microproduction et à la bi-énergie dans ces réseaux, l'implantation d'énergies renouvelables, de stockage et d'éventuel jumelage avec le diesel.
- Les États d'avancement annuels du Plan avant le prochain Plan, par HQD, seraient déposés au présent dossier afin de faire l'objet d'une audience publique, puis d'une décision sur leur conformité par rapport au Plan approuvé par la Régie. Il n'est pas inhabituel que la Régie requiert que la mise en œuvre de ses décisions fasse l'objet d'une décision de conformité. Voir par exemple les décisions [D-2017-063](#), [D-2017-134](#), [D-2020-087](#), [D-2020-088](#), [D-2020-089](#), [D-2020-092](#) et [D-2020-093](#).
- Toute modification importante au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, incluant tout investissement diesel en réseau autonome non mentionné dans ce Plan devra faire l'objet d'une approbation préalable par la Régie, par la voie d'une Demande d'approbation de modification au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution. Il n'est pas inhabituel que la Régie insiste pour que certaines modifications importantes à un plan d'approvisionnement d'un distributeur lui soient soumises pour approbation préalable; la Régie l'a notamment exigé avant qu'Énergir n'acquiert des approvisionnements en gaz naturel renouvelable non antérieurement approuvés : Dossier R-3837-2013 Phase 2, [Décision D-2014-064](#), par. 55, 59, 60; Dossier R-4008-2017, [Décision D-2019-123 Motifs](#), parag. 88 à 91.
- La Régie pourrait requérir que tout autre suivi au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution lui soit également présenté pour approbation, notamment afin de s'assurer que la stratégie globale de transition, innovation et efficacité énergétiques des réseaux autonomes de HQD soit effectivement mise en œuvre.

24- C'est dans cette perspective, afin que le Plan comporte une véritable stratégie globale de transition, innovation et efficacité énergétiques (TIEÉ) des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution qui soit exécutoire, que le présent mémoire se compose des sections suivantes :

Chapitre 3 : Quand et où ? Quels sont les réseaux où il y a urgence de mettre en service la TIEÉ à court terme en réseaux autonomes, afin d'y éviter l'ajout d'équipements diesel requis par le déficit en puissance et la fin de vie utile des équipements diesel actuels ?

Chapitre 4 : Combien ? Quels sont le coût évité, les aides gouvernementales disponibles et la conception souple de la rentabilité permettant de mettre en service la TIEÉ en réseaux autonomes ?

Chapitre 5 : Qui ? Quelles entités seront responsables de mettre en service la TIEÉ en réseaux autonomes ?

Chapitre 6 : Quoi ? Quelles sont les mesures de TIEÉ à mettre en service en réseaux autonomes (production d'électricité renouvelable, raccordement au réseau intégré, stockage, efficacité en énergie et en puissance, chauffage et utilisation de l'électricité excédentaire) ?

Chapitre 7 : Où ? (précision) Quels sont les réseaux les plus appropriés pour mettre les mesures de TIEÉ en place ? Nous avons utilisé quelques cas particuliers de réseaux autonomes afin de fournir des pistes de réflexion pour instaurer les mesures de TIEÉ.

3

**QUAND METTRE EN ŒUVRE LA TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES ? GÉRER LE
VIEILLISSEMENT DES CENTRALES DIESEL EXISTANTES ET L'ACCROISSEMENT DE LA
DEMANDE**

3.1 SYNTHÈSE

25- Suivant la preuve d'Hydro-Québec Distribution, tel que vu en section 3.2 ci-après, dans les 10 réseaux autonomes suivants, les groupes électrogènes ont dépassé leur durée de vie utile de 72 000 heures (qu'Hydro-Québec Distribution invoque régulièrement pour procéder au remplacement des équipements diesel) :

- Cap-aux-Meules (dont on ignore si la centrale diesel sera remplacée en sus du possible raccordement au réseau principal).
- Kangiqsualujuaq.
- Kangiqksujuaq.
- Kangirsuk.
- Puvirnituk.
- Quaқтаq.
- Saluit.
- Umiujaq.
- La Romaine (dont on ignore si la centrale diesel sera remplacée en sus du raccordement au réseau principal).
- Port-Menier.

26- Dans deux autres réseaux autonomes supplémentaires, les groupes électrogènes ont également dépassé le seuil inférieur de 60 000 heures de la fin de leur durée de vie utile. Ce sont :

- Inukjuaq (centrale diesel qu'HQD veut remplacer et garder malgré l'ajout hydroélectrique).
- Tasiujaq.

27- À cela s'ajoute le fait que les sept (7) réseaux autonomes diesel suivants se trouvent en déficit de puissance ou le deviendront prochainement, tel que vu en section 3.4 ci-après (en se basant seulement sur la prévision conservatrice de la demande déposée par Hydro-Québec Distribution) :

- ❑ Aupaluk.
- ❑ Ivujivik.
- ❑ Kangiqsualujjuaq.
- ❑ Kuujjuaq (centrale diesel pourtant récente).
- ❑ Puvirnituk.
- ❑ Quaętaq.
- ❑ Obedjiwan.

28- Si cette prévision de la demande conservatrice devait être ajustée à la hausse, ce serait alors un plus grand nombre de réseaux autonomes diesel qui se trouveraient en déficit de puissance pendant la durée du Plan, tel que vu ci-après en section 3.5.

29- Or pour tous ces réseaux, le plan d'Hydro-Québec Distribution d'y mettre en œuvre de la TIEÉ demeure encore vague. Il n'y a pas de calendrier ferme.

30- En combinant les listes ci-dessus, il subsiste donc un total d'au moins 14 réseaux autonomes qui n'ont toujours aucun véritable investissement prévu en TIEÉ mais qui pourraient prochainement requérir de l'ajout d'équipements de production, ce qui risque de rendre inévitables des investissements diesel pour répondre à la caducité, au manque de puissance des équipements diesel actuels.

31- **Les 14 réseaux autonomes identifiés ci-dessus (et tous les autres qui pourraient éventuellement s'ajouter à cette liste si l'on va au-delà de l'actuelle prévision conservatrice de la demande suivant la section 3.4 ci-après) constituent donc la priorité**

pour que l'on intègre au présent *Plan* un calendrier précis d'investissements en électricité renouvelable (avec mesures de TIEÉ intérimaires pour réduire la demande, surtout en puissance) tel qu'énoncé aux chapitres 2, 6 et 7 du présent mémoire.

32- En résumé donc, ce qui va dicter **où et quand** la *transition, innovation ou efficacité énergétique (TIEÉ)* doit être mise en œuvre de manière prioritaire et d'urgence en réseaux autonomes, c'est la liste des réseaux autonomes pour lesquels une intervention est déjà inévitable pour l'un ou l'autre des quatre motifs regroupés aux sections 3.2 à 3.4 ci-après :

Section 3.2 La caducité des groupes électrogènes diesel déjà existante ou prévue.

Section 3.3 Les déficits en puissance déjà existants ou prévus.

Section 3.4 La prévision de la demande par Hydro-Québec Distribution pour ses réseaux autonomes.

33- S'il devait s'avérer que la TIEÉ n'est pas prête à être mise en service d'urgence dans ces réseaux prioritaires, alors regrettablement et inévitablement, Hydro-Québec Distribution sera obligée d'y construire de nouveaux équipements diesel, comme ce fut le cas notamment récemment à Akulivik⁸ et Kuujuaq⁹ et lors de diverses autres réfections récentes de groupes électrogènes diesel et agrandissements de parcs de combustible.

⁸ Tel que mentionné plus haut, les intervenants SÉ-AQLPA avaient toutefois **appuyé le remplacement** de la centrale diesel d'Akulivik en raison de la vétusté de l'ancienne centrale et car la nouvelle semblait pouvoir s'adapter à un usage futur de jumelage diesel-éolien, lequel ne s'est toutefois jamais réalisé : **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.), ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)**, Dossier R-3756-2011 (Akulivik), [Pièce C-SÉ-AQLPA-0002](#), Observations écrites.

⁹ Tel que mentionné plus haut, les intervenants SÉ-AQLPA et GRAME s'étaient alors **opposés au remplacement** de la centrale diesel de Kuujuaq car la nouvelle ne semblait pas pouvoir s'adapter à un usage futur de jumelage diesel-éolien : **Jean-Claude DESLAURIERS, avec la collaboration de Jacques FONTAINE et Nicole MOREAU, Consultants en énergie (Pour SÉ-AQLPA-GRAME)**, Dossier R-3623-2007, Pièces [C-6-3](#) et [erratum C-6-5](#), *Examen des motifs invoqués par Hydro-Québec pour ne pas inclure un jumelage éolien à sa demande d'autorisation d'une centrale diesel à Kuujuaq. Rapport d'expertise.*

34- L'on doit chercher à éviter que de telles situations se reproduisent, ce qui requiert d'établir (et d'inclure au Plan approuvé par la Régie) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ces réseaux urgents, et en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier le tout tel qu'énoncé dans notre recommandation RTIEÉ-1.2 plus haut.

3.2 LE VIEILLISSEMENT ACTUEL ET PRÉVU DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL

35- En novembre 2002, les spécifications internes d'Hydro-Québec montrent que les groupes électrogènes utilisés dans les centrales diesel ses réseaux autonomes ont une vie utile de 60 000 heures, sur une période de 15 ans :

*La vie utile (même bloc cylindre) de l'unité complète sera de **60 000 hres sur une période de 15 ans**. L'unité subira au cours de cette période des reconditionnements mineurs et majeurs, le soumissionnaire (appuyé de la recommandation écrite du fabricant) devra en indiquer le nombre, l'intervalle net en heures, le nombre de litres consommés entre chaque intervalle et les travaux à effectuer à chacun de ces reconditionnements que devra subir l'unité lors de cette période de 60 000 heures.*

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : HYDRO-QUÉBEC - RÉGION MONTMORENCY – QUÉBEC, [La spécification technique générale pour la fourniture de groupes électrogène 250 à 1 200 kW](#), ST-UAM-02-003 Salluit (my-35.01), novembre 2002, déposé sous : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), au [Dossier R-3512-2003, Pièce B-1, HQD-8, document 6, Annexe 2](#), sous l'art. 03.

36- En 2003, afin de justifier sa demande de raccordement au réseau intégré du réseau autonome de Waskaganish, Hydro-Québec Distribution explique à la Régie de l'énergie que cette solution serait économiquement préférable au maintien d'une centrale diesel, puisque les groupes électrogènes n'y ont qu'une durée de vie de 60 000 à 72 000 heures, soit environ 15 à 18 ans, ce qui obligerait à leur remplacement à court terme :

*À titre informatif, le Distributeur dépose le document Spécification technique générale pour la fourniture de groupes électrogènes de 250 à 1200 kW (HQD-8, document 6, annexe 2). **La durée de vie utile d'un tel groupe, tournant à 1200 t/min, est de l'ordre de 60 000 à 72 000 heures, soit environ 15 à 18 ans.***

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), [Dossier R-3512-2003, Pièce B-1, HQD-8, document 6](#), pages 8, Réponse 2.2.2 à la DDR3 de la Régie.

37- Dans ce même dossier de 2003, Hydro-Québec Distribution refuse même, comme étant irréaliste, l'hypothèse d'un usage de plus longue durée (un total de 25-30 ans, soit 10-15 ans de plus que prévu) de ces groupes électrogènes :

L'analyse économique qui avait été faite conformément à la demande de la Régie reposait sur une hypothèse de durée de vie utile des groupes électrogènes de 25 ou 30 ans. Or, tel qu'il appert entre autres de la pièce HQD-8, document 6, annexe A, la durée de vie normale des équipements de cette nature est de 60-72 000 heures, soit une durée de vie de 15-18 ans (environ 4000 heures par an).

*C'est donc dire que, selon les normes en vigueur chez le Distributeur, les équipements du MAINC [NDLR : Ministère des Affaires Indiennes et du Nord du Canada, qui gérait alors l'alimentation électrique de Waskaganish] ont largement atteint ou dépassé leur vie utile et que **leur maintien pour une période additionnelle de 10 et 15 ans est irréaliste.***

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), [Dossier R-3512-2003, Pièce B-1, HQD-8, document 6](#), pages 10, Réponse non numérotée à la DDR3 de la Régie.

38- Hydro-Québec Distribution (HQD), en 2007 au [Dossier R-3623-2007, Pièce B-1, HQD-1, document 1](#), pages 8-9, invoque cette même durée de vie utile de 60 000 à 72 000 heures des groupes électrogènes pour convaincre avec succès la Régie d'autoriser son investissement pour remplacer la **centrale diesel de Kuujuaq** (sans attendre l'arrivée de parcs éoliens qui étaient déjà à l'époque espérés) :

*La centrale [actuelle de Kuujuaq] comporte 5 groupes électrogènes, dont l'âge varie entre 14 et 17 ans. **Comme le Distributeur l'a déjà indiqué, la durée de vie utile de tels groupes est de l'ordre de 60 000 à 72 000 heures.**⁵ Les groupes seront donc en pratique à la fin de leur vie utile en 2010.*

TABLEAU 2
ÂGE DES GROUPES

Temps de fonctionnement des groupes électrogènes						
Groupe	Type	Puissance kW	Vitesse tr/min	Heures de fonctionnement		
				En 2004	Cumulatives fin 2004	Projection fin 2010
N° 1	CAT 3512	855	1 200	3 358	40 008	60 156
N°2	CAT 3512	855	1 200	2 172	51 392	64 424
N°3	CAT 3512	855	1 200	1 965	38 498	50 288
N°4	CAT 3512	855	1 200	5 314	49 468	81 352
N°5	CAT 3516	1 135	1 200	7 987	35 139	83 061

⁵ R-3512-2003, HQD-8, Document 6, p. 8.

[Souligné en caractère gras par nous]

39- La Régie de l'énergie contraint même les intervenants regroupés SÉ-AQLPA-GRAME à reculer, eux qui avaient initialement proposé de prolonger l'utilisation des groupes électrogènes existants dans l'attente d'un futur jumelage avec l'éolien (alors cru comme imminent) : **SÉ-AQLPA-GRAME**, Dossier R-3623-2007, [Pièce C-6-4, SÉ-AQLPA-GRAME-2, Doc. 1](#), pages 3-4, Réponse 2 à la Régie.

40- De nouveau, en 2011, Hydro-Québec Distribution (HQD) invoque avec succès la proximité de la fin de vie utile de 60 000 à 72 000 heures des groupes électrogènes de sa **centrale diesel d'Akulivik** pour la remplacer, sans attendre l'arrivée de l'éolien (alors cru également comme imminent), mais la conception des nouveaux groupes sera heureusement compatible avec un éventuel futur jumelage éolien-diesel ce qui a amené SÉ-AQLPA à appuyer l'investissement à l'époque. Selon Hydro-Québec Distribution, un dépassement du nombre d'heures ci-dessus indiqué pose des risques de fiabilité :

*La puissance installée de la centrale totalise 900 kW, soit **3 groupes électrogènes Caterpillar 3406**, de 300 kW chacun. À la fin de 2009, ces moteurs comptaient respectivement 47 000, 49 000 et 2 500 heures, le dernier*

ayant été l'objet d'une réfection complète en 2009 après avoir atteint plus de 53 000 heures au compteur. **Comme le Distributeur l'a déjà indiqué, la durée de vie utile de tels groupes est de l'ordre de 60 000 à 72 000 heures⁶. Deux des trois groupes arrivent donc en pratique à la fin de leur vie utile, ce qui pose des risques pour leur fiabilité.** Une fois ces deux derniers remis à neuf, les trois groupes pourront éventuellement être installés dans d'autres centrales du Distributeur.

⁶ R-3512-2003, HQD-8, Document 6, p. 8.

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-3756-2011, Pièce [B-0005, HQD-1, Doc.1](#), p. 5.

41- La Régie de l'énergie fut effectivement convaincue par Hydro-Québec Distribution de la durée de vie maximale de 60 000 à 72 000 heures des groupes électrogènes diesel des réseaux autonomes. Elle autorise donc l'investissement pour le remplacement de la centrale d'Akulivik :

[14] **La Centrale est âgée de plus de 30 ans, vétuste** et ne suffit plus à répondre aux besoins de la communauté. La puissance garantie, selon le Distributeur, est de 540 kW, ce qui est inférieur à la pointe de plus de 575 kW observée au cours des deux derniers hivers.

[15] Le Distributeur indique que la puissance installée de la Centrale totalise 900 kW, soit trois groupes électrogènes de 300 kW chacun. À la fin de 2009, ces moteurs comptaient respectivement 47 000, 49 000 et 2 500 heures, le dernier ayant fait l'objet d'une réfection complète en 2009, après avoir atteint 53 000 heures au compteur.

[16] **La durée de vie utile des groupes en question serait de l'ordre de 60 000 à 72 000 heures. Deux de ces groupes arriveraient, en pratique, à la fin de leur vie utile, ce qui poserait des risques pour leur fiabilité.**

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3756-2011 (HQD-Akulivik), [Décision D-2011-095](#), le 2011 07 05.

42- Dans le même sens, Hydro-Québec TransÉnergie, dans le cadre de sa stratégie de gestion de la pérennité de ses propres investissements de secours ailleurs, invoque qu'un report d'investissements quant à des groupes électrogènes « *pourrait occasionner l'accroissement du taux de panne* » :

*Tel qu'il appert des informations fournies sur cette famille d'actifs dans le document Processus de gestion technique de la pérennité, les autres équipements comprennent [...] **33 groupes électrogènes.** [...].*

La non-réalisation ou le report des investissements prévus pourrait occasionner l'accroissement du taux de panne. Un taux de panne élevé occasionne des coûts supplémentaires de maintenance corrective, diminue la qualité de service et la disponibilité des équipements sur le réseau.

[Souligné en caractère gras par nous]

Source : **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3606-2006, Pièce HQT-1, Document 1, page 71, lignes 3 à 27 et page 72, lignes 1 et 2.

43- Or, tel que résumé plus haut en section 3.1 du présent mémoire, il résulte du tableau 7.6 ci-après, issu de la preuve d'Hydro-Québec au présent dossier ([Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#)), que dans les **10 réseaux autonomes** suivants, les groupes électrogènes ont dépassé leur durée de vie utile de 72 000 heures (qu'Hydro-Québec Distribution invoque régulièrement pour procéder au remplacement des équipements diesel tel que vu plus haut) :

- Cap-aux-Meules (dont on ignore si la centrale diesel sera remplacée en sus du possible raccordement au réseau principal).
- Kangiqsualujuaq.
- Kangiqksujuaq.
- Kangirsuk.
- Puvirnituk.
- Quaқтаq.
- Saluit.
- Umiujaq.
- La Romaine (dont on ignore si la centrale diesel sera remplacée en sus du raccordement au réseau principal).
- Port-Menier.

44- Dans **deux autres réseaux autonomes supplémentaires**, les groupes électrogènes ont également dépassé le seuil inférieur de 60 000 heures de la fin de leur durée de vie utile. Ce sont :

- Inukjuaq (centrale diesel qu'HQD veut remplacer et garder malgré l'ajout hydroélectrique).
- Tasiujaq.

45- Il pourrait même déjà y avoir d'autres groupes électrogènes de réseaux autonomes ayant dépassé leur durée de vie maximale (ou qui le dépasseront pendant la durée du Plan), puisque les données ci-après d'Hydro-Québec Distribution (HQD) qui nous servent à établir la liste ci-dessus ne nous informent que de « ***l'âge moyen de l'ensemble des groupes d'une même centrale*** » (en 2018) et non de l'âge de chaque groupe ni ne comporte de prévision du nombre d'heures d'utilisation qui sera atteint par chacun, pour chacune des années du Plan.

**TABLEAU 7.6 :
 CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE 2019**

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)		Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes ⁴ (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) ⁴	Facteur d'utilisation (%) ^{3,4}	Puissance garantie
Îles-de-la-Madeleine									
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174	= 67 044	Mazout lourd	1991	104 718	4,63	53	50 283
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 x 290, 1 x 320	= 1 150	Diesel léger	1961	23 925	3,23	42	747
Nunavik									
Akulik	3	2 x 727, 1 x 565	= 2 019	Diesel arctic	2015	11 992	3,71	54	1 163
Aupaluk	3	2 x 320, 1 x 210	= 850	Diesel arctic	Avant 1981	39 006	3,39	56	477
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135	= 3 758	Diesel arctic	Avant 1981	63 534	3,83	63	2 331
Iujivik	3	1 x 250, 2 x 365	= 980	Diesel arctic	1985	20 289	3,36	59	554
Kangiqsualuq	3	1 x 855, 2 x 560	= 1 975	Diesel arctic	1986	83 560	3,64	52	1 008
Kangiqsujuaq	3	1 x 409, 2 x 560	= 1 529	Diesel arctic	1981	101 530	3,53	56	872
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560	= 1 460	Diesel arctic	1987	75 145	3,52	64	810
Kuujuuaq	5	5 x 1 202	= 6 010	Diesel arctic	2010	36 714	3,93	61	4 327
Kuujuarapik	3	3 x 1 135	= 3 405	Diesel arctic	Avant 1981 ⁽¹⁾	30 620	3,76	64	2 043
Puvimbuq	4	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600	= 4 750	Diesel arctic	Avant 1981	81 779	3,82	63	2 583
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365	= 1 085	Diesel arctic	1987	78 733	3,48	59	617
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168	= 2 878	Diesel arctic	1990	95 392	3,75	67	1 539
Tasujuaq	3	2 x 320, 1 x 210	= 850	Diesel arctic	Avant 1981	67 220	3,30	62	477
Umiuq	3	1 x 400, 1 x 560, 1 x 855	= 1 815	Diesel arctic	1988	72 116	3,50	61	864
Basée-Côte-Nord									
Blanc-Sablon	4	2 x 800, 2 x 1 600	= 4 800	Diesel léger	nd	32 030	nd	nd	
La Romagne	6	4 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135	= 5 723	Diesel léger	1967	85 983	3,83	46	4 100
La Tabatière	7	4 x 1 100, 2 x 800, 1 x 700	= 6 700	Diesel léger	nd	33 806	nd	nd	
Lac-Robertson	2	2 x 10 800	= 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45	20 070
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135	= 2 845	Diesel léger	1992	84 375	3,68	47	1 539
Schefferville									
Menihik ⁽²⁾	3	2 x 4 500, 1 x 8 000	= 17 000	Hydraulique	1953	so	so	49	12 690
Schefferville	4	4 x 1 275	= 5 100	Diesel arctic	2016	16536	nd	nd	
Haute-Mauricie									
Clow	2	2 x 265	= 530	Diesel léger	Avant 1981	16 103	3,11	40	239
Obedjwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100	= 4 900	Diesel léger	1975	48 081	3,59	48	2 970

Note 1 : Reconstruction partielle en 2002 à la suite d'un incendie.

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

Note 4 : Les données correspondent au réel observé fin 2018.

46- La conclusion est donc claire : tant que le Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution continuera (comme actuellement) de ne pas comporter de calendrier ferme de TIEÉ dans chacun des réseaux dont les groupes électrogènes ont dépassé (ou dépasseront pendant ce Plan 2020-2029) leur durée de vie, l'on se dirige à court terme vers la construction de nouveaux équipements diesel (voire de nouvelles centrales diesel entières) dans chacun d'eux.

47- Si la TIEÉ n'est pas au rendez-vous lorsqu'Hydro-Québec estimera qu'elle ne peut plus attendre pour remplacer ses groupes diesel, alors ceux-ci seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel (sans même qu'une autorisation de la Régie ne soit requise selon l'article 73 de la *Loi*). D'où nos recommandations des chapitres 2 et 6 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent *Plan d'approvisionnement 2020-2029* d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.3.2

LE VIEILLISSEMENT ACTUEL ET PRÉVU DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du vieillissement actuel et prévu d'un grand nombre de groupes électrogènes diesel dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution.

Si la TIEÉ n'est pas au rendez-vous lorsqu'Hydro-Québec estimera qu'elle ne peut plus attendre pour remplacer ses groupes diesel, alors ceux-ci seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel (sans même qu'une autorisation de la Régie ne soit requise selon l'article 73 de la Loi). D'où nos autres recommandations RTIEÉ-1.2 et des chapitres 6 et 7 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

3.3 LES DÉFICITS EN PUISSANCE DÉJÀ EXISTANTS OU PRÉVUS

48- En premier lieu, les tableaux du groupe 7.3 de prévision de la demande contenus dans la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) (et reproduits en section 3.4 du présent mémoire pour discussion additionnelle) montrent, dans les 19 réseaux autonomes discutés ici (c'est-à-dire ceux qui sont autres qu'Inukjuak qui sera bientôt convertie à l'hydroélectricité et autres que La Romaine et Cap-aux-Meules dont HQD envisage le raccordement), des croissances prévues de la demande en puissance variant entre 0,1 % (Île-d'Entrée) et 3,1 % (Aupaluk) et ceci avant d'intégrer toute autre conversion de réseau à l'électricité renouvelable.

49- Mais ce qui est significatif ici, c'est que 9 de ces 19 réseaux **se trouvent déjà en déficit prévu de puissance ou devraient le devenir dans le cours de ce Plan 2020-2029**, après application des critères de fiabilité, tel qu'illustré par le tableau suivant, également issu de la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) :

TABLEAU 5.1 :
MARGE DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules ⁽³⁾	6 574	5 666	4 835	4 038	3 287	2 543				
L'Île-d'Entrée	495	495	495	495	494	494	494	494	494	493
Nunavik										
Akulivik	433	416	398	379	360	341	322	304	286	268
Aupaluk	(34)	(93)	(123)	(133)	(145)	(157)	(167)	(178)	(187)	(197)
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	324	252	207	647	566	487	422	362	304	244
Ivujivik	0	(15)	(30)	(45)	(60)	(74)	(89)	(103)	(117)	(130)
Kangiqsualujuaq	(51)	(73)	(97)	(122)	(147)	(171)	(196)	(221)	(245)	(269)
Kangiqsujuaq ⁽¹⁾	872	855	838	822	801	780	760	740	720	701
Kangirsuk	70	58	47	37	28	19	10	1	(8)	(17)
Kuujuuaq	366	281	190	94	(4)	(103)	(201)	(296)	(391)	(483)
Kuujuarapik ⁽¹⁾	1 404	1 341	1 298	1 268	1 238	1 209	1 181	1 154	1 128	1 102
Puvirnituq	215	134	58	(14)	(83)	(149)	(213)	(276)	(337)	(395)
Quaqtaq	33	19	4	(11)	(26)	(41)	(55)	(70)	(85)	(100)
Salluit ⁽¹⁾	1 524	1 467	1 425	1 390	1 354	1 318	1 282	1 247	1 213	1 180
Tasiujaq ⁽¹⁾	430	420	410	399	389	379	368	359	349	340
Umiujaq	182	164	146	129	112	95	79	63	48	33
Basse Côte-Nord										
Lac Robertson	1 833	1 793	1 765	1 744	1 726	1 711	1 697	1 684	1 672	1 660
La Romaine ⁽³⁾	433	402								
Port-Menier	420	415	410	404	398	392	385	379	373	367
Schefferville										
Schefferville	1 073	893	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
Haute-Mauricie										
Clova	18	16	14	12	11	9	7	5	3	1
Obedjiwan ⁽²⁾	342	289	237	183	128	70	11	(50)	(112)	(174)

1. Avec groupes électrogènes mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.
3. Raccordement au réseau intégré prévu.
4. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2022.

50- Le Distributeur explique qu'il a la responsabilité de fournir une électricité de qualité qui répond aux normes de fiabilité en tout temps. En réseau autonome, ceci peut parfois parfois constituer une question de survie pour les clients et l'exploitant doit prévoir tous

problèmes pouvant affecter la fourniture et la qualité d'électricité livrée. C'est pourquoi toutes les centrales opèrent plusieurs génératrices pour répondre à une puissance garantie pendant toute l'année. Ainsi :

Cette puissance garantie est présentement établie à partir du critère de planification, qui est composé des critères de disponibilité et de stabilité :

- *Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce, dans l'éventualité où le groupe le plus puissant deviendrait indisponible.*
- *Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber les variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.*

La puissance garantie s'obtient donc par le produit (N-1) × 90 %.

Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des centrales (par exemple, Lac Robertson et Schefferville)¹⁰

51- Déjà pour la pointe 2020-2021, Hydro-Québec Distribution indique qu'elle prévoit augmenter la puissance du groupe de 210 kW à **Aupaluk**. Et, pour les réseaux d'**Ivujivik** et de **Kangiqualujuaq**, elle indique que des analyses sont en cours dans le but de déterminer la meilleure solution de rechange. *Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#), pages 34 et 35.* Tel qu'indiqué au chapitre 2 du présent mémoire, il se pourrait même que de nouveaux équipements diesel dans ces réseaux soient déjà en construction, puisque, depuis l'entrée en vigueur le 8 décembre 2019 de l'article 11 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de](#)

¹⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 29. En caractère gras par nous.

[distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) (lequel a modifié l'article 73 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#)), il n'est plus nécessaire à Hydro-Québec Distribution d'obtenir l'autorisation de la Régie pour procéder à de tels investissements.

52- Hydro-Québec ajoute que, « dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être déployé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles. Cinq d'entre eux sont actuellement déployés au Nunavik ». Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#), page 33.

Mais les projets d'Hydro-Québec Distribution de réfection ou accroissement de ses groupes électrogènes diesel en réseaux autonomes ne se limitent pas à de tels groupes électrogènes mobiles, comme l'illustre son récent tableau suivant :

TABLEAU R-16.9 :
PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN RÉSEAUX AUTONOMES AFIN D'ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE DU RÉSEAU AUTONOME

Réseau	Puissance installée (kW) Plan d'approvisionnement 2020-2029	Projets nécessaires avant 2025	Puissance installée (kW) après la réalisation des projets	État d'avancement
Aupaluk	2 x 320, 1 x 210 = 850	La puissance du groupe diesel de 210 kW a été augmentée à 320 KW	3 x 320 = 960	Terminé
Aupaluk		Un autre projet d'augmentation de puissance est à l'étude. Des groupes de la centrale actuelle seraient remplacés. Le projet sera précisé à la fin de l'étude préliminaire.		L'étude préliminaire est en cours.
Ivujivik	1 x 250, 2 x 365 = 980	Le projet consiste à remplacer deux groupes de la centrale actuelle.	1 x 365, 2 x 753 = 1 871	Les groupes sont en acquisition et l'ingénierie est en cours. La mise en service finale est prévue en 2022.
Kangiqsaluujuaq	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Le projet consiste à remplacer un moteur diesel de 560 kW par un moteur de 855 kW.	2 x 855, 1 x 560 = 2 270	Les travaux débutent en 2020.
Kangiqsujuaq	1 x 409, 2 x 560 = 1 529	Un projet d'augmentation de puissance est à l'étude. L'ajout d'un groupe électrogène supplémentaire est envisagé. Toutefois, les résultats de l'étude pourraient mener à un projet de nouvelle centrale.		L'étude préliminaire est en cours.
Kuujuarapik	3 x 1 135 = 3 405	Le projet consiste à ajouter un groupe électrogène supplémentaire.	3 x 1 135, 1x1 880 = 5 285	L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service prévue fin 2023.
Puvirnituq	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600 = 4 750	Le projet consiste à construire une nouvelle centrale diesel avec la capacité d'intégrer des énergies renouvelables.		L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service visée en 2025.
Quaqtaq	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Le projet consiste à remplacer des groupes de la centrale actuelle.		L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service visée en 2023.
Salluit	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Le projet consiste à remplacer deux groupes de la centrale actuelle.	2 x 1 861, 1 x 1 168 = 4 890	Les groupes sont en acquisition et l'ingénierie est en cours. La mise en service finale est prévue en 2022.
Obedjwan	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Plusieurs scénarios sont à l'étude pour Obedjwan parmi ceux-ci, le projet de biomasse		Des discussions sont en cours avec la communauté.

Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, Doc. 1.1](#), Réponse 16.9 à la DDR 2 de la Régie

53- Nous soumettons donc à la Régie de l'énergie que le déficit en puissance actuel ou prévu de plusieurs réseaux autonomes requiert, au présent *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, un exercice de planification rigoureux de la part d'Hydro-Québec Distribution énonçant dans le temps, et quantifiant, les mesures de réduction de la demande en puissance prévues afin de résorber ces déficits jusqu'à la date planifiée d'ajouts d'équipements de production (que l'on souhaite en énergies renouvelables et non en diesel), date qui devrait être également planifiée.

Si ces mesures de TIEÉ ne sont pas planifiées, les groupes diesel seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel. D'où nos recommandations RTIEÉ-1.2 et des chapitres 6 et 7 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent *Plan d'approvisionnement 2020-2029* d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

54- De façon toute aussi importante, après la date planifiée d'entrée en service de ces équipements, le surplus de puissance disponible devrait être quantifié annuellement, ceci afin d'aider à la planification de la recherche de nouvelles charges électriques dans une stratégie de développement économique de ces communautés.

55- Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.3.3
LES DÉFICITS EN PUISSANCE DÉJÀ EXISTANTS OU PRÉVUS

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte des déficits en puissance déjà existants ou prévus dans un grand nombre de réseaux autonomes diesel d'Hydro-Québec Distribution.

Ces déficits en puissance actuels ou prévus de plusieurs réseaux autonomes requièrent, au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029, un exercice de planification rigoureux de la part d'Hydro-Québec Distribution énonçant dans le temps, et quantifiant, les mesures de réduction de la demande en puissance prévues afin de **résorber ces déficits jusqu'à la date planifiée d'ajouts d'équipements de production (que l'on souhaite en énergies renouvelables et non en diesel), date qui devrait être également planifiée**. Si ces mesures de TIEÉ ne sont pas planifiées, les groupes diesel seront tout simplement remplacés par d'autres groupes diesel (sans même qu'une autorisation de la Régie ne soit requise selon l'article 73 de la Loi). D'où nos recommandations RTIEÉ-1.2 et des chapitres 6 et 7 du présent mémoire visant à ce que la Régie insère au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un calendrier ferme de réalisation de la TIEÉ dans ses réseaux autonomes (en requérant qu'Hydro-Québec Distribution loge une demande de modification du Plan d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se conformer à ce calendrier), ceci afin d'éviter que le diesel remplace le diesel.

De façon toute aussi importante, **après la date planifiée d'entrée en service** de ces équipements, le surplus de puissance disponible devrait être quantifié annuellement, ceci afin d'aider à la planification de la recherche de nouvelles charges électriques dans une stratégie de développement économique de ces communautés.

3.4 LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE HQD POUR SES RÉSEAUX AUTONOMES

56- Les déficits en puissance prévus en section 3.3 ci-dessus sont basés sur la prévision de la demande d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

Celle-ci n'incorpore aucun ajout de charges de chauffage ou autres charges supplémentaires lesquelles sont toutefois susceptibles de s'ajouter à la demande afin que ne demeure pas inutilisée l'énergie accrue qui serait produite par des équipements d'électricité renouvelable si ceux-ci venaient à se réaliser (aux seules exceptions d'Inukjuak dont l'ajout d'hydroélectricité est déjà décidé, au réseau La Romaine dont le raccordement est en cours et à celui de Cap-aux-Meules dont HQD souhaite le raccordement). Si l'énergie accrue produite par les équipements d'électricité renouvelable demeurerait inutilisée, il serait en effet impossible de rentabiliser de tels projets. Voir à ce sujet les rapports antérieurs suivants :

- **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3972-2016 (Avis consultatif), [Pièce C-SÉ-AQLPA-0007](#), *Pour des tarifs transparents favorisant l'accomplissement des objectifs d'intérêt public, de développement durable et d'équité Mémoire*, le 18 janvier 2017, section 4.5, page 203 :

4.5.7 Conclusion

Il n'y a pas de projet éolien parce que selon le Distributeur ceux-ci ne sont pas rentables.

Les projets ne sont pas rentables parce qu'il y a trop d'énergie excédentaire inutilisée.

L'énergie excédentaire ne peut pas être utilisée par ce qu'il y a des restrictions sur la consommation électrique avec un tarif dissuasif.

Il faut créer l'opportunité. [Souligné en caractère gras par nous]

- **Jean-Claude DESLAURIERS (Pour Stratégies Énergétiques (S.É.) et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique**

(AQLPA)), Dossier R-3986-2016 (HQD Plan d'approvisionnement 2017-2026), [Pièce C-SÉ-AQLPA-0025](#), [SÉ-AQLPA-2](#), [Doc. 1, v.r.](#), *L'approvisionnement des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution (2017-2026). Rapport*, Avril 2017, Révisé le 31 mai 2017, page 31 :

5.1.3 L'énergie inutilisée ou excédentaire [...]

[N]otre dernière étude, déposée au dossier R-3972-2016¹¹, a fait une analyse de sensibilité de l'effet de ***l'énergie excédentaire ou inutilisée*** pour proposer l'instauration d'un tarif biénergie éolien-diesel qui aurait pour effet de suspendre le tarif dissuasif de la deuxième tranche pour permettre et encourager le chauffage électrique quand l'énergie éolienne est abondante. **Cette proposition pourrait, selon nous, permettre de rentabiliser plusieurs projets éoliens au Nunavik. Selon nous il n'y a pas d'autre alternative : si l'on veut déployer de l'électricité éolienne au Nunavik, l'on doit absolument changer de paradigme** et c'est une illusion de croire que des promoteurs privés vont réussir à faire des miracles en rentabilisant des projets dans le contexte aussi contraignant que celui que pose actuellement le Distributeur. [Souligné en caractère gras par nous]

Par ailleurs, une fois qu'un réseau autonome est raccordé au réseau intégré, il devient à juste titre effectivement exclu des calculs et ne paraît plus dans les prévisions des réseaux autonomes.

¹¹ Note infrapaginale dans le texte : **Dominique NEUMAN avec la collaboration d'André BÉLISLE, de Jean-Claude DESLAURIER et de Jacques Fontaine pour SÉ-AQLPA**, Dossier R-3972-2016, [Pièce C-SÉ-AQLPA-0007](#), section 4.5, page 203.

57- Pour commencer notre examen, nous reproduisons donc ci-après la prévision de la demande d'Hydro-Québec Distribution (HQD) telle que présentée lors du dépôt en 2019 de son *Plan d'approvisionnement 2020-2029* quant à l'ensemble de ses réseaux autonomes ([Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#)).

Nous la présentons ci-après par réseau (et par territoire regroupant plusieurs réseaux) afin que le lecteur puisse aisément les consulter par simple agrandissement de l'affichage sur écran :

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 2019-2029 DES RÉSEAUX AUTONOMES DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE													
TABLEAU 7.3-1 : PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	6 920	6 958	6 984	7 004	7 020	7 029	7 035	83	83	83	83	-35,8%	
Ventes (GWh)	177,91	180,90	182,89	185,26	187,51	190,21	191,66	0,74	0,74	0,74	0,74	-42,2%	
<i>dont résidentiel</i>	<i>100,88</i>	<i>103,20</i>	<i>104,93</i>	<i>106,95</i>	<i>108,90</i>	<i>111,14</i>	<i>112,49</i>	<i>0,56</i>	<i>0,56</i>	<i>0,56</i>	<i>0,56</i>	<i>-40,5%</i>	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,78	22,14	22,38	22,67	22,95	23,27	23,45	0,22	0,22	0,22	0,22		
Besoins en énergie (GWh)	199,69	203,04	205,27	207,93	210,46	213,48	215,11	0,96	0,96	0,96	0,96	-41,4%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	43,96	44,87	45,70	46,50	47,25	47,99	0,25	0,25	0,25	0,25		-43,6%	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
Utilisation efficace de l'énergie :													
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,53	44,77	42,43	40,08	37,74	35,40	33,06	0,26	0,26	0,27	0,26		
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)²</i>	14,71	13,96	13,21	12,46	11,71	10,96	0,08	0,08	0,08	0,08			
Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.													
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.													

TABLEAU 7.3-1-A : PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES														TABLEAU 7.3-1-B : PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE														
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuel moy. 2019- 2029			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029		
Nombre d'abonnements résidentiels	6 898	6 877	6 902	6 922	6 938	6 947	6 952							82	82	82	82	82	82	82	82	82	83	83	83	83	83	0,1%
Ventes (GWh)	173,27	180,26	182,25	184,52	186,77	189,47	190,92							0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,0%
<i>dont résidentiel</i>	<i>100,32</i>	<i>102,64</i>	<i>104,38</i>	<i>106,39</i>	<i>108,34</i>	<i>110,57</i>	<i>111,93</i>							0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23							0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,0%
Besoins en énergie (GWh)	188,79	192,28	194,31	196,97	199,50	212,53	214,15							0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74								0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,1%	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029				2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029			
Utilisation efficace de l'énergie :																												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	33,79							0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26		
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)²</i>	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88								0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08		
Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.														1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.														

Chapitre 3 – Quand et où mettre en œuvre la TIEÉ en réseaux autonomes ?
Section 3.4 – La prévision de la demande de HQD pour ses réseaux autonomes
 Page 41

Régie de l'énergie - Dossier R-4110-2019
 Hydro-Québec Distribution - Plan d'approvisionnement 2020-2029

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 2019-2029																											
DES RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK																											
TABLEAU 7.3-2-I : PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUJUAARAPIK							TABLEAU 7.3-2-J : PRÉVISION DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ																				
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029																
Nombre d'abonnements résidentiels	429	437	454	471	488	506	523	540	557	574	788	2,1%	956	999	1 043	1 086	1 130	1 173	1 217	1 260	1 303	1 345	1 386	3,8%			
Ventes (GWh)	11,63	11,99	12,38	12,83	13,39	13,98	14,61	15,27	15,95	16,65	17,38	2,2%	32,23	32,68	33,05	33,44	33,81	34,21	34,61	34,94	35,17	35,38	35,78	2,6%			
dont résidentiel	5,08	5,27	5,31	5,43	5,56	5,71	5,82	5,95	6,07	6,22	6,32	2,2%	4,89	5,10	5,29	5,52	5,73	5,96	6,18	6,38	6,60	6,84	7,02	3,7%			
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,94	1,00	1,01	1,05	1,06	1,08	1,09	1,10	1,11	1,13	1,14		1,04	1,01	1,04	1,07	1,10	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,27				
Besoins en énergie (GWh)	12,58	13,00	13,38	13,88	14,45	15,06	15,78	16,53	17,32	18,14	19,02	1,5%	33,26	33,69	34,09	34,51	34,91	35,34	35,67	36,03	36,38	36,77	37,04	2,3%			
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,50	2,53	2,56	2,58		1,4%	2,37	2,45	2,52	2,60	2,67	2,73	2,80	2,86	2,92	2,98		2,6%			
Utilisation efficace de l'énergie :																											
Besoins en énergie (GWh)																											
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹																											
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.																											
TABLEAU 7.3-2-K : PRÉVISION DE LA DEMANDE – QUAQTAQ							TABLEAU 7.3-2-L : PRÉVISION DE LA DEMANDE – SALLUIT																				
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029		
Nombre d'abonnements résidentiels	191	199	207	216	224	232	240	248	256	264	272	3,6%	629	650	671	692	714	735	756	777	798	818	839	2,9%			
Ventes (GWh)	2,79	2,87	2,94	3,01	3,08	3,17	3,23	3,30	3,38	3,46	3,52	2,3%	8,13	8,42	8,67	8,83	9,02	9,23	9,38	9,55	9,73	9,92	10,06	2,2%			
dont résidentiel	1,13	1,17	1,22	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	3,0%	4,16	4,28	4,39	4,52	4,66	4,82	4,94	5,08	5,22	5,37	5,49	2,8%			
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,23	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30		0,97	1,03	1,05	1,09	1,11	1,14	1,15	1,18	1,20	1,22	1,24				
Besoins en énergie (GWh)	3,02	3,12	3,19	3,27	3,35	3,44	3,51	3,58	3,66	3,76	3,82	2,4%	9,10	9,45	9,72	9,93	10,13	10,36	10,53	10,73	10,92	11,15	11,30	2,2%			
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72		2,3%	1,66	1,71	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,97	2,00		2,1%			
Utilisation efficace de l'énergie :																											
Besoins en énergie (GWh)																											
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹																											
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.																											
TABLEAU 7.3-2-M : PRÉVISION DE LA DEMANDE – TASIUAQ							TABLEAU 7.3-2-N : PRÉVISION DE LA DEMANDE – UMIUJAQ																				
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029		
Nombre d'abonnements résidentiels	361	367	373	379	385	391	397	403	409	414	419	3,1%	242	251	260	269	278	287	296	304	313	321	329	3,1%			
Ventes (GWh)	2,51	2,56	2,60	2,65	2,70	2,76	2,80	2,84	2,89	2,94	2,98	1,7%	3,25	3,34	3,41	3,49	3,57	3,66	3,73	3,80	3,87	3,94	4,01	2,1%			
dont résidentiel	0,83	0,86	0,89	0,93	0,98	1,03	1,07	1,11	1,15	1,19	1,23	3,0%	1,45	1,49	1,54	1,59	1,64	1,70	1,75	1,80	1,84	1,90	1,94	3,0%			
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,38	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43		0,29	0,32	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39				
Besoins en énergie (GWh)	2,89	2,93	2,97	3,03	3,09	3,15	3,20	3,25	3,30	3,37	3,41	1,7%	3,54	3,66	3,74	3,83	3,92	4,00	4,09	4,17	4,25	4,34	4,40	2,2%			
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63		1,8%	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83		2,2%			
Utilisation efficace de l'énergie :																											
Besoins en énergie (GWh)																											
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹																											
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.																											

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 2019-2029													
DU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE													
TABLEAU 7.3-4 : PRÉVISION DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	663	677	691	704	716	728	738	749	759	768	777	1,6%	
Ventes (GWh)	44,30	45,18	45,69	46,35	46,96	47,73	48,09	48,61	49,10	49,77	50,01	1,2%	
dont résidentiel	22,33	22,87	23,21	23,63	24,02	24,49	24,73	25,06	25,37	25,78	25,95	1,5%	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	6,79	6,93	7,01	7,11	7,20	7,32	7,37	7,45	7,53	7,63	7,67		
Besoins en énergie (GWh)	51,10	52,10	52,69	53,45	54,16	55,05	55,46	56,06	56,63	57,40	57,68	1,2%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	11,62	11,80	11,98	12,15	12,31	12,46	12,60	12,74	12,86	12,99		1,2%	
Utilisation efficace de l'énergie :													
Besoins en énergie (GWh)													
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹													
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.													

Pièce RTIEÉ-1 - Document 1 (v.r.)

Pour une stratégie globale de transition, innovation et efficacité énergétiques en réseaux autonomes
 d'Hydro-Québec Distribution à son Plan d'approvisionnement 2020-2029 - Mémoire
 Préparé pour le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques

Chapitre 3 – Quand et où mettre en œuvre la TIEÉ en réseaux autonomes ?
Section 3.4 – La prévision de la demande de HQD pour ses réseaux autonomes
 Page 42

Régie de l'énergie - Dossier R-4110-2019
 Hydro-Québec Distribution - Plan d'approvisionnement 2020-2029

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 2019-2029 DES RÉSEAUX AUTONOMES DE LA BASSE-CÔTE-NORD													
TABLEAU 7.3-3 : PRÉVISION DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	2 384	2 393	2 401	2 026	2 029	2 033	2 036	2 039	2 042	2 046	2 049	-1,5%	
Ventes (GWh)	80,64	81,28	81,21	67,15	67,24	67,59	67,39	67,45	67,52	67,86	67,64	-1,7%	
<i>dont résidentiel</i>	50,92	51,32	51,29	41,70	41,77	42,00	41,89	41,94	42,00	42,23	42,11	-1,9%	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	9,83	9,91	9,89	8,91	8,92	8,97	8,94	8,95	8,95	9,01	8,97		
Besoins en énergie (GWh)	90,47	91,19	91,10	76,06	76,16	76,56	76,32	76,40	76,47	76,86	76,61	-1,6%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	23,02	23,10	19,43	19,46	19,49	19,51	19,53	19,55	19,56	19,58		-1,8%	
Utilisation efficace de l'énergie :													
Besoins en énergie (GWh)	1,10	1,11	1,11	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18		
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38			

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

TABLEAU 7.3-3-A : PRÉVISION DE LA DEMANDE – LAC ROBERTSON													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuel moy. 2019-2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	1 860	1 862	1 864	1 865	1 867	1 869	1 871	1 873	1 875	1 876	1 878	0,1%	
Ventes (GWh)	62,79	63,14	63,00	63,99	65,16	65,47	65,31	65,36	65,66	65,64	65,44	0,1%	
<i>dont résidentiel</i>	29,49	29,72	29,61	29,66	29,71	29,72	29,79	29,83	29,87	29,94	29,94	0,1%	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	8,39	8,46	8,43	8,44	8,45	8,51	8,47	8,48	8,53	8,49			
Besoins en énergie (GWh)	71,19	71,60	71,43	71,53	71,61	71,98	71,73	71,79	71,84	72,13	71,93	0,1%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	18,39	18,40	18,41		0,1%	
Utilisation efficace de l'énergie :													
Besoins en énergie (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			

TABLEAU 7.3-3-B : PRÉVISION DE LA DEMANDE – LA ROMAINE													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	368	373	378									0,1%	
Ventes (GWh)	13,84	14,11	14,17									0,1%	
<i>dont résidentiel</i>	9,44	9,59	9,66									0,1%	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,98	0,99	1,00									0,1%	
Besoins en énergie (GWh)	14,82	15,10	15,17									0,1%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,67	3,70										0,1%	
Utilisation efficace de l'énergie :													
Besoins en énergie (GWh)	0,00	0,00	0,00										
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,00	0,00											

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

TABLEAU 7.3-3-C : PRÉVISION DE LA DEMANDE – PORT-MENIER													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029	
Nombre d'abonnements résidentiels	156	158	159	161	162	163	165	166	168	169	170	0,1%	
Ventes (GWh)	4,00	4,04	4,04	4,06	4,08	4,12	4,14	4,16	4,20	4,21	4,21	0,1%	
<i>dont résidentiel</i>	2,99	2,01	2,02	2,04	2,06	2,08	2,09	2,11	2,13	2,16	2,17	0,1%	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,46	0,46	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,1%	
Besoins en énergie (GWh)	4,46	4,50	4,50	4,52	4,54	4,58	4,59	4,61	4,64	4,68	4,68	0,1%	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17		0,1%	
Utilisation efficace de l'énergie :													
Besoins en énergie (GWh)	1,10	1,11	1,11	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18		
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38			

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Pièce RTIEÉ-1 - Document 1 (v.r.)

**Pour une stratégie globale de transition, innovation et efficacité énergétiques en réseaux autonomes
d'Hydro-Québec Distribution à son Plan d'approvisionnement 2020-2029 - Mémoire
Préparé pour le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques**

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 2019-2029												
DES RÉSEAUX AUTONOMES DE LA HAUTE-MAURICIE												
TABLEAU 7.3-5 :												
PRÉVISION DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	568	574	581	588	595	602	610	619	627	637	646	1,3%
Ventes (GWh)	13,85	14,09	14,23	14,43	14,59	14,80	14,97	15,17	15,37	15,63	15,79	1,3%
<i>dont résidentiel</i>	6,55	6,69	6,78	6,90	7,01	7,15	7,24	7,36	7,48	7,63	7,73	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,23	1,26	1,27	1,26	1,30	1,35	1,34	1,36	1,38	1,41	1,42	
Besoins en énergie (GWh)	15,08	15,35	15,50	15,69	15,90	16,15	16,31	16,53	16,75	17,04	17,21	1,3%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,61	3,67	3,72	3,78	3,84	3,89	3,96	4,02	4,08	4,15		1,5%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,83	12,08	12,25	12,46	12,65	12,88	13,06	13,28	13,50	13,77	13,95	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	3,88	3,97	4,02	4,09	4,15	4,23	4,29	4,36	4,43	4,52		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

TABLEAU 7.3-5-A :												
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CLOVA												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	46	46	47	47	48	48	49	49	50	50	50	1,0%
Ventes (GWh)	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,72	0,72	0,73	0,9%
<i>dont résidentiel</i>	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	1,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Besoins en énergie (GWh)	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84	0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,88	0,8%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24		0,8%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

TABLEAU 7.3-5-B :												
PRÉVISION DE LA DEMANDE – OBEDIJWAN												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	523	528	535	541	547	554	562	570	578	587	596	1,3%
Ventes (GWh)	13,18	13,42	13,55	13,75	13,90	14,10	14,27	14,46	14,66	14,81	15,06	1,3%
<i>dont résidentiel</i>	6,12	6,25	6,34	6,45	6,56	6,69	6,78	6,89	7,00	7,13	7,25	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,09	1,11	1,13	1,12	1,16	1,21	1,20	1,23	1,23	1,26	1,27	
Besoins en énergie (GWh)	14,27	14,53	14,67	14,86	15,06	15,31	15,46	15,67	15,89	16,16	16,33	1,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,39	3,45	3,50	3,55	3,61	3,67	3,72	3,78	3,85	3,91		1,4%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,83	12,08	12,25	12,46	12,65	12,88	13,06	13,28	13,50	13,77	13,95	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	3,88	3,97	4,02	4,09	4,15	4,23	4,29	4,36	4,43	4,52		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

58- De ces tableaux, nous constatons ce qui suit :

- Si l'on neutralise, dans ces prévisions, l'effet des retraits de certains réseaux autonomes (raccordements de La Romaine et Cap-aux-Meules) et de l'ajout de l'usage chauffage à Inukjuak et Cap-aux-Meules, **la croissance de la demande en énergie prévue lors du dépôt du Plan en 2019, était de l'ordre de 2 %/an environ, mais était plus prononcée dans le secteur résidentiel lequel croît d'environ 3 %/an, en raison d'une croissance des mises en chantier.** Le tout, à l'exception de la demande des réseaux des Îles-de-la-Madeleine hors chauffage que l'on prévoyait demeurer stable. Ces taux de croissance prévus étaient supérieurs à l'historique 2009-2018 ([Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#), pages 46 à 53, Tableaux du groupe 7.2), alors que la croissance moyenne de la demande n'était que de 1,52 %/an (et seulement 1,39 % dans le secteur résidentiel). **La croissance de la demande en énergie en réseaux autonomes, qui était prévue lors du dépôt du Plan en 2019, reposait donc sur une plus grande croissance économique et de plus importantes mises en chantier que lors des 10 années précédentes :**

TABLEAU 7.2 PRÉCISÉ
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES
 Avec colonne de la croissance moyenne rajoutée par le RTIEÉ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Croissance moyenne
Nombre d'abonnements	16 581	16 831	17 266	17 668	18 055	18 225	18 539	19 166	19 553	19 820	1,95%
<i>dont résidentiel</i>	13 997	14 233	14 644	15 024	15 367	15 510	15 819	16 213	16 598	16 939	2,10%
Ventes (GWh)	355,46	342,22	361,78	365,86	375,68	387,37	398,77	399,02	395,88	409,48	1,52%
<i>dont résidentiel</i>	196,33	186,01	198,50	200,87	213,88	213,29	217,90	216,68	212,94	223,59	1,39%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	47,88	47,36	51,20	45,82	48,89	49,79	46,95	42,34	39,98	44,36	-0,74%
Besoins en énergie (GWh)	403,34	389,59	412,98	411,68	424,57	437,15	445,72	441,35	435,86	453,84	1,25%
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	Croissance moyenne
Besoins en puissance à la pointe	87,21	88,57	88,00	93,10	95,23	95,95	93,46	94,87	98,71	97,21	1,15%
Puissance installée	160,81	160,81	162,50	163,89	163,73	164,82	169,92	169,92	170,15	170,76	0,62%

- On note qu'environ 50 % de la demande en énergie des réseaux du Nunavik, de Port-Menier, de Schefferville, d'Obedjiwan est non-résidentielle. Ce taux est toutefois seulement de l'ordre de 35 % dans les réseaux (mieux pourvus en résidences) que sont les Îles-de-la-Madeleine, Lac-Robertson, La Romaine et Clova; tel que mentionné, certains de ces réseaux comportant déjà ou étant susceptibles de comporter du chauffage électrique.

- Si l'on continue de neutraliser, dans ces prévisions, l'effet des retraits de certains réseaux autonomes (raccordements de La Romaine et Cap-aux-Meules) et de l'ajout de l'usage chauffage à Inukjuak et Cap-aux-Meules, la croissance de la demande en puissance est, quant à elle, tel que susdit, très variable d'un réseau à l'autre, se situant entre 0,1 % (Île-d'Entrée) et 3.1 % (Aupaluk).

- Par ailleurs, si des réseaux autonomes additionnels étaient convertis à l'électricité renouvelable pendant la durée du Plan, on constate que **le chauffage électrique amènerait un triplement de la demande en énergie** (en nous basant sur les tableaux 7.3 reproduits ci-dessus provenant de la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) qui montrent la prévision plus élevée de la demande électrique post-chauffage à Inukjuak et l'ampleur de la demande électrique évitée par le *Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ-RA)* dans tous les autres réseaux du Nunavik). Par ailleurs, **la croissance prévue de la demande en énergie pour le chauffage** (si on le convertissait à l'électricité) serait, selon les tableaux quant au PUEÉ-RA, en moyenne, de 2019 à 2029, de 3 %/an au Nunavik, de 6,4 %/an à Port Menier, de 1,8 %/an à Obedjiwan et de 0 %/an à l'Île-d'Entrée. À cela s'ajouterait, tel que vu plus haut, l'éventuelle croissance de la demande pour des usages supplémentaires visant à éviter que ne demeure inutilisée l'électricité excédentaire produite par de tels projets d'électricité renouvelable. **Il serait donc souhaitable, à mesure que le Distributeur se rapprochera de la planification et de la réalisation de tels projets d'électricité renouvelable, qu'il ajuste sa prévision de la demande.**

- Diverses annonces de projets de développement économique nordique sont par ailleurs occasionnellement émises par les gouvernements, notamment dans le cadre du Plan Nord. **Si de telles annonces venaient à cesser d'être hypothétiques et à se traduire en des projets concrets, la prévision d'Hydro-Québec Distribution devrait évidemment être ajustée afin de les refléter, notamment afin de vérifier si la capacité des équipements de production électrique actuelle est suffisante (et, dans le cas inverse, si des projets d'électricité renouvelable pourraient être réalisés afin de desservir cette nouvelle demande en évitant ainsi le besoin d'accroître dans l'intérim la capacité des unités de production diesel).**

59- Nous formulons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-3.4

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR SES RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de noter que, **si des réseaux autonomes additionnels étaient convertis à l'électricité renouvelable pendant la durée du Plan, le chauffage électrique amènerait un triplement de la demande en énergie** (en nous basant sur les tableaux 7.3 de la [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#) qui montrent la prévision plus élevée de la demande électrique post-chauffage à Inukjuak et l'ampleur de la demande électrique évitée par le *Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ-RA)* dans tous les autres réseaux du Nunavik). **À cela s'ajouterait l'éventuelle croissance de la demande pour des usages supplémentaires visant à éviter que ne demeure inutilisée l'électricité excédentaire** produite par de tels projets d'électricité renouvelable. Il serait donc souhaitable, à mesure que le Distributeur se rapprochera de la planification et de la réalisation de tels projets d'électricité renouvelable, qu'il ajuste sa prévision de la demande.

Diverses annonces de projets de développement économique nordique sont par ailleurs occasionnellement émises par les gouvernements, notamment dans le cadre du *Plan Nord*. **Si de telles annonces venaient à cesser d'être hypothétiques et à se traduire en des projets concrets, la prévision d'Hydro-Québec Distribution devrait évidemment être ajustée afin de les refléter, notamment afin de vérifier si la capacité des équipements de production électrique actuelle est suffisante (et, dans le cas inverse, si des projets d'électricité renouvelable pourraient être réalisés afin de desservir cette nouvelle demande en évitant ainsi le besoin d'accroître dans l'intérim la capacité des unités de production diesel).**

4

COMBIEN ? LE COÛT RÉEL DE L'ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES

4.1 PRÉAMBULE

60- L'évaluation de la rentabilité des programmes et mesures en TIEÉ en réseaux autonomes dépend de plusieurs facteurs dont le coût et l'impact de la mesure choisie et surtout l'évaluation du coût actuel de l'énergie et de la puissance disponible sur ces réseaux.

61- Par contre, dans sa réponse en 2018 concernant les coûts évités, le distributeur indique que :

*Les coûts évités sont principalement utilisés pour évaluer la rentabilité des interventions en efficacité énergétique (IEÉ) et du PUEÉ. Par ailleurs, pour les projets, qui sont de nature à modifier le plan d'équipement spécifique à un réseau, le Distributeur réalise une analyse économique détaillée. **Dans ce cas, les coûts évités ne sont pas utilisés dans l'évaluation de la rentabilité du projet potentiel.***

Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), [Dossier R-4057-2018, Pièce B-0015, HQD-4, Doc. 3](#), Coûts évités, page 18. Souligné en caractère gras par nous.

62- Nous croyons que les coûts évités doivent faire partie de l'analyse économique détaillée afin de mieux établir la rentabilité d'une mesure de RTIEÉ potentielle.

63- C'est pourquoi nous avons en premier lieu, analysé les coûts évités de la production des centrales au diésel tels que présentés par le Distributeur.

64- Dans sa réponse à notre demande 1.3.3 du présent dossier, le Distributeur nous indique en effet au Tableau R-1.3.3 ces coûts évités exprimée en ¢ (2019)/kWh :

**TABLEAU R-1.3.3 :
 COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES**

Annuité croissance exprimée en ¢ 2019/kWh				
Réseaux autonomes	Coût évité en énergie	Coût évité en puissance		Coût évité total
	¢/kWh	\$/kW-an	¢/kWh	¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	18.93	210	4.66	23.59
Nunavik				
Akulivik	54.29	960	20.42	74.71
Aupaluk	59.17	960	18.72	77.9
Inukjuak	47.88	960	17.61	65.49
Ivujivik	58.87	960	18.53	77.4
Kangiqsualujuaq	60.32	960	19.91	80.23
Kangiqsujuaq	57.82	960	18.43	76.25
Kangirsuk	57.35	960	18.67	76.03
Kuujuaq	55.5	960	18.08	73.58
Kuujuarapik	53.77	960	17.11	70.88
Puvirnituk	53.01	960	16.94	69.95
Quaqtaq	61.43	960	18.22	79.65
Salluit	53.75	960	17.15	70.9
Tasiujaq	60.71	960	17.84	78.55
Umiujaq	57.98	960	18.23	76.2
Basse-Côte-Nord				
La Romaine	35.36	820	20.06	55.43
Port Menier	40.54	820	20.53	61.07
Haute-Mauricie				
Clova	53.73	820	22.24	75.97
Opitciwan	37.82	820	19.47	57.28
Schefferville	2.55	160	3.61	6.16

Source : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, Pièce B-0048, HQD-5, Doc.5, Page 5.

65- Nous croyons, pour les motifs ci-après exprimés, que ces coûts évités se situent en deçà de la réalité. À cet égard, nous avons effectué l'évaluation comparative suivante de ces coûts évités pour l'année 2017, dernière année pour laquelle le détail des coûts de prestations pour la production de l'énergie dans les réseaux autonomes sont disponibles.

4.2 LA SOUS-ESTIMATION DES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES

66- Les coûts de production ci-après font partie du dossier HQD R-3980-2016 (Cause tarifaire 2017-2018 d'Hydro-Québec Distribution) et plus spécifiquement de sa Pièce B-0047, *Répartition du coût de service de l'année témoin 2017*.

67- Le tableau pertinent qui donne le coût de prestation des réseaux autonomes par fonctions est à la page 49 : *Tableau 31- Classement par fonctions du coût de prestation des réseaux autonomes (M\$) Année témoin 2017*.¹² Nous avons extrait de ce tableau la partie production qui suit :

**Extrait du tableau 31 :
Coût de prestation des réseaux autonomes 2017**

	M\$
Coûts de prestation	
Charges brutes directes	50,4
Charges de services partagés	
Facturation interne reçue*	22,1
Rendement des fournisseurs	0,4
Total	22,4
Coûts capitalisés	
Prestation de travail et gestion de matériaux	-3,2
Imputations et déversements	0,7
Total	-2,5
Frais corporatifs	1,6
Achats de combustible	80,2
Amortissement	19,5
Taxes	
BEIÉ	-
Taxe sur les services publics	1,7
Taxes municipales et scolaires	0,5
Total	2,2
Total : Coût de prestation	173,7

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [R-3980-2016, Pièce B-0047, HQD-12, Document 3](#), page 49 de 80, colonne 1.

68- Pour établir une comparaison entre les coûts évités actualisés publiés et les coûts réels nous avons ramené les coûts réels montrés au tableau précédent à une valeur unitaire. Pour ce faire, nous avons utilisé l'historique de la demande dans les réseaux autonomes de la même année, et qui indique que les besoins en énergie totaux pour l'année 2017 ont été de 435,86 GWh (voir tableau 7.2 plus haut).

69- Pour les besoins de notre comparaison, nous devons utiliser le coût unitaire en énergie seul, de sorte que nous avons déduit le coût d'amortissement de 19.5 M\$ qui correspond à un coût pour la puissance.

Le coût global en énergie pour l'année 2017 est donc de 154,2 M\$ (c'est-à-dire 173,7 M\$ - 19,5 M\$).

70- Nous estimons donc que le coût unitaire moyen évité en énergie en 2017 pour les réseaux autonomes était de 35,38 ¢/kWh (c'est-à-dire 154,2 M\$ / 435,86 GWh).

71- Il devient alors intéressant de refaire le tableau des coûts réels en y calculant les valeurs unitaires des différents éléments :

Tableau 4.2.1
Coûts unitaires des prestations pour l'électricité dans les réseaux autonomes pour 2017

	Coûts de Production	Coûts Unitaires
Coûts de prestation	M\$	¢/kWh
Charges brutes directes	50,4	11,56
Charges de services partagés		
Facturation interne reçue*	22,1	5,07
Rendement des fournisseurs	0,4	
Total	22,4	5,14
Coûts capitalisés		
Prestation de travail et gestion de matériaux	-3,2	-0,73
Imputations et déversements	0,7	
Total	-2,5	-0,57
Frais corporatifs	1,6	
Achats de combustible	80,2	
Amortissement	19,5	4,47
Taxes		
BEIÉ	-	
Taxe sur les services publics	1,7	
Taxes municipales et scolaires	0,5	
	2,2	
Total : Coûts de prestation	173,7	39,85
Total sans amortissement	154,2	35,38

72- Nous notons alors de ce tableau les points suivants :

- Le coût unitaire moyen global (énergie et puissance) pour la production dans les réseaux autonomes pour l'année 2017 est de 39,85 ¢/kWh;
- Le coût unitaire moyen pour l'exploitation et l'entretien devrait se situer à près de 15,9 ¢/kWh correspondant aux charges brutes directes additionnées des charges de frais partagés et déduit des coûts capitalisés. (11,56 + 5,07 - 0,73 = 15,90);
- Le coût unitaire des achats de combustible n'a pas été inclus dans ce calcul parce que certaines centrales n'ont pas de combustible (hydraulique) et que les prix du combustible No. 6 (Îles-de-la-Madeleine) et No. 2 (partout ailleurs) sont très différents ce qui rend non significatif cette valeur du point de vue moyen.

73- Pour établir une corrélation entre les coûts évités publiés et les coûts réels, nous avons ensuite utilisé les données du tableau des coûts évités et l'avons multiplié par les besoins en énergie publiés dans le plan d'approvisionnement actuel pour l'année 2017.

Tableau 4.2.2
 Révision du coût évité en énergie et du coût total de la prestation par réseau

Réseaux Autonomes	Coût évité en énergie ¢/kWh	Besoins en Énergie 2017 GWh	Coût total M\$
Îles-de-la-Madeleine			
Cap-aux-Meules	22,01	193,20	42 523 320
Île d'Entrée	42,09	0,92	387 228
Nunavik			
Akulivik	49,71	3,31	1 645 401
Aupaluk	50,47	2,00	1 009 400
Inukjuak	47,84	10,31	4 932 304
Ivujivik	53,28	2,60	1 385 280
Kangiqsualujuaq	56,55	5,09	2 878 395
Kangiqsujuaq	53,16	4,92	2 615 472
Kangirsuk	52,1	3,70	1 927 700
Kuujuuaq	51,3	20,17	10 347 210
Kuujuarapik	49,29	12,09	5 959 161
Puvirnituk	48,34	11,81	5 708 954
Quaqtaq	56,27	2,78	1 564 306
Salluit	48,75	8,45	4 119 375
Tasiujaq	55,86	2,72	1 519 392
Umiujaq	52,4	3,18	1 666 320
Basse-Côte-Nord			
Lac-Robertson	2,45	68,79	1 685 355
La Romaine	35,98	14,01	5 040 798
Port Menier	35,28	4,50	1 587 600
Haute Mauricie			
Clova	42,09	0,81	340 929
Opitciwan	35,76	13,32	4 763 232
Schefferville	2,45	47,18	1 155 910
TOTAL			104 763 042

Notes :

Les coûts évités de l'Île-d'Entrée ont été estimés identiques à ceux de Clova.

Les coûts évités de Lac-Robertson ont été estimés identiques à ceux de Schefferville

Sources :

Coût évité= HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [Dossier R-4011-2017, Pièce B-0019, HQD-4, Document 4](#), page 8, Tableau 2, première colonne.

Besoins : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Document 1](#), pages 46 et suivantes, Besoins en énergie année 2017.

74- Nous constatons alors les points suivants :

- Le coût total de la prestation de 2017, basé sur la valeur des coûts évités en énergie donne un coût total de 104,7 M\$;
- Le coût total réel de la prestation tel qu'établi précédemment est de 154,2 M\$;
- La différence de 49,5 M\$ est importante et représente un écart de 47,2 %.

75- Comparer des valeurs actualisées avec des valeurs instantanées annuelles génère à coup sûr un biais qui peut être important. Pour essayer d'évaluer l'importance de ce biais, nous avons calculé la valeur actualisée des coûts évités pour deux villages en particulier. Cette approche peut nous permettre de mesurer la distorsion créée par la technique d'actualisation et corriger s'il y a lieu notre évaluation.

76- Premier réseau : Simulation du réseau de Kuujuaaraapik

Pour l'année 2017, les paramètres suivants ont été utilisés pour faire le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) :

- Période d'actualisation 2017-2037;
- Taux d'actualisation pour distribution 5,25 %; ¹³
- Taux d'actualisation réel pour actualiser l'énergie 3,185 %, $(1+5,25)/1,02-1$);
- Le prix du mazout No. 2 a été tiré du bulletin de la Régie du mois de juillet 2017. Pour le Nunavik, celui-ci s'établissait alors à 1,585 \$/litre;
- Rendement des génératrices : 3,74 kWh/l;
- Coût opération et entretien : 15,9 ¢/kWh;
- Taux d'inflation O. & E. : 2 %;
- Inflation mazout : 2 %.

¹³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3980-2016, pièce B-0020, HQD-4, Document 3.2.

Les résultats sont montrés au tableau suivant :

Tableau 4.2.3 : Calcul du coût évité en énergie pour Kuujuaapik

Résultat du calcul du coût évité en énergie, valeur actualisée au taux nominal				
Réseau de Kuujuaapik, Année de référence 2017				
		Valeurs actualisées	2017	2037
	Besoins en énergie (GWh)	211,4	12,09	16,45
	Litres de mazout/année		3 232 620	4 397 419
Combustible	Prix du mazout		1,585	1,669
	Coût du combustible	77 018 397 k\$ act	5 124 673	7 337 217
	Coût unitaire actualisé	36,44	42,39	
Opération & Entretien				
	Coût O&E	28 536 862 k\$ act	1 922 310	2 856 452
	Coût unitaire actualisé	13,50	15,90	
TOTAL				
	Coût total	105 555 259 k\$ act	7 046 983	10 193 669
	Coût évité	49,94 ¢/kWh	58,29 ¢/kWh	61,98 ¢/kWh

Ainsi pour 2017, le coût évité que nous calculons aurait été de 58,29 ¢/kWh alors que le coût unitaire actualisé pour cette année aurait été de 49,94 ¢/kWh. Nous notons également que la valeur actualisée de 49,94 ¢/kWh est très près de la valeur publiée par le Distributeur pour ce réseau, soit 49,29 ¢/kWh pour l'année 2017.

L'écart entre notre valeur calculée et la valeur actualisée pour 2017 est de plus de 17 % ce qui est significatif mais n'est pas suffisant pour expliquer que la différence que nous avons constatée pour l'ensemble des coûts de prestation pour tous les réseaux autonomes, soit de 47,2 %.

77- Second réseau : Simulation du réseau de Cap-aux-Meules

Le réseau de Kuujjuaraapik est assez typique des villages du Nunavik qui représentent 22 % de la consommation de tous les réseaux autonomes. Mais, afin d'avoir une meilleure validation de notre analyse, nous avons également fait la même simulation pour le réseau de Cap-Aux-Meules dont la consommation représente 44 % de toute la consommation des réseaux autonomes. Pour effectuer le calcul nous avons utilisé les paramètres suivants :

Rendement des génératrices	kWh/l	4,62
Coût Mazout No. 6 :	\$/l	0,60
Coût opération & entretien	¢/kWh	12,5
Taux d'inflation O. & E.	%	2%
Taux d'inflation mazout	%	2%
Taux d'actualisation distribution		5,250%
Taux d'actualisation réel distribution		3,186%

Les paramètres d'inflation et de taux d'actualisation sont les mêmes que pour le réseau de Kuujjuaraapik. Les autres paramètres sont spécifiques à la centrale de Cap-aux-Meules. Les résultats sont les suivants :

Tableau 4.2.4: Calcul du coût évité en énergie pour Cap-aux-Meules

Résultat du calcul du coût évité en énergie, valeur actualisée au taux nominal				
Réseau de Cap-aux-Meules, Année de référence 2017				
		Valeurs actualisées	2017	2037
	Besoins en énergie (GWh)	3 297 MWh act	193,2	250,05
	litres de mazout/année		41 818 182	54 123 945
Combustible	Inflation mazout		0,600	0,632
	Coût du combustible	368 843 824 k\$ act	25 090 909	34 179 272
	Coût actualisé	11,19	12,99	
Opération & Entretien	coût O&E	358 508 885 k\$ act	24 150 000	35 885 630
	Coût actualisé	10,87	12,50	
TOTAL	Coût total	727 352 709 k\$ act	49 240 909	70 064 901
	Coût évité	22,06 ¢/kWh	25,49 ¢/kWh	28,02 ¢/kWh

Avec ces paramètres, nous avons obtenu une valeur actualisée de 22,06 ¢/kWh qui est très près de la valeur publiée par le Distributeur qui était de 22,01 ¢/kWh pour l'année 2017. **Ce qui est significatif cependant est la valeur calculée non pas pour la période 2017-2037 mais la valeur des coûts pour la seule année 2017 qui est de 25,49 ¢/kWh. L'écart entre ces deux valeurs est de plus de 15 %. C'est un écart**

significatif, mais encore ici ce n'est pas suffisant pour expliquer la différence que nous avons constatée pour l'ensemble des coûts de prestation pour tous les réseaux autonomes, soit de 47,2 %.

78- À première vue il semble donc que les coûts évités publiés soient sous-évalués d'approximativement 30 %.

79- Cependant, un facteur d'erreur important pourrait être que le coût du combustible dans les coûts établis au tableau 4.2.1 qui précède (80,2 M\$ en 2017) inclut le coût des subventions au chauffage alors que les coûts du combustible dans le calcul des coûts évités ne l'incluent pas. Pour évaluer cet effet on peut trouver le détail des coûts de combustible dans le document « Autres charges de la cause tarifaire annuelle », au Tableau 2 ci-après : Détail des coûts et des volumes de combustible.¹⁴

**TABLEAU 2 :
 DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2016		2017				Année témoin 2018	
			D-2017-022		Année de base			
	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres
Mazout - Réseaux autonomes	61,2	75,7	68,9	78,7	66,5	77,9	78,2	79,5
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉ)	10,1		10,0		9,7		11,7	
Groupes électrogènes de secours	5,4	1,4	7,1	3,0	6,8	3,0	6,9	3,0
Location et entretien	4,3		4,5		4,8		4,8	
Combustible	1,1	1,4	2,6	3,0	2,0	3,0	2,0	3,0
Rapides-des-Joachims	0,4		0,3		0,3		0,4	
Total	77,1		86,2		83,3		97,2	

80- Si on se fie à ce tableau, le coût en combustible du PUEÉ représente approximativement 12 % (10/86,2) du coût global en combustible. Si notre hypothèse est

¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [Dossier R-4011-2017, Pièce B-0031, HQD-8, Doc. 6](#), page 6.**

correcte il y a là une explication d'une partie de l'écart constaté de 30 %. Mais, il reste toujours un 18 % d'écart inexpliqué.

81- La première conclusion qui s'impose est donc que la sous-évaluation des coûts évités en énergie, par Hydro-Québec Distribution, en réseaux autonomes est d'au moins 18 %. La conséquence principale de ce fait est que la rentabilité de tous les projets d'économie d'énergie depuis 20 ans dans ces réseaux pourrait avoir été sous-évaluée, empêchant ainsi le déploiement de programmes et investissements qui aurait pu réduire la consommation diesel et, par conséquent, les pertes financières annuelles du Distributeur.

82- Nous formulons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.4.2
LA SOUS-ESTIMATION DES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de prendre acte que la sous-évaluation des coûts évités en énergie, par Hydro-Québec Distribution, en réseaux autonomes est d'au moins 18 %. La conséquence principale de ce fait est que la rentabilité de tous les projets d'économie d'énergie depuis 20 ans dans ces réseaux pourrait avoir été sous-évaluée, empêchant ainsi le déploiement de programmes et investissements qui auraient pu réduire la consommation diesel et, par conséquent, les pertes financières annuelles du Distributeur.

4.3 L'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES MESURES DE TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

83- Nous avons vu plus haut que nous entendons par mesures de transition, innovation et efficacité énergétique : les mesures d'efficacité énergétique, les mesures de gestion de la puissance et de l'énergie ainsi que les mesures qui permettent la conversion des réseaux autonomes alimentés au diesel à l'électricité renouvelable (hydroélectricité, éolien, solaire, biomasse, etc.). Ceci comprend également les technologies permettant de stocker l'énergie produite pour qu'elle corresponde mieux à la demande. Ceci inclus également la recherche de nouveaux marchés pour l'électricité produite sur site et dans certains cas irait jusqu'au raccordement au réseau intégré.

84- Nous examinons à la section 6 les différentes mesures qui peuvent être introduites par le distributeur pour diminuer la dépendance actuelle aux énergies fossiles des groupes au diésel.

85- Afin de bien comparer les bénéfices de chaque mesure, il faut, comme nous l'avons vu à la section précédente, bien évaluer les coûts évités de l'énergie et dans certains cas le coût de la puissance fournie.

86- Nous indiquons ici certains principes qui permettent de mieux évaluer la rentabilité des mesures en TIEÉ en réseau autonome :

- La rentabilité des mesures en TIEÉ doit être évaluée projet par projet et peut être différente d'un réseau à l'autre. Néanmoins c'est la rentabilité de l'ensemble des programmes et mesures en TIEÉ pour un réseau donné qui doit être prise en compte quand vient le temps de décider si celle-ci est suffisante

pour éviter d'augmenter la capacité des génératrices diésel ou pour décider de relier le réseau autonome au réseau intégré.

- Les programmes et mesures en TIEÉ les plus rentables ont déjà été accomplis. Si l'on veut atteindre pour 2030 les objectifs de la politique énergétique du Québec, des programmes et mesures moins rentables sont aussi nécessaires.
- L'on est plus souple quant à la rentabilité des programmes et mesures en TIEÉ qui constituent des innovations ou qui s'adressent à des populations à faibles revenus. Or tel est le cas de la plupart des programmes et mesures en TIEÉ en réseaux autonomes.
- La Régie a été amenée récemment à être plus souple dans son évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseaux d'Énergir et de Gazifère. Elle devrait faire preuve de la même souplesse à l'égard de l'électricité renouvelable et autres programmes et mesures en TIEÉ.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.4.3

L'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES MESURES DE TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte des principes suivants qui permettent de mieux évaluer la rentabilité des mesures en TIEÉ en réseau autonome :

- La rentabilité des mesures en TIEÉ doit être évaluée projet par projet et peut être différente d'un réseau à l'autre. Néanmoins c'est la rentabilité de l'ensemble des programmes et mesures en TIEÉ pour un réseau donné qui doit être prise en compte quand vient le temps de décider si celle-ci est suffisante pour éviter d'augmenter la capacité des génératrices diesel ou pour décider de relier le réseau autonome au réseau intégré.
- Les programmes et mesures en TIEÉ les plus rentables ont déjà été accomplis. Si l'on veut atteindre pour 2030 les objectifs de la politique énergétique du Québec, des programmes et mesures moins rentables seront aussi nécessaires.
- L'on est plus souple quant à la rentabilité des programmes et mesures en TIEÉ qui constituent des innovations ou qui s'adressent à des populations à faibles revenus. Or tel est le cas de la plupart des programmes et mesures en TIEÉ en réseaux autonomes.
- La Régie a été amenée récemment à être plus souple dans son évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseaux d'Énergir et de Gazifère. Elle devrait faire preuve de la même souplesse à l'égard de l'électricité renouvelable et des autres programmes et mesures en TIEÉ.

4.4 LA DISPONIBILITÉ D'UNE AIDE GOUVERNEMENTALE

87- L'évaluation de la rentabilité des projets en TIEÉ en réseaux autonomes devrait par ailleurs tenir compte de la volonté des deux paliers de gouvernement d'encourager financièrement l'accès aux énergies propres et locales dans les réseaux autonomes.

88- Ainsi, en mars 2020, le gouvernement du Québec a annoncé la mesure budgétaire suivante :

2.3 Efficacité énergétique des bâtiments

2.3.1 Encourager l'accès aux énergies renouvelables pour tous les Québécois

Afin de faire bénéficier les communautés isolées desservies par les réseaux autonomes d'une énergie propre et renouvelable, le gouvernement encouragera la transition énergétique de ces réseaux. Ainsi, le gouvernement prévoit un montant de 25,0 millions de dollars sur cinq ans afin de soutenir la transition énergétique des réseaux autonomes. [...]

6.1.3 Encourager l'accès aux énergies renouvelables pour tous les Québécois

Afin de faire bénéficier les communautés isolées desservies par les réseaux autonomes⁴ d'une énergie propre et renouvelable, le gouvernement encouragera la transition énergétique de ces réseaux. Cette mesure contribuera à l'atteinte de la cible du Québec de réduction des émissions de GES et à la réduction de la dépendance du Québec aux produits pétroliers, tout en améliorant la qualité de vie des communautés isolées. Ainsi, le gouvernement prévoit un montant de 25,0 millions de dollars sur cinq ans afin de soutenir la transition énergétique des réseaux autonomes.

⁴ *Un réseau autonome est un réseau de production et de distribution d'électricité appartenant à Hydro-Québec, mais non relié au réseau principal. Ces réseaux sont généralement alimentés par des énergies fossiles.*

Source : **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Budget 2020-2021. Plan budgétaire. Votre avenir, votre budget, Mars 2020, http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2020-2021/fr/documents/PlanBudgetaire_2021.pdf, page B.25 (parag. 2.3) et page C.73 (parag. 6.1.3).*

89- De façon surprenante, Hydro-Québec Distribution, le 1^{er} mai 2020, ne disposait d'aucune information concernant cette mesure (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048](#), [HQD-5](#), [Doc. 9](#), Réponses au RTIEÉ) :

QUESTION 1.14.1 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Veillez déposer tout document explicatif décrivant la mesure budgétaire ci-dessus indiquée.

RÉPONSE 1.14.1 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) est le ministère responsable de cette mesure budgétaire. Le détail de la mise en œuvre de cette mesure est présentement en élaboration et n'a pas encore été approuvé. Le Distributeur travaillera en collaboration avec le MERN à sa mise en œuvre.

QUESTION 1.14.2 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Veillez de plus décrire cette mesure budgétaire (conditions de la mesure, admissibilité, délais, etc.).

RÉPONSE 1.14.2 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.3 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Quel est le nom de cette mesure budgétaire ?

RÉPONSE 1.14.3 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.4 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Quel ministère (et quel service dans ce ministère) est responsable de cette mesure budgétaire ?

RÉPONSE 1.14.4 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.5 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Cette mesure budgétaire s'inscrit-elle au sein d'un ou plusieurs programmes déjà existants du Plan directeur 2008-2023 de TÉQ (et au sein d'un ou plusieurs programmes déjà existants sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution) et si oui lesquels ? Veuillez expliquer l'intégration de cette mesure budgétaire au de programmes déjà existants. Ou s'agit-il d'un programme distinct ?

RÉPONSE 1.14.5 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.6 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par qui et à qui les 25 M\$ doivent-ils être versés ? À TÉQ ? À HQD ? À des intermédiaires et autres ou à des autorités locales ? Aux participants ?

RÉPONSE 1.14.6 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.7 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Quelles sont les projections des résultats annuels de cette mesure budgétaire sur 5 ans (nombre de participants, coûts, gains en énergie et en puissance, facteurs de distorsion, autres) ?

RÉPONSE 1.14.7 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Voir la réponse à la question 1.14.1.

QUESTION 1.14.8 DU RTIEÉ À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution tient-il déjà compte des données en réponse à la sous-question précédente.

RÉPONSE 1.14.8 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU RTIEÉ

Non, le Plan ne tient pas compte de cette mesure.

90- Il est souhaitable qu'avant l'audience de septembre 2020, Hydro-Québec Distribution obtienne les renseignements nécessaires sur cette mesure d'aide gouvernementale, ceci afin d'amender son Plan d'approvisionnement 2020-2029 pour y inclure un plus grand nombre de mesures de TIEÉ rentables en réseaux autonomes.

91- Tel que mentionné en section 6.5 du présent mémoire, le Distributeur a, de plus, obtenu en 2019 une subvention du gouvernement fédéral de \$11 millions pour réaliser des projets utilisant le stockage par batteries avec système de contrôle intelligent qui permettront d'améliorer le rendement des réseaux autonomes et la réduction de diesel dans treize collectivités du Nunavik et de la Haute-Mauricie :

*Parmi les plans d'Hydro-Québec, on compte l'amélioration de la fiabilité, de la souplesse et de la résilience de ses réseaux par l'intégration de capacités de stockage et le déploiement de systèmes de contrôle et de batteries pour les micro-réseaux dans la plupart de ses centrales alimentées au diesel léger. Le projet est soutenu par les travaux de recherche d'Hydro-Québec des dix dernières années, recherche qui se poursuivra dans le cadre de ce projet.*¹⁵

¹⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Le Canada aide des collectivités à réduire leur dépendance au diesel dans le nord du Québec*, 2019-08-15, <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1535/le-canada-aide-des-collectivités-a-reduire-leur-dépendance-au-diesel-dans-le-nord-du-quebec/>

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.4.4
LA DISPONIBILITÉ D'UNE AIDE GOUVERNEMENTALE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du fait que, dans l'évaluation de la rentabilité des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes, il devra être tenu compte de la disponibilité de toute aide gouvernementale encourageant l'accès aux énergies propres et locales dans les réseaux autonomes.

Cela inclut la mesure annoncée par le gouvernement du Québec, dans son *Plan* budgétaire de mars 2020, http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2020-2021/fr/documents/PlanBudgetaire_2021.pdf, en page B.25 (parag. 2.3) et en page C.73 (parag. 6.1.3). Il est souhaitable qu'avant l'audience de septembre 2020, Hydro-Québec Distribution obtienne les renseignements nécessaires sur cette mesure d'aide gouvernementale, ceci afin d'amender son Plan d'approvisionnement 2020-2029 pour y inclure un plus grand nombre de mesures de TIEÉ rentables en réseaux autonomes.

Cela inclut également la subvention du gouvernement fédéral de \$11 millions pour réaliser des projets utilisant le stockage par batteries avec système de contrôle intelligent qui permettront d'améliorer le rendement des réseaux autonomes et la réduction de diesel dans treize collectivités du Nunavik et de la Haute-Mauricie.

5

QUI ? « HYDRO-QUÉBEC, DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ », EN RÉSEAUX AUTONOMES

92- « Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » est sujette à la juridiction de la Régie de l'énergie suivant l'article 2 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#). En réseaux autonomes, ces activités couvrent la production, le transport et la distribution de l'électricité.

93- « Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » a également la responsabilité, en réseaux autonomes, de programmes et mesures en transition, innovation et efficacité énergétiques (TIEÉ), tant en énergie qu'en puissance, suivant l'article 85.41 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01](#) et l'article 15 de la [Loi sur Transition énergétique Québec, c. T-11.02](#), ce qui, par leur nature, inclut tant que le *Plan global en efficacité énergétique – PGEÉ*) en réseaux autonomes que les *Programmes pour l'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉ-RA)*.

94- Cette notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » est susceptible de couvrir un champ plus large que sa seule unité administrative « Hydro-Québec Distribution » (HQD). Ainsi, les « activités de distribution d'électricité » incluant celles en transition, innovation et efficacité énergétiques (TIEÉ), tant en énergie qu'en puissance, peuvent être exercées tant par l'unité « Hydro-Québec Distribution » (HQD) que par toute autre entité interne d'Hydro-Québec ou toute entité externe qui serait « mandatée » par elle pour exercer de telles activités.

95- Entre autres, il se pourrait que, pour une meilleure proximité avec les communautés locales, Hydro-Québec choisisse, en réseaux autonomes, d'impartir ses programmes d'efficacité en puissance (gestion de la demande, PUEÉ-RA ou autres) à une ou plusieurs unités comparables à ce que fait Hilo en réseau intégré, voire même les impartisse à l'externe comme cela a été partiellement effectuée déjà auprès d'Innuvik à Inukjuak.

L'organigramme interne d'Hydro-Québec ou ses mandats externes sont sans effet sur la juridiction de la Régie. La Régie conserve toujours sa juridiction sur « *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* », indépendamment du nom ou du nombre des unités internes de HQ ou externes qui accomplissent ces activités.

96- Une impartition de responsabilités d'« *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* » à une unité administrative interne n'aurait pas pour effet de soustraire à la juridiction de la Régie de l'énergie quelque activité que ce soit, ni d'en rendre **confidentielle** quelque partie que ce soit qui ne serait pas déjà confidentielle.

97- Ainsi, même en cas d'impartition à une unité interne distincte de HQ, ne seraient pas davantage confidentielles **les informations que cette unité pourrait obtenir, en réseaux autonomes** sur les mesures de desserte de la demande ou de réduction de celle-ci, telles que « *le coût global par kW effacé prévu* », « *le taux de pénétration des technologies des maisons intelligentes* », « *l'approche méthodologique pour le calcul de la réduction de la puissance admissible* », « *les prévisions de profil horaire de demande en puissance* » et « *la description de la solution technique permettant le respect du critère de salubrité du chauffe-eau accepté par l'INSPQ de même que le protocole de validation* » (informations internes qu'HQD tente de rendre confidentielles en réseau intégré selon ses affidavits [B-0028](#), [B-0040](#) et [B-0065](#)).

98- Il en serait également ainsi si Hydro-Québec choisit de confier certaines de ses responsabilités de desserte de la demande ou de réduction de celle-ci à **une société externe**.

99- Tel que mentionné plus haut, c'est d'ailleurs ce qu'Hydro-Québec Distribution a récemment fait à **Inukjuak, avec le fournisseur hydroélectrique Innavik Hydro S.E.C.**, en confiant à ce fournisseur la responsabilité de la conversion des systèmes de chauffage de l'eau à l'électricité et de chauffage de l'espace à la biénergie. Voir : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4091-2019, [Décision D-2019-173](#), parag. 19 et **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2019, [Pièce B-0004, HQD-1, Doc. 1](#), p. 12, Section 2.5 et **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2019, [Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 2](#), Art. 23.5.

100- Ainsi, nous soumettons que, quant à la conversion des systèmes de chauffage de l'eau à l'électricité et de chauffage des espaces à la biénergie à Inukjuak, le fournisseur hydroélectrique Innavik Hydro S.E.C. ne pourrait pas garder davantage confidentielles (que si HQD avait elle-même géré cette conversion) l'information sur « *le coût global par kW effacé prévu* », « *le taux de pénétration des technologies des maisons intelligentes* » (si éventuellement ici applicable), « *l'approche méthodologique pour le calcul de la réduction de la puissance admissible* », « *les prévisions de profil horaire de demande en puissance* » et « *la description de la solution technique permettant le respect du critère de salubrité du chauffe-eau accepté par l'INSPQ de même que le protocole de validation* ».

101- Entre autres, la salubrité des chauffe-eau qu'Innavik installe à Inukjuak à titre de « *mandataire* » de HQD relève toujours de la responsabilité d'HQD, la Régie ayant même « *encouragé le Distributeur à porter attention, avec ses partenaires, à la problématique de la légionellose dans les chauffe-eau électriques* » (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4091-2019, [Décision D-2019-173](#), parag. 79-80), ce sur quoi HQD, par son entité interne nommée « *Hilo* »,

a précisément développé une expertise interne qu'elle a le devoir de partager avec son mandataire Innavik.

102- En d'autres termes, quant à la conversion des systèmes de chauffage de l'eau à l'électricité et de chauffage des espaces à la biénergie, tant le fournisseur hydroélectrique Innavik Hydro S.E.C. que l'unité interne Hilo agissent non pas comme des tiers indépendants mais effectuent le travail d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » et les mesures et les programmes « sous la responsabilité du distributeur », lesquels sont toujours sujets à la juridiction de la Régie.

103- Cet enjeu du maintien de la juridiction de la Régie et du maintien de la non-confidentialité de l'information, même en cas de subdivision interne ou d'impartition externe des responsabilités d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » est très pertinent dans le contexte actuel, aux fins de l'examen du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'HQD, particulièrement en réseaux autonomes.

104- En effet, présentement, Hydro-Québec se trouve en processus de révision majeure de ses méthodes de travail afin de respecter les nouvelles exigences de distanciation physique entre les personnes requises par l'actuelle pandémie. La durée de ces nouvelles exigences de distanciation physique est inconnue mais pourrait se prolonger tant qu'un vaccin sécuritaire à efficacité élevée au virus SARS-CoV2 n'aura pas été découvert, testé en trois phases, approuvé, produit massivement, distribué commercialement et administré à l'ensemble de la population québécoise. De plus, une seconde (et peut-être aussi une troisième) vague de la pandémie est anticipée par la majorité de la communauté scientifique. À cela s'ajoute le fait que la plupart des réseaux autonomes d'Hydro-Québec font présentement l'objet de diverses interdictions de déplacement et de confinement (incluant l'imposition d'une quarantaine aux personnes venant de l'extérieur), que ce soit en raison d'ordonnances gouvernementales ou d'ordonnances des administrations locales.

Les activités d'Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes, déjà très coûteuses (et interfinancées par la clientèle du réseau intégré), le deviennent ainsi encore davantage, **ce qui pourrait donc inciter HQD, pour réduire de tels coûts, à impartir (à des unités internes ou à des « mandataires » externes) diverses de ses « activités de distribution d'électricité »** incluant notamment des programmes et mesures en transition, innovation et efficacité énergétiques (TIEÉ) qui sont « *sous sa responsabilité* ».

105- De telles impartitions permettraient aussi une plus grande proximité avec les communautés locales des réseaux autonomes, tel que mentionné.

106- Tel que vu au présent mémoire, pour réduire ses coûts en réseaux autonomes, Hydro-Québec Distribution, peut déjà, **de manière très appropriée**, choisir d'impartir certaines de ses responsabilités (quant à l'installation d'équipements de chauffage de l'espace et de l'eau à l'électricité ou à la bi-énergie) à la société externe Innavik à Inukjuak.

107- Pour l'ensemble de ces motifs, il est plausible de croire que, pendant la durée du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, d'autres impartitions à des sociétés externes pourraient être effectuées par Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes, comme nous le recommandons d'ailleurs au chapitre 6 du présent mémoire.

108- Il est donc alors rassurant de savoir que, malgré une telle impartition, sont maintenues la juridiction de la Régie et la non-confidentialité des informations alors gérées. Tel que susdit, les sociétés externes recevant une telle impartition agissent en effet comme mandataires d'« *Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité* ».

109- Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.5

LA JURIDICTION DE LA RÉGIE SUR « HYDRO-QUÉBEC, DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ », EN RÉSEAUX AUTONOMES. L'ENJEU DE L'IMPARTITION INTERNE OU EXTERNE ET DE LA CONFIDENTIALITÉ.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater que la notion d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » est susceptible de couvrir un champ plus large que sa seule unité administrative « Hydro-Québec Distribution » (HQD). Ainsi la Régie de l'énergie conserve sa juridiction, que de telles « activités » soient exercées par l'unité « Hydro-Québec Distribution » (HQD) ou par toute autre entité interne d'Hydro-Québec qui exercerait ce qui relève d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » ou même toute entité externe qui serait « mandatée » par elle pour exercer de telles activités.

Ainsi, il se pourrait que, pour une meilleure proximité avec les communautés locales et pour réduire ses coûts, Hydro-Québec choisisse, en réseaux autonomes, d'impartir ses programmes d'efficacité en puissance (gestion de la demande, PUEÉ-RA ou autres) à une ou plusieurs unités comparables à ce que fait Hilo en réseau intégré, voire même les impartisse à l'externe, comme elle l'a fait auprès de la société externe Innavik à Inukjuak. L'organigramme interne d'Hydro-Québec ou ses mandats externes sont sans effet sur la juridiction de la Régie. La Régie conserve toujours sa juridiction sur « Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité », indépendamment du nom ou du nombre des unités internes de HQ ou externes qui accomplissent ces activités.

Une impartition de responsabilités d'« Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité » à une unité administrative interne ou auprès d'une société externe n'a pas pour effet de soustraire à la juridiction de la Régie de l'énergie quelque activité que ce soit, ni d'en rendre **confidentielle** quelque partie que ce soit qui ne serait pas déjà confidentielle. Ainsi, même en cas d'impartition à une unité interne distincte de HQ ou à une société externe, ne seraient pas davantage confidentielles **les informations que cette unité ou société pourrait obtenir, en réseaux autonomes** sur les mesures de desserte de la demande ou de réduction de celle-ci, telles que « le coût global par kW effacé prévu », « le taux de pénétration des technologies des maisons intelligentes », « l'approche méthodologique pour le calcul de la réduction de la puissance admissible », « les prévisions de profil horaire de demande en puissance » et « la description de la solution technique permettant le respect du critère de salubrité du chauffe-eau accepté par l'INSPQ de même que le protocole de validation » (informations internes qu'HQD tente de rendre confidentielles en réseau intégré selon ses affidavits [B-0028](#), [B-0040](#) et [B-0065](#)).

6

QUOI ? LES PROGRAMMES ET MESURES EN TIEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

6.1 LES PROGRAMMES ET MESURES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PGEÉ (ÉNERGIE ET PUISSANCE) ET LES PUEÉ-RA DANS UN CONTEXTE INTÉRIMAIRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX AUTONOMES

110- À titre intérimaire, dans l'attente de la mise en œuvre de la transition de chaque réseau autonome vers de l'électricité renouvelable, les programmes et mesures en efficacité énergétique du *Plan global en efficacité énergétique* d'Hydro-Québec Distribution (PGEÉ), en énergie et, surtout en puissance, ainsi que les programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉ-RA) jouent un rôle fondamental afin de tenter d'empêcher que de nouveaux équipements diesel soient installés par défaut ou de les retarder. Ces programmes aident à retarder le moment où le bilan en puissance de ces réseaux ou la fin de vie utile de leurs groupes électrogènes diesel n'obligera le remplacement ou l'accroissement de ces derniers si les sources de production électrique renouvelable ne sont pas prêtes.

111- Hydro-Québec Distribution (HQD) indique d'ailleurs, pour l'ensemble de ses réseaux :

Pour compenser la hausse attendue des besoins en puissance, le Distributeur entend prioriser le développement des mesures d'efficacité énergétique, en particulier les mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour toutes les catégories de clients.

Source: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 1](#), page 12. Souligné en caractère gras par nous.

Et plus spécifiquement pour les réseaux autonomes.

*Le Distributeur poursuivra ses **campagnes de sensibilisation** auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière continue d'adopter les comportements éco-énergétiques par temps froid **et plus spécifiquement durant les heures de pointe**.*

Source: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#), page 39. Souligné en caractère gras par nous.

112- Hydro-Québec Distribution éprouve toutefois de la difficulté à se servir de l'efficacité énergétique (énergie et puissance) pour retarder de nouveaux investissements diesel.

113- À titre illustratif, on se rappelle que la Régie de l'énergie avait initialement souhaité retarder le remplacement de la centrale diesel d'Akulivik jusqu'à ce que l'éolien attendu puisse s'y jumeler, en invitant Hydro-Québec Distribution à appliquer dans l'intérim des mesures d'efficacité énergétique :

114- RÉSEAU D'AKULIVIK

Le Distributeur prévoit réaliser un projet pilote de jumelage éolien-diesel (JED) lors de la construction d'une centrale thermique à Akulivik dont la mise en service est prévue pour 2012.

*La Régie est en faveur des projets de JED. Toutefois, elle constate que la centrale thermique de 2 MW est devancée en 2012 pour une augmentation de la demande de pointe plus élevée de 50 kW par rapport au plan d'approvisionnement 2005-2014. Dans ce plan, aucune augmentation de capacité n'était prévue à l'horizon 2014¹⁶¹. **La Régie demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder la construction d'une centrale à Akulivik. Si le Distributeur en vient à la conclusion que la nouvelle centrale est tout de même requise, il devra fournir, dans sa demande d'autorisation de construction, ses conclusions sur le programme de réduction de la demande qu'il a considéré.***

Source : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3648-2007 Phase 2, [Décision D-2008-133](#), page 50, section 3.1. Souligné en caractère gras par nous.

115- Or, au final, Hydro-Québec Distribution a affirmé que son potentiel d'efficacité énergétique était déjà atteint¹⁶ ; la construction de la nouvelle centrale diesel d'Akulivik devenant donc inévitable.¹⁷ Elle fut autorisée par la Régie.¹⁸ Il n'y a toujours pas eu de **jumelage éolien-diesel à Akulivik.**

116- À la section 7.8 de son complément de preuve [B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), le Distributeur indique au tableau 7.8.3 l'impact cumulatif des interventions en économies d'énergie. Nous pouvons y constater que, de 24 GWh et 6 MW que furent les économies en énergie et en puissance de pointe en 2018, celles-ci devraient passer à 35 GWh et 8 MW en 2019 et augmenteront jusqu'à 48,5 et 11,3 MW en 2025. En 2026, le tableau n'indique plus l'impact cumulatif sur le réseau de Cap-aux-Meules (Îles-de-la-Madeleine) parce qu'il est prévu d'être connecté au réseau intégré. Nous pouvons néanmoins supposer que le Distributeur n'arrêtera pas les mesures d'économies d'énergie en cet endroit pour autant :

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [Dossier R-3756-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1](#), pages 8-9, section 2.1.2.

¹⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [Dossier R-3756-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1](#), page 16, ligne 5.

¹⁸ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3756-2011, [Décision D-2011-095](#).

TABLEAU 7.8.3 ¹⁹
IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Réseaux Autonomes	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Îles-de-la-Madeleine											
Ventes en énergie (GWh)	19,1	20,8	21,2	21,7	22,1	22,5	22,9	0,1	0,1	0,1	0,1
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	4,6	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	0,1	0,1	0,1	
Nunavik											
Ventes en énergie (GWh)	12,5	12,5	14,3	16,2	16,5	16,9	17,2	17,6	17,9	18,3	18,7
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	2,5	2,5	2,9	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	
Basse-Côte-Nord											
Ventes en énergie (GWh)	1,4	1,4	1,8	1,2	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,4	3,7
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,4	0,4	0,5	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
Schefferville											
Ventes en énergie (GWh)	1,0	1,0	1,3	1,7	2,0	2,4	2,8	3,1	3,5	3,8	4,2
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
Haute-Mauricie											
Ventes en énergie (GWh)	1,0	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,4	3,7	4,1	4,4	4,8
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	
Réseaux autonomes											
Ventes en énergie (GWh)	35,0	37,3	40,6	43,0	44,8	46,7	48,5	27,2	28,6	30,1	31,5
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	8,0	8,6	9,4	9,9	10,4	10,8	11,3	6,1	6,5	6,8	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

¹⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 83.

117- Hydro-Québec Distribution nous indique que la mise en œuvre, dans chaque réseau autonome, des programmes du PGEÉ constitue un exercice lent et graduel :

Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit admissible à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur a déployé beaucoup d'efforts afin d'adapter cette offre aux besoins spécifiques de chaque réseau autonome. Ainsi, afin de maximiser l'adhésion de ces clientèles, le Distributeur préconise une approche par projet, ce qui signifie par exemple qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique pourrait être déployée au sein d'un seul réseau pour une période définie.

Au 31 décembre 2018, l'implantation de différentes mesures en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes se traduit par des économies d'énergie annuelles de plus de 24 GWh (6 % des ventes) et une diminution des besoins en puissance à la pointe de près de 6 MW. Le détail des impacts énergétiques des programmes du Distributeur prévus au cours des prochaines années dans les réseaux autonomes est présenté à la section 7.8.

La stratégie du Distributeur en réseaux autonomes visant à limiter la croissance de la demande en électricité se poursuivra, de même qu'elle orientera les interventions futures. **Le Distributeur compte d'ailleurs réintroduire des activités de sensibilisation et possiblement de formation en efficacité énergétique à l'intention de la clientèle résidentielle et commerciale dans certains réseaux.**²⁰

Hydro-Québec nous indique que les programmes d'efficacité énergétique sont déployés « sur mesure » dans les divers réseaux autonomes.

118- Au tableau 7.8.1 d'Hydro-Québec Distribution, celle-ci affirme que la mise en œuvre de plusieurs des mesures du PGEÉ devait être complétée en réseaux autonomes à partir de 2019, mais que le Distributeur prévoit néanmoins un accroissement de l'impact des mesures d'économie d'énergie sans spécifier ce qu'elles seraient. Est-ce que cet accroissement de l'impact correspond aux mesures déjà appliquées ? Si c'est le cas, nous ne

²⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), pages 37 et 38.

croyons pas que ces impacts devraient être inclus. Si, comme nous le croyons, cet accroissement provient de nouvelles mesures non encore appliquées, nous encourageons le Distributeur à annoncer ces mesures au plus tôt.

TABLEAU 7.8.1 :
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Interventions en efficacité énergétique		Anticosti	Basse-Côte-Nord	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute-Mauricie		
Tarification dissuasive						✓			
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)		✓	✓	✓	Non applicable	✓	✓		
Interventions en efficacité énergétique									
Résidentiel	Sensibilisation	Trousse éducative		✓		✓	✓		
		Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓	✓	✓	✓	✓		
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	✓	✓	✓	✓	✓		
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
		Service "Comparez-vous"	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
	Offre intégrée	Mieux consommer	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
			Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
			Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
			Minuterias pour chauffe-moteur (existant et nouv-const.)					PP complété	
		Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété	
	Rénovation énergétique	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
			Isolation de l'entresol (propriétaires et locataires)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété
	Chauffe-eau à trois éléments		✓	Non applicable	✓		Non applicable		
	C	Programme spécifique éclairage efficace		Complété	Complété	Complété	Complété	En cours programme automne 2017-2019	Complété
Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété		
Thermostats			Complété						
Génératrices d'urgence						PP complété			
Option d'électricité interruptible							✓		

Légende Programme en continu
 PP Projet pilote

119- Outre les programmes du PGEÉ, au nord du 53^e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de l'électricité aux besoins de base, ce qui exclut le chauffage de l'espace et de l'eau.

De plus, dans les réseaux autonomes diesel tant au nord qu'au sud du 53^e parallèle, des programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉ-RA) sont mis en œuvre depuis plus de vingt ans, pour inciter les clients à utiliser une autre source de chauffage de l'espace et de l'eau que l'électricité, principalement le mazout ou une combinaison de bois et de mazout. Ces programmes couvrent les aspects suivants :

Clients Résidentiels :

- Compensation mazout avec avantage économique de 30 %
- Entretien annuel / Réparation / Dépannage
- Remplacement des systèmes de chauffage principal mazout
- Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion

Clients Affaires :

- Compensation mazout avec avantage économique de 10%
- Entretien annuel / Réparation / Dépannage
- Aide financière pour le remplacement des systèmes de chauffage principal mazout
- Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion

Chapitre 6 – Quoi ? les programmes et mesures en TIEÉ en réseaux autonomes
Section 6.1 – Les programmes et mesures en efficacité énergétique du PGEÉ (énergie et puissance) et les
PUEÉ-RA dans un contexte intérimaire de transition énergétique des réseaux autonomes

Page 84

Régie de l'énergie - Dossier R-4110-2019

Hydro-Québec Distribution - Plan d'approvisionnement 2020-2029

120- Ces programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉ-RA) ne sont toutefois pas offerts de façon uniforme dans tous les réseaux autonomes diesel, comme l'indique le tableau suivant d'Hydro-Québec Distribution :

TABLEAU 1 : TARIFICATION EN RÉSEAUX AUTONOMES ET PUEÉ EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 2014

TERRITOIRE	TARIFICATION	PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE		
IDLM	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	IDLM	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage • Remplacement des systèmes de chauffage principal mazout • Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 10% • Entretien annuel / Réparation / Dépannage • Aide financière pour le remplacement des systèmes de chauffage principal mazout • Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion
ANTICOSTI	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Anticosti	Résidentiel & affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage • Aide financière pour le remplacement des systèmes de chauffage principal mazout • Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion
BASSE-CÔTE-NORD	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Lac Robertson	Résidentiel & affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun
		La Romaine	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun
HAUTE-MAURICIE	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Opitciwan	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel et ramonage / Réparation / Dépannage • Aide financière à la nouvelle construction
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage
		Clova	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun
NUNAVIK	Résidentiel : TARIF DISSUASIF de 33,64 ¢/kWh à partir de 30 kWh/jour Affaires : Interdiction de chauffer à l'électricité les locaux et l'eau sinon facturation à 74,17 ¢/kWh de toute la consommation TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois Frais de branchement (résidentiel et affaires) de 5 000 \$ + 250 \$/kW au-delà de 20 kW, si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau	Makivik	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout et propane avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage
		Whapmagoostui (Cri)	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 %
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun

Source : **HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION**, [Rapport annuel 2014, le 27 avril 2015, HQD-7, document 2](#), Page 7.

121- Compte tenu de l'importance de consolider la mise en œuvre des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA dans tous les réseaux autonomes diesel, afin de retarder de nouveaux investissements diesel jusqu'à ce que la production électrique renouvelable soit prête, nous logeons les recommandations suivantes :

- Étendre les programmes du PUEÉ-RA, de manière à ce que ceux-ci soient tous offerts aux clients résidentiels et affaires de HQD dans tous ses réseaux autonomes alimentés au diesel (ce qui n'est pas entièrement le cas actuellement).
- Poursuivre la progression actuelle de la mise en œuvre des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes notamment diesel.
- Afin d'accroître l'efficacité et la pénétration des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA et en réduire le coût, maximiser la collaboration avec les communautés de ces réseaux autonomes mieux au fait des réalités pour la livraison de ces programmes. Cela inclurait leur possible impartition à des sociétés locales qui mènent déjà d'autres interventions non reliées à HQ. Nous n'avons qu'à penser à l'exemple de la société Innuvik à Inukjuak qui gèrera dans ce réseau la conversion de la chauffe vers l'électricité (voir le Chapitre 5 du présent mémoire). L'impartition de mesures du PGEÉ ou du PUEÉ-RA, au moyen d'un mandat auprès de telles sociétés n'empêchera pas la Régie de conserver l'entière juridiction de réguler de tels programmes dans le cadre du Plan d'approvisionnement de HQD et de ses suivis, de la même manière que la Régie conserve l'entière juridiction de réguler les programmes d'efficacité en puissance de HQD que celle-ci a mandaté Hilo de livrer en réseau intégré. La juridiction de la Régie, en effet, est basée sur l'« activité de distribution » de HQD (ce qui inclut les programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité de ce distributeur, en vertu du Plan directeur quinquennal de Transition énergétique Québec (TÉQ), incluant le

PGEÉ et le PUEÉ-RA), et ce indépendamment de l'identité de l'unité ou du mandataire de HQD qui la livre.

122- Nous formulons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.1.1

LE PGEÉ ET LES PUEÉ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie les mesures suivantes, compte tenu de l'importance de consolider la mise en œuvre des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA dans tous les réseaux autonomes diesel, afin de retarder de nouveaux investissements diesel jusqu'à ce que la production électrique renouvelable soit prête :

- Étendre les programmes du PUEÉ-RA, de manière à ce que ceux-ci soient tous offerts aux clients résidentiels et affaires de HQD dans tous ses réseaux autonomes alimentés au diesel (ce qui n'est pas entièrement le cas actuellement).
- Poursuivre la progression actuelle de la mise en œuvre des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes notamment diesel.
- Afin d'accroître l'efficacité et la pénétration des programmes du PGEÉ et du PUEÉ-RA et en réduire le coût : maximiser la collaboration avec les communautés de ces réseaux autonomes mieux au fait des réalités pour la livraison de ces programmes. Cela inclurait leur possible impartition à des sociétés locales qui mènent déjà d'autres interventions non reliées à HQ. Nous n'avons qu'à penser à l'exemple de la société Innuvik à Inukjuak qui gèrera dans ce réseau la conversion de la chauffe vers l'électricité (voir le chapitre 5 du présent mémoire). L'impartition de mesures du PGEÉ ou du PUEÉ-RA, au moyen d'un mandat auprès de telles sociétés n'empêchera pas la Régie de conserver l'entière juridiction de réguler de tels programmes dans le cadre du Plan d'approvisionnement de HQD et de ses suivis, de la même manière que la Régie conserve l'entière juridiction de réguler les programmes d'efficacité en puissance de HQD que celle-ci a mandaté Hilo de livrer en réseau intégré. La juridiction de la Régie, en effet, est basée sur l'« activité de distribution » de HQD (ce qui inclut les programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité de ce distributeur, en vertu du Plan directeur quinquennal de Transition énergétique Québec (TÉQ), incluant le PGEÉ et le PUEÉ-RA), et ceci indépendamment de l'identité de l'unité ou du mandataire de HQD qui la livre.

6.2 LES MESURES TARIFAIRES, DONT L'AUTOPRODUCTION/MICRO-PRODUCTION ET LA BI-ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES

6.2.1 L'autoproduction/micro-production en réseaux autonomes

123- L'autoproduction et la microproduction en réseaux autonomes font partie des tarifs et conditions de TIEÉ pouvant contribuer transitoirement à retarder des investissements diesel jusqu'à ce que la conversion du réseau autonome de HQD vers de l'électricité renouvelable soit effectuée (en plus du caractère opportun de façon permanente de l'autoproduction et de la microproduction)

124- Contrairement au réseau intégré (qui ne permet de rémunérer que l'autoproduction, soit la production seulement égale ou inférieure au retrait annuel), il est important de noter qu'en réseaux autonomes, la microproduction (production au-delà de son retrait annuel, sans nécessité préalable de devenir un fournisseur approuvé suite à un appel d'offres) est bel et bien permise par la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

125- Afin de favoriser l'introduction des énergies renouvelables directement par sa clientèle, le Distributeur a créé en 2018, une nouvelle option (Option III ²¹) au tarif D, DM, DN et G pour autoproducteur en réseau autonome. Cette option est limitée aux systèmes de production d'énergies renouvelables de moins de 20 kW si l'installation est monophasée et 50 kW si elle est triphasée.

²¹ Option III dans les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2019, **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Site Internet, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>, Chapitre 7, Section 3.

126- Selon cette Option III, pour chaque période de consommation, la **valeur de l'électricité injectée** par l'autoproduiteur dans le réseau autonome d'Hydro-Québec est créditée dans une banque de surplus. Cette valeur d'électricité injectée correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par un prix qui varie selon le type de centrales qui alimentent le réseau auquel le client autoproduiteur est raccordé.

Tableau 6.2.1 : Prix pour l'électricité injectée selon le type de centrales au Nord du 53° et à l'exclusion des réseaux de Schefferville et du Lac-Robertson) ²²

Centrale au mazout lourd	17 ¢/kWh
Centrale au diesel léger	33 ¢/kWh
Centrale au diesel arctique	48 ¢/kWh

Par contre, **l'électricité injectée** est définie comme étant : « l'électricité injectée (sic) par l'autoproduiteur dans le réseau d'Hydro-Québec durant une période de consommation ». Il n'est donc pas clair si l'« électricité injectée » signifie toute l'électricité produite par le système du client durant une **période de consommation** ou si celle-ci est définie comme étant l'électricité produite moins l'électricité consommée durant cette même période, comme on le fait pour la définition du **surplus net** ²³ ou toute autre définition. (Nous soulignons)

²² Cette option semble applicable à tous les réseaux autonomes sauf hydraulique même s'il est spécifié ceux au Nord du 53° de latitude. Le diesel arctique n'est utilisé qu'au Nunavik qui est bien au-dessus de 53° mais, le diesel lourd n'est utilisé qu'à Cap-aux-Meules et le diesel léger est utilisé seulement dans les autres réseaux autonomes qui sont sous 53° de latitude.

²³ Définitions tirées du Tarif d'électricité d'Hydro-Québec 2019 : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Site Internet, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>.

- Électricité injectée : l'électricité injectée par l'autoproduiteur dans le réseau d'Hydro-Québec durant une période de consommation.
- Période de consommation : une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au client et qui est comprise entre les deux dates prises en considération par Hydro-Québec dans le calcul de la facture.
- Surplus net : la différence entre le volume d'électricité injectée et le volume d'électricité livrée, lorsque le volume d'électricité injectée est supérieur au volume d'électricité livrée.

127- Par ailleurs, le site internet d'Hydro-Québec Distribution²⁴, celle-ci précise que : « la valeur de l'excédent de l'électricité qui est injectée dans le réseau par rapport à celle qui est facturée est créditée dans une banque de surplus ».

128- Par contre, sur ce même site, l'exemple de calcul de l'Option III qui est donné pour le Nunavik utilise la totalité de l'énergie produite par le client dans le calcul de la valeur de l'électricité injectée et non l'excédent seul, durant la période de facturation. Nous reprenons dans le tableau suivant l'exemple ainsi donné par HQD sur son site pour le Nunavik :

Tableau 6.2.1 : Exemple donnée par HQD pour Option III

Période	Nb de jours	Energie fournie par HQD	Énergie injectée	Valeur énergie livrée	Valeur énergie injectée	Valeur Banque Énergie	
						Début	Fin
		kWh	kWh	\$ 0.0608	\$ 0.4800		
1	30	500	300	\$ 30.40	\$ 144.00	\$ -	\$ 113.60
2	30	800	250	\$ 48.64	\$ 120.00	\$ 111.45	\$ 182.81

129- Nous concluons de cet exemple que, selon l'interprétation que HQD donne à son Option III, l'énergie injectée ne peut pas correspondre **au surplus de la production moins la consommation durant une période de consommation donnée, car il ne pourrait pas y avoir d'énergie fournie par HQD si la production durant cette période était supérieure à la consommation totale.**

130- Nous avons même effectué une vérification auprès d'un client d'HQD qui bénéficie de l'option III aux Îles-de-la-Madeleines (ce qui confirme que cette option n'est pas seulement pour les réseaux autonomes au nord du 53°). Il semblerait que le compteur intelligent du Distributeur y soit capable de comptabiliser l'énergie produite par le client quand

²⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Site Internet, <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/option-de-mesurage-net-option-iii.html>, consulté le 23 juillet 2020.

elle est supérieure à la consommation. Or, comme le lecteur lit la puissance instantanée, il doit intégrer sur une certaine durée la puissance produite versus la demande quand celle-là est supérieure. Ce client ne peut évidemment pas vérifier si cette intégration est faite de façon correcte mais il constate que sa production solaire (qu'il est apte à lui-même mesurer indépendamment) est toujours plus élevée que l'énergie injectée telle que rapportée sur sa facturation.

Ceci veut donc dire qu'une partie de l'électricité produite par le client est facturée non pas au prix de l'électricité indiquée au tableau 6.2.3 plus haut mais plutôt au tarif de l'électricité de la première tranche, soit, pour le tarif D, 6,08 ¢/kWh²⁵, soit près de 3 fois moins aux ILDM et près de 8 fois moins au Nunavik.

131- Le RTIEÉ est d'avis que le Distributeur a voulu favoriser l'autoproduction des clients en réseaux autonomes en créant cette option III sur sa tarification domestique, afin de réduire les coûts en énergie de ses centrales aux diésels. **Il est donc étonnant que le Distributeur ne paie pas le juste prix pour une partie de cette électricité produite pour la seule raison que celle-ci est en premier utilisée par ce consommateur autoproducteur.** C'est donc dire que cet autoproducteur subventionne l'électricité de ses voisins car il ne reçoit pas l'équivalent du coût évité de la centrale diesel pour l'électricité qu'il produit et consomme.

Il serait plus juste qu'il obtienne le même prix, basé sur le coût évité pour HQD, pour toute l'électricité qu'il produit et qu'il paie le même tarif que tout le monde pour toute l'électricité qu'il consomme.

Ceci suppose qu'il devrait logiquement y avoir deux lectures sur le compteur, ou deux compteurs indépendants, une pour l'énergie reçue de la centrale, et une autre pour l'énergie

²⁵ Pour le tarif D, lorsque la consommation journalière moyenne est de moins de 40 kWh durant la période de consommation

produite par le client, ce qui n'est habituellement pas le cas au Québec mais, qui fût le cas en Ontario pour les installations d'énergies renouvelables faites sous le programme Feed-in Tariff.

132- Nous sommes donc d'avis que la définition d'« *électricité injectée* » de l'Option III des tarifs d'autoproduction de HQD en réseaux autonomes électricité injectée devrait être précisée afin de lever l'ambiguïté actuelle de rédaction ci-dessus mentionnée, en spécifiant que cette « *électricité injectée* » inclut toute la production fournie par le système du client. Une telle précision aux tarifs amènera alors un fort intérêt pour l'autoproduction, surtout celle utilisant l'énergie solaire car relativement peu coûteuse et aisée à installer même en milieu éloigné.

La Régie de l'énergie, saisie du présent dossier d'approbation du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution ne devrait éprouver aucune crainte juridictionnelle à tenir compte de cette précision tarifaire dans le Plan. En effet, l'article 19 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) permet à la Régie de l'énergie de continuer d'exercer ses juridictions tarifaires en tout temps au dossier R-3491-2019. Et bien que la Phase 1 de ce dossier R-3491-2019 ait initialement uniquement porté sur le réseau autonome d'Inukjuak, les intervenants SÉ-AQLPA ont demandé à la Régie de maintenir ce dossier ouvert en vue d'une Phase 2 où seraient traitées d'autres modifications tarifaires qui pourraient survenir tant à Inukjuak que dans d'autres réseaux autonomes (SÉ-AQLPA, Dossier R-4091-2019, [Pièce C-SÉ-AQLPA-0013](#)). La Régie ne s'est pas encore prononcée sur cette demande d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019 (RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4091-2019, [Décision D-2020-019](#), parag. 12). Le dossier R-4091-2019 n'est donc pas clos; la juridiction tarifaire de la Régie quant à tous ses réseaux autonomes existe donc encore et peut encore être exercée en tout temps.

133- Nous estimons que si l'Option III, telle que son ambiguïté de rédaction est actuellement interprétée par HQD, continue de ne pas rembourser l'autoprodacteur pour l'énergie produite mais qu'il met en banque le surplus de la valeur de production (et que ce

surplus est remis à zéro aux deux ans), les systèmes d'autoproduction ne seront pas dimensionnés beaucoup plus que pour fournir la demande annuelle de l'abonné. De plus, la capacité maximale d'autoproduction du client demeurera limitée à l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonné et au moindre de 20 kilowatts si l'installation est monophasée, 50 kilowatts si elle est triphasée.

134- Nous sommes donc d'avis que, si l'Option III n'est pas précisée dans le sens où nous le recommandons ci-dessus, l'autoproduction en réseaux autonomes demeurera limitée aux systèmes de petites capacités et n'aura pas une grande incidence sur la marge de puissance alors que, si au contraire, on précisait le texte de cette Option III comme recommandé, cette Option pourrait dans son ensemble réduire davantage la production d'électricité de la centrale d'énergie fossile, réduire davantage les gaz à effet de serre (GES) et contribuer davantage à retarder les ajouts d'équipements diesel jusqu'à ce que la production d'électricité renouvelable de HQD soit prête.

Certes, une réduction de l'utilisation de la centrale diesel pourrait avoir une influence sur l'efficacité du réseau si les génératrices de la centrale sont amenées à opérer sous leur seuil minimal de fonctionnement. Mais l'introduction de systèmes de stockage sur le micro-réseau pourra alors compenser cette perte d'efficacité (voir notre section 6.4).

135- Nous formulons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.2.1

L'AUTOPRODUCTION/MICRO-PRODUCTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de prévoir, au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution, que la définition du terme « électricité injectée » à l'Option III du tarif pour l'autoproduction, quant aux réseaux autonomes, sera précisée afin de lever son ambiguïté actuelle de rédaction, en spécifiant que cette « *électricité injectée* » inclut toute la production fournie par le système du client. Une telle précision aux tarifs amènera alors un fort intérêt pour l'autoproduction, surtout celle utilisant l'énergie solaire car relativement peu coûteuse et aisée à installer même en milieu éloigné. La Régie de l'énergie, saisie du présent dossier, ne devrait éprouver aucune crainte juridictionnelle à tenir compte de cette précision tarifaire dans le Plan. En effet, l'article 19 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) permet à la Régie de l'énergie de continuer d'exercer ses juridictions tarifaires en tout temps au dossier R-3491-2019. Et bien que la Phase 1 de ce dossier R-3491-2019 ait initialement uniquement porté sur le réseau autonome d'Inukjuak, les intervenants SÉ-AQLPA ont demandé à la Régie de maintenir ce dossier ouvert en vue d'une Phase 2 où seraient traitées d'autres modifications tarifaires qui pourraient survenir tant à Inukjuak que dans d'autres réseaux autonomes. La Régie ne s'est pas encore prononcée sur cette demande d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019. Le dossier R-4091-2019 n'est donc pas clos.

Cette précision tarifaire en réseaux autonomes nécessitera, chez les clients participants, l'installation d'un compteur qui lit la production totale injectée par le système d'énergie renouvelable sur le réseau indépendamment de la consommation du bâtiment.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'encourager l'installation des systèmes autoproducteurs admissibles à cette Option III en réseaux autonomes telle que précisée, et ce au niveau résidentiel et commercial, afin de réduire la consommation d'énergie fossile pour la production d'électricité et, notamment, contribuer ainsi transitoirement à retarder des investissements diesel jusqu'à ce que la conversion du réseau autonome de HQD vers de l'électricité renouvelable soit effectuée (en plus du caractère opportun de façon permanente de l'autoproduction et de la microproduction).

6.2.2 La bi-énergie dans les réseaux autonomes qui recevront de l'électricité renouvelable excédentaire

136- Tel que mentionné plus haut, la Régie de l'énergie, saisie du présent dossier d'approbation du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution ne devrait éprouver aucune crainte juridictionnelle à tenir compte de mesures tarifaires en réseaux autonomes dans le Plan.

En effet, l'article 19 de la [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, L.Q. 2019, c. 27](#) permet à la Régie de l'énergie de continuer d'exercer ses juridictions tarifaires en tout temps au dossier R-3491-2019. Et bien que la Phase 1 de ce dossier R-3491-2019 ait initialement uniquement porté sur le réseau autonome d'Inukjuak, les intervenants SÉ-AQLPA ont demandé à la Régie de maintenir ce dossier ouvert en vue d'une Phase 2 où seraient traitées d'autres modifications tarifaires qui pourraient survenir tant à Inukjuak que dans d'autres réseaux autonomes (**SÉ-AQLPA**, Dossier R-4091-2019, [Pièce C-SÉ-AQLPA-0013](#)). La Régie ne s'est pas encore prononcée sur cette demande d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019 (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4091-2019, [Décision D-2020-019](#), parag. 12). Le dossier R-4091-2019 n'est donc pas clos; la juridiction tarifaire de la Régie quant à tous ses réseaux autonomes existe donc encore et peut encore être exercée en tout temps.

137- Au chapitre 7 du présent mémoire, nous arrivons à la conclusion qu'en cas d'intégration d'énergies renouvelables dans les réseaux autonomes du Nunavik (telle que l'hydroélectrique déjà prévue à Inukjuak ou de l'énergie éolienne dans d'autres villages), un tarif bi-énergie serait approprié vu les coûts de chauffage. Un tel tarif bi-énergie serait probablement également approprié à Cap-aux-Meules si le Plan d'approvisionnement, en Phase 2 du présent dossier, opte pour des énergies renouvelables dans ce réseau plutôt que pour son raccordement au réseau intégré. L'opportunité d'un tel tarif bi-énergie mériterait aussi d'être

examinée pour les réseaux diesel de Clova, Opitciwan et Port-Menier en cas de déploiement d'énergies renouvelables.

Pour l'ensemble de ces motifs, nous croyons qu'il serait souhaitable que le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution fasse état de la disponibilité d'un tarif bi-énergie dans ces réseaux. Ce tarif bi-énergie pourrait aisément être adopté de façon générique (un tarif qui ne serait déclenché que si des sources de production d'électricité renouvelable sont mises en service dans le réseau concerné), dans le cadre d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.2.2

LA BI-ÉNERGIE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES QUI RECEVRONT DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EXCÉDENTAIRE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie que le Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution fasse état de la disponibilité d'un tarif bi-énergie dans les réseaux autonomes. Ce tarif bi-énergie pourrait aisément être adopté de façon générique dans le cadre d'une Phase 2 au dossier R-4091-2019. Un tel tarif ne serait toutefois déclenché dans les réseaux autonomes (en sus d'Inukjuak pour lequel cela est déjà prévu) que si de la production d'électricité renouvelable y est mise en service avec énergie excédentaire.

6.3 LA MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

138- Tout ajout d'électricité renouvelable en réseaux autonomes peut amener un surplus de production d'électricité. Ce surplus servira particulièrement au chauffage électrique. Tout autre surplus additionnel (énergie excédentaire) devra aussi trouver preneur (véhicules hybrides ou électriques, autres moteurs, développement économique).

139- Ceci ne sera possible que si les réseaux de distribution concernés sont mis à niveau. Ainsi, nous voyons que le Distributeur veut le permettre à Inukjuak et aux Iles-de-la-Madeleine mais, nous ne voyons pas ce même souci pour La Romaine (voir les cas particuliers à la Section 7).

140- Nous formulons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-6.3

LA MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur spécifie, dans son calendrier des investissements requis pour la TIEÉ en réseaux autonomes, qui serait contenu au présent Plan d'approvisionnement 2020-2029, quels investissements vont être requis à ces réseaux de distribution eux-mêmes afin de les mettre à niveau pour accueillir la production d'électricité renouvelable et son stockage ainsi que les nouveaux usages de l'électricité dans ces réseaux (chauffage, usage de toute autre énergie excédentaire tel que pour des véhicules hybrides ou électriques, autres moteurs, développement économique, etc.).

6.4 LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

6.4.1 Présentation

141- Comme promis continuellement depuis 25 ans, le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'électricité renouvelables :

*Pour répondre aux besoins des réseaux autonomes, les mesures d'efficacité énergétique et la transition vers des énergies renouvelables sont prioritaires [...] **D'ici la fin de 2020, le Distributeur souhaite avoir lancé des initiatives de transition dans l'ensemble des réseaux autonomes.***²⁶

142- Le RTIEÉ approuve la volonté du Distributeur de convertir une partie ou la totalité de la production de l'électricité de source diesel aux sources d'énergies renouvelables. Nous croyons par ailleurs que l'utilisation des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes que ce soit éolienne, hydraulique au fil de l'eau, photovoltaïque ou biomasse aura un impact positif non seulement sur l'environnement, mais également sur le coût de l'électricité, sur le développement économique de la région et sur la sécurité d'approvisionnement de l'énergie car utilisant des sources d'énergie présente au niveau local.

143- Le Pembina Institute de l'Alberta tient le même propos dans une série d'articles publié en janvier 2019 sur la transition énergétique dans les microréseaux des collectivités éloignées. Les réseaux autonomes du Québec sont en fait des microréseaux qui doivent se suffire à eux-mêmes du point de vue énergétique.

Un microréseau englobe l'ensemble du système qui fournit de l'électricité à la communauté; cela comprend les générateurs diesel, les fils de distribution et les

²⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 1](#), Page 14. Souligné en caractère gras par nous.

systèmes de contrôle, ainsi que toutes les sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie éolienne, solaire (photovoltaïque), la biomasse (qui peut également combinée chaleur et électricité) et l'hydroélectricité à petite échelle.

À mesure que de l'énergie renouvelable est ajoutée à un microréseau, l'exploitation du système devient parfois plus compliquée, mais le coût marginal de production d'électricité diminue généralement. En effet, l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables remplace celle du diesel.

Autrement dit, en utilisant l'énergie gratuite du soleil, du vent et de la terre, vous achetez et brûlez moins de diesel. Et selon la situation, le fonctionnement moins fréquent des générateurs diesel peut également réduire les coûts de fonctionnement et d'entretien.

Dans de nombreux cas, l'énergie renouvelable a le potentiel de répondre à la majorité des besoins énergétiques d'une communauté, mais des générateurs diesel peuvent toujours être nécessaires comme secours.²⁷

²⁷ Dave LOVEKIN, Dylan HEEREMA (PEMBINA INSTITUTE), *Remote Communities Energy in Transition*, 2018 01 15, <https://www.pembina.org/blog/remote-microgrids-intro> (traduction du RTIEÉ).

6.4.2 Le cas particulier de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) en réseaux autonomes

144- Contrairement aux autres technologies d'énergies renouvelables, un système PV est un système de production d'électricité qui est peu complexe à installer et demande un entretien minime durant sa durée de vie de trente ans. Il est aussi modulaire et son coût reste relativement constant par puissance installé, même pour les petits systèmes de quelques kilowatts, suffisant pour répondre aux besoins d'un client individuel. Le PV peut, bien entendu, être installé comme les autres technologies d'énergies renouvelables en parallèle avec les groupes au diesel et fournir une énergie variable sur le réseau, mais il a l'avantage de pouvoir être installé par l'utilisateur, derrière le compteur et être de fait subventionné par celui-ci.

145- Ceci ne veut pas dire que faire une installation PV soit à la portée de tous. Son coût était jusqu'à récemment relativement prohibitif et non compétitif sauf pour les applications où il n'y a aucun réseau. Le calcul de son dimensionnement, sa conception, son raccordement au réseau électrique, les normes de sécurité et l'utilisation des composantes fiables et sécuritaires le rend toujours non installable par un personnel non formé et certifié.

146- La valeur de l'électricité solaire est bien entendu dépendante de sa production, qui elle dépend principalement de l'ensoleillement que le système PV reçoit au cours de l'année. On pourrait penser que le Québec et surtout les régions éloignées du Québec ne soient pas favorisées pour produire de l'électricité solaire. Ceci est vrai en hiver, mais n'est pas le cas l'été quand on sait que le jour peut durer plus de 20 heures.

147- Si le but est de produire de l'énergie propre, peu importe le moment, afin de réduire l'utilisation d'une énergie qui produit des GES et qui coûte également cher à produire, alors la production de l'électricité solaire en réseau autonome peut être justifiée.

148- Aujourd'hui, un petit système PV, à faible pénétration sur le réseau et ne nécessitant donc pas de stockage, peut atteindre des coûts de l'ordre de 0,20 \$/kWh, en réseau éloigné au Québec.²⁸ Des systèmes de quelques kWc²⁹ en autoproduction peuvent facilement être installés par des particuliers si le Distributeur propose un incitatif adéquat (voir section 6.2 sur l'autoproduction en réseau autonome plus haut). De plus, le Distributeur pourrait également offrir cet incitatif aux clients commerciaux et industriels de plus de 50 kWc.

149- Une étude récente du centre de recherche fédéral de CANMET Énergie à Varennes a permis de calculer le potentiel de l'énergie solaire au Nunavik. Cette étude, qui visait des applications individuelles, mais sans si limitées, a utilisé des critères de planification plus strictes que celle que le Distributeur s'impose afin de rester conservateur dans son estimé.

150- Ainsi, afin d'assurer une fiabilité et une stabilité acceptable du réseau, l'étude c'est imposé les contraintes suivantes pour l'intégration des systèmes PV dans les communautés éloignées de la province :

- 1. Niveau d'opération minimum des groupes électrogènes (Règle #1) : Lorsqu'un groupe électrogène opère à faible régime, plusieurs problèmes apparaissent. D'abord, le rendement peut être significativement affecté, puis ensuite, la durée de vie du moteur peut être réduite par une combustion incomplète. Par conséquent, on exige que les génératrices n'opèrent jamais à un régime plus faible que 30 % de la valeur nominale.*
- 2. Minimum de réserve tournante (Règle #2) : Puisque le démarrage d'une génératrice peut prendre quelques minutes, celle ou celles qui sont déjà en opération doivent pouvoir répondre à des changements brusques de*

²⁸ Basé sur un coût d'installation de 5 000 \$/kWc, un potentiel solaire photovoltaïque de 1 000 kWh/kW et une dégradation par vieillissement de l'ordre de 7,5 % sur la durée de vie de 30 ans.

²⁹ Le kilowatt-crête ou kWc est une mesure de la puissance d'un système PV et représente la puissance que les modules PV peuvent produire sous un ensoleillement de 1000 watt/m² et une température de la cellule de 25°C. Au Québec, ceci correspond approximativement à la puissance maximale générée en plein soleil à midi.

demande. Ainsi, en tout temps, il doit y avoir une réserve de 20 % disponible pour répondre à cette variation potentielle.

3. *Puissance maximale des énergies renouvelables (Règle #3) : Dans le but de limiter l'influence de la variabilité de la ressource solaire sur la fiabilité du réseau, une limite supérieure est imposée sur la puissance nominale des systèmes d'énergies renouvelables. Cette dernière est fixée à 5 % de la puissance du plus petit groupe électrogène ou de la plus petite combinaison de groupes électrogènes permettant de combler la demande minimale.*

151- Le tableau 10 de cette étude présente les valeurs maximales d'énergie photovoltaïque pouvant être installée, selon ces règles, sur les onze réseaux pour lesquelles les données de demande sont disponibles³⁰.

Tableau 10 — Puissances maximales imposées par les trois règles (kW)

Communautés	Règle #1		Règle #2		Règle #3		Règle limitante		Limite respectant toutes les règles
	30 % de régime (kW)		Réserve 20 % (kW)		5 % capacité (kW)				
	2015	2025	2015	2025	2015	2025	2015	2025	2025
Aupaluk	59	116	42	42	11	11	#3	#3	11
Inukjuak	244	463	291	291	73	73	#3	#3	73
Ivujivik	28	69	50	50	13	13	#3	#3	13
Kangiqualujuaq	0	23	112	112	28	28	#1	#1	23
Kangirsuk	99	150	90	90	23	23	#3	#3	23
Kuujuuaq	785	1247	481	481	120	120	#3	#3	120
Kuujuarapik/ Whapmagoostui	29	112	227	227	57	57	#1	#3	57
Puvirnituaq	315	699	347	347	87	87	#3	#3	87
Quaqtaq	108	189	64	64	16	16	#3	#3	16
Salluit	266	416	171	171	43	43	#3	#3	43
Umiujaq	103	103	130	130	13	33	#3	#3	33
Total	2036	3587	2005	2005	484	504			499

152- Ce calcul inclut les données pour l'année 2015 et la prédiction pour l'année 2025. De plus, le tableau met en évidence la règle limitante pour chacune des communautés.

153- Il est à noter que la règle limitante dans presque tous les cas est celle du maximum imposé par rapport à la capacité des génératrices (règle #3). Elle impose des

³⁰ Marc PROVOST, *Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans le nord du Québec*, CanmetÉNERGIE Varennes, Juin 2018, page 11.

maximums d'énergies renouvelables significativement plus faibles qui ne s'élèvent, en moyenne, qu'à 25 % du maximum imposé par les deux autres règles.

154- On remarque, par ailleurs, qu'un système de stockage énergétique offrirait une certaine flexibilité sur l'application de ces contraintes sur le réseau et permettrait donc d'augmenter la puissance maximale possible. Néanmoins, en utilisant les limites imposées par l'auteur de l'étude, le Distributeur pourrait installer près de 500 kWc sur les réseaux du Nunavik sans que ceci n'influe sur leur fiabilité et stabilité.

155- Le Distributeur a d'ailleurs compris le potentiel des énergies renouvelables en réseaux autonomes et il a procédé à l'installation de deux projets-pilotes d'énergie solaire photovoltaïque :

156- Le premier, situé à Quaqtq et mené par Hydro-Québec, doit servir à développer une expertise sur la production centralisée d'énergie solaire PV dans les communautés nordiques du Québec. L'entreprise d'État y a installé en 2018, un système solaire de 20 kWc de puissance sur le toit de la centrale thermique et prévoit éviter la consommation d'environ 5 000 litres de diesel par année.

157- Le deuxième projet, toujours à Quaqtq est composé de quatre systèmes solaires de 6 kWc installés sur des résidences et inclus un stockage électrochimique dans leur salle de mécanique. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaqtq.

158- Par ailleurs, la Corporation Makivik a fait installer à Kuujuaq en 2017 un système PV de 70 kWc sur deux toits du Centre de recherche du Nunavik. Le but est d'étudier la production d'électricité, ainsi que l'effet de la neige et de la glace sur les panneaux solaires.³¹

³¹ **Marc PROVOST**, *Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans le nord du Québec*, CanmetÉNERGIE Varennes, Juin 2018, page 11.

159- D'autre part, le Centre d'Études Nordiques de l'Université Laval a fait installer en 2011, sept installations PV de 4.2 kWc chacune sur ses centres de recherche du Nunavik. Cinq de ces installations sont sur le réseau de Kuujjuaraapik, une sur celui de Salluit et l'autre d'Umiujaq. Ces installations opèrent en mesurage net, c'est-à-dire que le compteur tourne dans le sens contraire quand le système solaire produit plus que la consommation du bâtiment et est comptabilisé comme production seulement s'il est supérieur à la consommation durant la période de facturation.³²

160- Pour l'instant, ni le CEN ni le Distributeur n'ont pris acte de ces systèmes et peu de données sont disponibles sur leurs productions et impacts sur le réseau. L'Option III d'autoproduction/microproduction, si elle se développe comme nous l'avons proposé en section 6.1 du présent mémoire, permettra aussi de mieux cerner le potentiel de ses systèmes sur les réseaux concernés.

161- Nous formulons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.4
LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir et permettre l'installation de projets solaires PV tant par le privé que par le distributeur, ceci afin de mieux étudier leur comportement sur les réseaux autonomes, ainsi que d'évaluer l'impact des systèmes d'énergies renouvelables déjà en place et rendre accessible ces analyses.

³² Discussions téléphoniques avec Mickael Lemay du CEN en avril 2020.

6.5 L’USAGE DU STOCKAGE POUR GARANTIR LA PUISSANCE EN RÉSEAUX AUTONOMES

162- Dans son complément d’information des réseaux autonomes au présent dossier, le Distributeur indique qu’il envisage d’assurer la fiabilité en puissance des réseaux autonomes en utilisant le stockage de l’énergie :

Comme annoncé dans l’État d’avancement 2018 du Plan 2017-2026, deux moyens sont envisagés afin d’assurer la fiabilité en puissance, soit l’ajout d’une batterie aux centrales au diesel existantes et l’ajout ou le remplacement de groupes permanents au diesel.

Pour les batteries, le Distributeur poursuit l’évaluation de celle installée à Quaqtq. Il évalue entre autres les contraintes du milieu arctique, l’impact sur l’entretien des groupes diesel ainsi que le rendement global en carburant de la centrale au diesel. Bien que l’évaluation se poursuive, le Distributeur entrevoit que cette solution n’est peut-être pas celle qui permettra d’assurer la fiabilité en puissance à moindre coût.³³

163- Le Distributeur a de plus, obtenu en 2019 une subvention du gouvernement fédéral de \$11 millions pour réaliser des projets utilisant le stockage par batteries avec système de contrôle intelligent qui permettront d’améliorer le rendement des réseaux autonomes et la réduction de diesel dans treize collectivités du Nunavik et de la Haute-Mauricie.

Parmi les plans d’Hydro-Québec, on compte l’amélioration de la fiabilité, de la souplesse et de la résilience de ses réseaux par l’intégration de capacités de stockage et le déploiement de systèmes de contrôle et de batteries pour les micro-réseaux dans la plupart de ses centrales alimentées au diesel léger. Le projet est soutenu par les travaux de recherche d’Hydro-Québec des dix dernières années, recherche qui se poursuivra dans le cadre de ce projet.³⁴

³³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), pages 41-42.

³⁴ HYDRO-QUÉBEC, *Le Canada aide des collectivités à réduire leur dépendance au diesel dans le nord du Québec*, 2019-08-15, <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1535/le-canada-aide-des-collectivités-a-reduire-leur-dependance-au-diesel-dans-le-nord-du-quebec/>

164- Le stockage d’énergie électrique (Electrical Energy Storage Systems ou EESS) présente de nombreux avantages pour les réseaux autonomes. Il peut renforcer la stabilité du réseau, augmenter la pénétration des ressources énergétiques renouvelables et améliorer l’efficacité des systèmes énergétiques. Il aide à la planification, à l’exploitation et à la régulation de la fréquence du réseau électrique et fait correspondre la demande à l’offre.

165- Selon un rapport³⁵ de 2018 de l’U.S. Energy Information Administration (EIA) décrivant les tendances pour le marché des batteries, les applications pour le stockage de l’énergie électrique et leurs définitions incluent:

1. *La régulation de la fréquence permet d’équilibrer les différences momentanées entre la demande et l’offre, souvent en réponse à des écarts de fréquence d’interconnexion.*
2. *La réserve de puissance fournit une capacité synchronisée pour la gestion des fréquences du réseau, qui peut être disponible pour une utilisation lors d’une perturbation de fréquence importante. Par exemple, lors d’une perte inattendue de la capacité de production. Cette réserve garantit le fonctionnement et la disponibilité du système.*
3. *La prise en charge de la tension ou de la puissance réactive garantit la qualité de la puissance fournie en maintenant la tension dans les limites spécifiées et en servant de source ou de puits de puissance réactive.*
4. *Le suivi de charge fournit (en décharge) ou absorbe (en charge) de l’énergie pour compenser les variations de charge - c’est une application d’équilibrage de puissance, ou de contrôle de la vitesse de rampe.*
5. *L’écrtage de pointe du système réduit ou diffère la nécessité de construire de nouvelles capacités de production de centrales en période de forte demande (de pointe).*
6. *La gestion de la charge fournit un service lié au client, comme la qualité de l’énergie, la fiabilité de l’alimentation (fonctionnement connecté au réseau ou à microréseau), le décalage temporel de l’énergie électrique, la gestion de la demande de consommation ou la maximisation de la consommation d’énergie renouvelable.*
7. *Le stockage de l’excès de production provenant des systèmes d’énergie variables tels l’éolien ou le solaire réduit le taux de variation de la*

³⁵ **U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)**, *US. Battery Storage Market Trends*, May 2018 <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/batterystorage.pdf> , page 10

- puissance produite, augmente la stabilité du réseau et diminue les événements de surproduction.*
- 8. Une alimentation de secours, à la suite d'une panne catastrophique d'un réseau, fournit une réserve active d'énergie qui peut être utilisée pour alimenter le réseau de distribution, fournit l'alimentation de démarrage des générateurs ou fournit une fréquence de référence.*
 - 9. Un EESS permet le report ou évite complètement la nécessité de mettre à niveau un système de génération ou de distribution et diminuer les coûts et les charges liés à la congestion d'un réseau.*
 - 10. Le démarrage à froid permet d'arrêter complètement le générateur et fonctionner pendant une certaine période de temps avec les systèmes renouvelables combinés au système de stockage d'énergie.*

166- Ainsi, le stockage d'énergie rend également plus efficace les systèmes de production électrique utilisant les énergies fossiles; il peut diminuer leurs utilisations et réduire leur impact sur l'environnement. Il peut également jouer un rôle crucial dans l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, propres et variables et contribuer encore plus à la réduction des GES.

167- Le stockage d'énergie peut prendre plusieurs formes. La plus connue est le stockage d'électricité avec batteries, devant ou derrière le compteur, c'est-à-dire gérer par le distributeur ou par l'utilisateur. Il peut également prendre la forme de stockage de chaleur (air ou eau), d'eau pompée, d'air comprimé ou d'hydrogène.

168- Le but de la présente section de notre mémoire n'est pas de comparer les différentes modalités de stockage d'énergie ni leurs mérites, mais de montrer qu'il est possible de stocker l'énergie électrique provenant de différents systèmes de production utilisant les énergies fossiles et/ou les énergies renouvelables variables, et répondre à la demande. Cela tout en assurant une fiabilité et une stabilité du service en tout temps.

169- Tel que mentionné en section 3.4 du présent mémoire, le Distributeur explique en effet qu'il a la responsabilité de fournir une électricité de qualité qui répond aux normes de fiabilité en tout temps. En réseau autonome, ceci peut en effet constituer une question de survie des clients et l'exploitant doit prévoir tous problèmes pouvant affecter la fourniture et la qualité d'électricité livrée. C'est pourquoi toutes les centrales opèrent plusieurs génératrices pour répondre à une puissance garantie pendant toute l'année.

170- Le stockage d'énergie permet d'utiliser plus tard l'énergie variable d'un système d'énergie renouvelable qui serait en surplus de la demande. Au lieu de le dissiper dans des banques de résistances ou d'empêcher leur production, l'énergie produite est stockée pour utilisation ultérieure quand la ressource renouvelable ne suffit plus ou la demande est plus haute.

171- Ceci permet de diminuer le plus les contraintes imposées aux énergies renouvelables puisque les génératrices peuvent toujours opérer à des régimes acceptables, mais aussi puisque l'énergie supplémentaire produite quotidiennement peut être utilisée plus tard dans la journée ou dans la nuit, au besoin.³⁶

172- La puissance garantie vise à assurer une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe et ce, dans l'éventualité où il y aurait un bris sur un des groupes générateur (le pire des cas affectant le groupe le plus puissant). Il permet également à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber les variations brusques de charge même en période de pointe.

³⁶ **Marc PROVOST**, *Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans le nord du Québec*, CanmetÉNERGIE Varennes, Juin 2018, Section 6.2.4.

173- Nous avons vu que l'utilisation de systèmes de stockage d'énergie permet d'assurer la régulation de la fréquence et de la puissance et diminuer les fluctuations liées à la variation de la demande. Mieux, elle permet également de diminuer les fluctuations liées à la production des systèmes d'énergie renouvelable.

174- Mais, ni les systèmes de stockage, ni les systèmes d'énergie renouvelable ne sont comptabilisés dans le calcul de la puissance garantie car selon le Distributeur, ils ne peuvent contribuer une puissance fiable.

175- Par contre, nous avons également vu que le Distributeur va intégrer des systèmes de stockage par batteries dans treize réseaux autonomes et qu'il veut intégrer différentes formes d'énergie renouvelable dans plusieurs réseaux autonomes dont hydraulique à Inukjuak, solaire à Quaqaq et éolien à Kuujjuaraapik (nous y reviendront).

176- Il est d'ailleurs intéressant que le Distributeur considère l'ajout de systèmes photovoltaïque à Quaqaq qui seront pour certains devant le compteur et pour d'autres, derrière le compteur.

177- Un rapport du Rocky Mountain Institute indique que le stockage d'énergie peut être fait à trois niveaux différents, chaque niveau amenant une valeur spécifique du stockage sur le réseau.

“Energy storage can be sited at three different levels: behind the meter, at the distribution level, or at the transmission level. Energy storage deployed at all levels on the electricity system can add value to the grid.

However, customer-sited, behind-the-meter energy storage can technically provide the largest number of services to the electricity grid at large - even if storage deployed behind the meter is not always the least-cost option. Furthermore, customer-sited storage is optimally located to provide perhaps the most important energy storage service of all: backup power.

*Accordingly, regulators, utilities, and developers should look as far downstream in the electricity system as possible when examining the economics of energy storage and analyze how those economics change depending on where energy storage is deployed on the grid.*³⁷

178- Il sera dès lors important de réviser le calcul de cette puissance garantie pour qu’il intègre les caractéristiques de régulation et de prise en charge de la demande allant jusqu’au démarrage à froid des groupes générateurs.

179- Ceci permettrait entre-autres de ne pas être obligé d’augmenter la capacité des centrales thermiques en ajoutant une génératrice au diesel pour répondre au critère de fiabilité des réseaux autonomes. Ainsi, avant d’envisager de nouveaux actifs, le distributeur pourra regarder les opportunités de tirer parti des actifs existants en utilisant le stockage et les énergies renouvelables et en offrant des mesures d’économie d’énergie qui pourraient également réduire la puissance de pointe.

180- Le Distributeur semble accepter que l’ajout d’un stockage électrique l’aiderait à intégrer de l’énergie renouvelable dans un réseau autonome mais dans son Plan d’approvisionnement 2020-2029, il note que « *l’ajout de batteries de stockage n’est pas suffisant pour assurer la fiabilité du service. Une deuxième source de production doit être disponible en tout temps et, pour cette raison, une alimentation au diesel devra être maintenue. Pendant la période du présent Plan, certains groupes diesels permanents devront ainsi être remplacés ou ajoutés.* »³⁸

³⁷ Garrett FITZGERALD, James MANDEL, Jesse MORRIS, and Hervé TOUATI. *The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid.* Rocky Mountain Institute, September 2015. <https://rmi.org/insight/economics-battery-energy-storage/>

³⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 1](#), Page 15.

181- Contrairement au Distributeur, nous sommes d’avis que l’ajout de groupes électrogènes dans une centrale diesel existante peut, la plupart du temps être évitée pour assurer la fiabilité en puissance lors de l’ajout de production d’énergie renouvelable lorsque la centrale comporte déjà plusieurs tels groupes électrogènes et que du stockage par batteries est parallèlement disponibles.

Il faut plutôt s’assurer que le calcul de la fiabilité intègre la capacité du stockage pouvant fournir le besoin de puissance à la pointe. De plus, dans le cas des centrales au diesel qui sont utilisées en soutien, il faut intégrer le dimensionnement du stockage pour qu’elle puisse prendre en charge la demande allant jusqu’au démarrage à froid des groupes générateurs.

Par exemple, dans le cas de la centrale thermique de Blanc-Sablon, advenant un bris soudain sur la ligne en plein hiver, un stockage d’énergie suffisant au niveau de cette centrale pourrait répondre à une demande minimale permettre le démarrage des groupes au diesel sans interruption de service. Comme pour un système UPS (Uninterrupted Power Service) le stockage assure la demande en tout temps.

Avant de procéder à l’ajout de groupes diesel pour assurer la fiabilité en puissance additionnellement requise, un examen rationnel et rigoureux doit être effectué de l’apport en fiabilité de puissance fourni par le stockage, conformément aux pratiques de l’industrie quant à l’usage d’un tel stockage. Si les batteries de stockage électrique connaissent leur essor mondial actuel, c’est précisément parce qu’elles permettent de se substituer à d’autres outils traditionnels de fiabilité en puissance tels que le diesel.

182- Nous formulons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.5

L’USAGE DU STOCKAGE POUR GARANTIR LA PUISSANCE EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures de TIEÉ en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir et permettre l'ajout de stockage d'énergie pour augmenter la fiabilité du réseau ainsi que permettre l'utilisation accrue des énergies renouvelables moins polluantes que les énergies fossiles en réseaux autonomes.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de considérer les systèmes de stockage d'énergie comme une solution alternative et potentiellement moins onéreuse, aux problèmes généralement traités par des investissements de production de pointe. Avant de procéder à l'ajout de groupes diesel pour assurer la fiabilité en puissance additionnellement requise, un examen rationnel et rigoureux doit être effectué de l'apport en fiabilité de puissance fourni par le stockage, conformément aux pratiques de l'industrie quant à l'usage d'un tel stockage. Si les batteries de stockage électrique connaissent leur essor mondial actuel, c'est précisément parce qu'elles permettent de se substituer à d'autres outils traditionnels de fiabilité en puissance tels que le diesel.

6.6 LES CARACTÉRISTIQUES NÉCESSAIRES DE TOUT AJOUT ÉVENTUEL D'ÉQUIPEMENT DIESEL

183- Si des ajouts de groupes électrogènes diesel sont malgré tout requis en réseaux autonomes, ceux-ci devront par ailleurs comporter les caractéristiques suivantes :

- Ils devront évidemment être fiables. Un enjeu de cette fiabilité consistera à éviter le problème des groupes électrogènes diesel existants dans ces réseaux autonomes : leur non-réenclenchement automatisé. En raison de ce non-réenclenchement automatisé (suite à un déclenchement automatisé), le groupe électrogène va demeurer à l'arrêt tant qu'il n'aura pas été manuellement réenclenché par un opérateur dans la centrale elle-même. Or, dans la plupart des réseaux autonomes, de tels opérateurs ne sont pas présents de façon continue. En cas de panne, ils doivent donc être appelés et se déplacer pour procéder au réenclenchement, ce qui prolonge la durée de la panne. Évidemment, ce mode de gestion des réenclenchements devient inacceptable si, en raison de l'ajout parallèle d'électricité renouvelable, la population dépend de l'électricité pour se chauffer en réseaux autonomes.
- Les registres de pannes devront aussi être automatisés et non pas être manuellement constitués par les opérateurs en centrale.
- La centrale devra comporter des groupes diesel de puissances différentes afin de mieux servir la demande et pouvoir ainsi s'adapter à un éventuel futur jumelage éolien sans compromettre l'exigence qu'elles fonctionnent dans leur plage d'opération optimale entre 30 et 80 % de leur puissance.
- La centrale diesel doit être jumelée à des batteries pour pouvoir placer les groupes diesel à l'arrêt lors de période de demande plus faible et ainsi réduire

le temps d'opération des groupes et augmenter leur fonctionnement dans leur plage d'opération optimale.

- Si une nouvelle centrale diesel doit être construite, celle-ci devra être éloignée du village, vu les émissions atmosphériques et le bruit.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.6.6

LES CARACTÉRISTIQUES NÉCESSAIRES DE TOUT AJOUT ÉVENTUEL D'ÉQUIPEMENT DIESEL

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie, dans le calendrier des mesures en réseaux autonomes (à inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution), de prévoir que, si des ajouts de groupes électrogènes diesel sont malgré tout requis en réseaux autonomes, ceux-ci devront comporter les caractéristiques suivantes :

- Ils devront évidemment être fiables. Un enjeu de cette fiabilité consistera à éviter le problème des groupes électrogènes diesel existants dans ces réseaux autonomes : leur non-réenclenchement automatisé. En raison de ce non-réenclenchement automatisé (suite à un déclenchement automatisé), le groupe électrogène va demeurer à l'arrêt tant qu'il n'aura pas été manuellement réenclenché par un opérateur dans la centrale elle-même. Or, dans la plupart des réseaux autonomes, de tels opérateurs ne sont pas présents de façon continue. En cas de panne, ils doivent donc être appelés et se déplacer pour procéder au réenclenchement, ce qui prolonge la durée de la panne. Évidemment, ce mode de gestion des réenclenchements devient inacceptable si, en raison de l'ajout parallèle d'électricité renouvelable, la population dépend de l'électricité pour se chauffer en réseaux autonomes.
- Les registres de pannes devront aussi être automatisés et non pas être manuellement constitués par les opérateurs en centrale.
- La centrale devra comporter des groupes diesel de puissances différentes afin de mieux servir la demande et pouvoir ainsi s'adapter à un éventuel futur jumelage éolien sans compromettre l'exigence qu'elles fonctionnent dans leur plage d'opération optimale entre 30 % et 80 % de leur puissance.
- La centrale diesel doit être jumelée à des batteries pour pouvoir placer les groupes diesel à l'arrêt lors de période de demande plus faible et ainsi réduire le temps d'opération des groupes et augmenter leur fonctionnement dans leur plage d'opération optimale.
- Si une nouvelle centrale diesel doit être construite, celle-ci devra être éloignée du village, vu les émissions atmosphériques et le bruit.

7

CAS PARTICULIERS DE CERTAINS RÉSEAUX AUTONOMES

7.1 LE CAS PARTICULIER DES RÉSEAUX AUTONOMES DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE

184- La centrale de Cap-aux-Meules est la principale source énergétique pour les quelque 13 000 Madelinots et 80 000 touristes qui viennent sur les Îles chaque été, sauf pour l'Île d'Entrée qui comporte son réseau autonome indépendant (voir plus loin). Construite en 1991, la centrale de 66 MW est aussi la plus grande centrale au diesel du Québec et est la plus grande source d'émission de gaz à effet de serre (GES) du Distributeur.³⁹ De plus, le transport et le stockage de ce mazout amène ces propres problèmes environnementaux. Ainsi, en 2014, 100 000 litres de mazout destiné à approvisionner la centrale ont été déversés au port de Cap-aux-Meules.

185- De ce fait, et en accord avec ses principes directeurs, le Distributeur a lancé un appel d'offres en 2015 pour substituer, du moins en partie, la production d'électricité de source thermique par de l'énergie éolienne.

La soumission retenue a été celle de Valeco Énergie Québec et après un long processus environnemental du *Bureau des audiences publiques sur l'environnement (BAPE)*,

³⁹ Cette centrale est composée de 6 groupes diesel de 11,174 MW chacun alimenté au mazout lourd No. 6. Celui-ci ayant un facteur d'émissions de GES de 0,728 tCO₂/MWh, ceci nous donne environ 129 000 tonnes CO₂eq par année

une autorisation pour l'implantation et l'exploitation d'un parc éolien de 6,4 MW a été délivré en 2019 par le gouvernement du Québec à l'exploitant Parc éolien de la Dune-du-Nord S.E.C.

Ainsi, le Distributeur prévoyait que 13% de sa production électrique au réseau de Cap-aux-Meules proviendra d'un parc éolien (nous y reviendrons).

186- Du même souffle, en 2019, le Distributeur a annoncé son souhait de faire construire un câble sous-marin d'une capacité de transport de 80 mégawatts et d'une longueur de 220 kilomètres. Les travaux d'installations du câble devraient débuter en 2020 pour une mise en service à la fin de 2025.⁴⁰ Hydro-Québec Distribution est toutefois en processus de réévaluation du bien-fondé de ce projet, avant de le soumettre pour approbation à la Régie en Phase 2 à venir du présent dossier.

187- Il est prévu par Hydro-Québec Distribution que la centrale thermique soit tout de même maintenue en réserve, mais à l'arrêt (réserve froide), avec possibilité de démarrage rapide au besoin.

7.1.1 La demande en électricité à Cap-aux-Meules

188- Hydro-Québec Distribution indique :

Sans tenir compte du raccordement au réseau intégré pour les clients approvisionnés par la centrale de Cap-aux-Meules, le nombre d'abonnements résidentiels pour le territoire des IDLM en 2029 est estimé à 7 031, soit un accroissement annuel moyen de 0,2 %.

De 2019 à 2025, soit la période précédant le raccordement prévu vers la fin 2025, les demandes en énergie et en puissance devraient croître

⁴⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, Site internet, *Transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine*, <https://www.hydroquebec.com/transition-iles-de-la-madeleine/raccordement/>

respectivement de 1,3 % et 1,8 %. La croissance de la pointe supérieure à celle de la demande en énergie s'explique entre autres par la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout arrivés en fin de vie utile vers des systèmes de chauffage électriques.⁴¹

TABLEAU 7.3-1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 838	6 877	6 902	6 922	6 938	6 947	6 952					
Ventes (GWh)	177,17	180,16	182,15	184,52	186,77	189,47	190,92					
<i>dont résidentiel</i>	100,32	102,64	104,38	106,39	108,34	110,57	111,93					
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23					
Besoins en énergie (GWh)	198,73	202,08	204,31	206,97	209,50	212,53	214,15					
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	32,79					
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88						

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

TABLEAU 7.4-1 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
ÎLES-DE-LA-MADELEINE

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	174,69	171,50	175,90	177,91	180,90	182,89	185,26	187,51	190,21	191,66	0,74	-173,95
Plan d'approvisionnement 2017-2026	173,65	173,62	174,24	174,88	176,16	176,14	176,68	177,16	178,11	177,55	177,52	3,87
Écart	1,04	-2,12	1,66	3,03	4,73	6,75	8,58	10,35	12,10	14,10	-176,78	
Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26		Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	42,44	42,71	43,27	43,96	44,87	45,70	46,50	47,25	47,99	0,25		-42,19
Plan d'approvisionnement 2017-2026	41,68	41,80	41,94	42,08	42,22	42,35	42,45	42,54	42,55	42,53		0,85
Écart	0,76	0,91	1,33	1,88	2,65	3,36	4,05	4,71	5,44	-42,28		

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

Aux IDLM, les écarts positifs observés à partir de 2019, par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026, sont notamment dus à la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout en fin de vie utile vers des systèmes électriques en vue du raccordement au réseau intégré des clients approvisionnés par la centrale de Cap-aux-Meules.

⁴¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 54.

Ces conversions n'étaient pas prises en compte dans le plan d'approvisionnement précédent puisqu'en l'absence de raccordement, celles-ci auraient été à l'encontre des objectifs du PUEÉ.

Les écarts négatifs de près de 177 GWh en 2026 et de 42 MW à l'hiver 2025-26 s'expliquent essentiellement par le raccordement de la centrale de Cap-aux-Meules au réseau intégré.⁴²

189- Du tableau du bilan de puissance du même dossier, nous constatons qu'il est prévu que les besoins de puissance à la pointe passeront de 43,7 GW en 2019 à 47,7 GW en 2025, soit une augmentation de 9,2% en 6 ans.

TABLEAU 7.5-1-A :
BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74				
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04				
Puissance garantie ¹	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28				
Réserve en puissance	6,57	5,67	4,83	4,04	3,29	2,54				

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

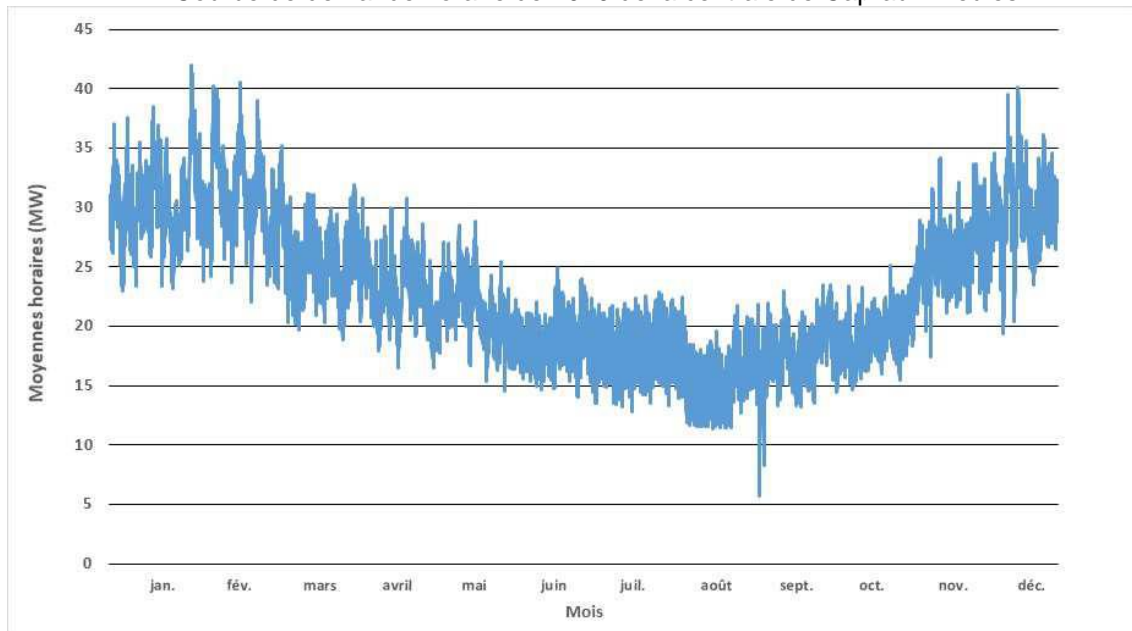
190- Par ailleurs, et suite à notre demande de renseignement, le Distributeur nous a fourni la courbe de la demande horaire pour l'année 2019 afin que nous puissions mieux comprendre d'où provient celle-ci.

Dans un premier temps, nous constatons une moyenne horaire beaucoup plus élevée passant de 15 MW en moyenne durant l'été à environ 30 MW en moyenne durant l'hiver, alors qu'il y a moins de monde résidant sur les Îles. Ceci tend à confirmer que les Madelinots chauffent déjà à l'électricité comme partout au Québec.

⁴² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 65.

Nous constatons également que la période de pointe hivernale n'arrive que quelques jours par année et que la moyenne hivernale est plutôt, autour de 30 MW.

Figure R-1.5.10 :
Courbe de demande horaire de 2019 de la centrale de Cap-aux-meules ⁴³



⁴³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048, HQD-5, Doc. 9](#), Réponse à RTIEÉ-R-1.5.10.

7.1.2 Les PUEÉ et PGEE aux Îles-de-la-Madeleine (IDLDM)

191- Selon Antonin Valiquette, journaliste aux ILDM, la moitié des foyers madelinots dispose actuellement de systèmes au mazout ou au propane, dont l'entretien et l'approvisionnement de combustible sont subventionnés par le PUEÉ de la Société d'État. Ceci leur génère des économies d'environ 30% sur leur facture électrique.⁴⁴

192- Or, depuis l'annonce du raccordement, faite en 2018, le Distributeur n'accepte plus de nouveaux clients au programme, mais finance déjà la transition vers des systèmes électriques en prévision du raccordement au réseau intégré lorsque l'équipement au combustible est défectueux et irréparable, ou encore en cas de travaux majeurs au bâtiment. Si l'équipement de chauffage au combustible n'est pas défectueux, les clients qui désirent prendre de l'avance peuvent le faire à leurs frais.

193- A noter que les résidents de l'Île d'Entrée, continuent de bénéficier du PUEÉ et n'ont pas accès à la subvention de transition vers des systèmes électriques, puisqu'ils ne seront pas branchés au réseau intégré d'Hydro-Québec à l'arrivée du câble sous-marin.

194- Pour ce qui est des résidents de Cap-aux-Meules, le Distributeur offre une compensation graduelle sur cinq ans aux clients inscrits au PUEÉ. Ainsi, si la transition est effectuée avant le raccordement du câble sous-marin, le client reçoit un montant équivalent à 30% de sa facture globale des cinq dernières années.

⁴⁴ Antonin VALIQUETTE(Radio CFIM), *Détails du soutien d'hydro Québec à la transition énergétique des madelinots*, 2020-02-20, <https://cfim.ca/details-du-soutien-dhydro-quebec-a-la-transition-energetique-des-madelinots/>

195- Une transition vers l'électrique après l'arrivée du câble sous-marin s'accompagnera d'une réduction progressive de la subvention, partant de 30% de réduction pour la première année, en diminuant de 6% à chaque année vers une parité avec le reste de la clientèle après cinq ans.⁴⁵

196- Ceci peut expliquer en grande partie pourquoi la demande électrique a cru de façon significative durant ces dernières années.

⁴⁵ **Antonin VALIQUETTE (Radio CFIM)**, *Détails du soutien d'Hydro-Québec à la transition énergétique des madelinots*, 2020-02-20, <https://cfim.ca/details-du-soutien-dhydro-quebec-a-la-transition-energetique-des-madelinots/>

7.1.3 Le raccordement éventuel des Îles-de-la-Madeleine

197- Le projet de raccordement appartiendra au Transporteur (Hydro-Québec TransÉnergie) qui s'est engagé à le réaliser à la demande du Distributeur (Hydro-Québec Distribution).

Le Distributeur dans sa présentation affirme que : « ...la réalisation du Projet pour 2025 permettait au Distributeur d'entrevoir une réduction de ses coûts d'approvisionnement. Afin de préciser l'ampleur de ces économies, il a demandé au Transporteur de réaliser un avant-projet afin d'obtenir une évaluation des coûts du scénario de raccordement. »⁴⁶

198- Le RTIEÉ et d'autres intervenants ont tenté, dans leurs demandes de renseignements, d'obtenir les évaluations préliminaires des coûts de raccordement, mais le Distributeur s'y est refusé. De même, il n'a pas déposé d'analyse économique démontrant la rentabilité du projet et l'impact de celui-ci sur le tarif transport dont la plus grande partie est absorbée par le Distributeur.

199- Nous effectuons toutefois ci-après une analyse critique de la rentabilité de ce projet à partir des données qui nous sont disponibles. Ainsi, les coûts de ce projet peuvent être sommairement estimés à 881,25 M\$ comme suit :

- Poste de départ avec redresseur courant continu : 40 M\$
- 2 lignes courant continu de 225 km à 3,25 M\$/km : 731,25 M\$
- Poste d'arrivée redresseur/onduleur : 70 M\$
- Équipement de stabilisation : 30 M\$
- Système de commande et de contrôle du réseau : 10 M\$

⁴⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0031, HQD-4, Doc. 3](#), Complément de preuve. Îles-de-la-Madeleine, page 5 (lignes 9 à 25).

Il s'agirait d'un projet à très haut risques techniques comportant beaucoup d'incertitudes. En effet, il faut prendre en considération le fait que le niveau de court-circuit sera presque nul quand les éoliennes ne fonctionneront pas et que l'opération d'une interconnexion à courant continu dans ces conditions est extrêmement difficile. C'est pourquoi nous avons inscrit à notre estimation un montant de 30 M\$ pour la stabilisation du réseau.

La charge totale à alimenter en 2020 est de 44,87 MW (pointe d'hiver) ce qui constituerait un accroissement de la charge locale pour le Distributeur de sorte que le Transporteur devra obtenir selon ses tarifs et conditions un montant de \$28 447,58 comme allocation maximale annuelle (634\$ x 44,87).

Le Transporteur recevra également, dû à l'accroissement cette charge locale, une somme annuelle de quelques \$3 502 552,20 (à savoir 44,87 MW/an x le tarif de transport de 2020 avant cavalier tarifaire pour la charge locale de 78,06 \$/kW/an⁴⁷), payée par le Distributeur.

200- Nous voyons donc bien que cette somme annuelle ne sera pas suffisante pour rentabiliser le projet pour le Transporteur et que, conséquemment il devrait, selon les Tarifs et conditions, y avoir une contribution significative additionnelle du Distributeur au coût du projet.

⁴⁷ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4096-2019, [Décision D-2020-063](#), Annexe 1.

201- À titre de comparaison on peut regarder le projet du poste des Appalaches d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 823,2 M\$, étaient liés à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme, portant sur une livraison de 1 243 MW à la frontière. Ces coûts sont inférieurs au montant maximal de 830,6 M\$ (qui représente l'allocation maximale de 634 \$/kW multipliée par 1 310 MW, soit 1 243 MW plus les pertes de transport de 5,4 %).⁴⁸

202- Il en coûtera autant pour alimenter les Îles-de-la-Madeleine que le projet d'alimentation du poste des Appalaches et l'on peut donc comprendre les inquiétudes du RTIEÉ et des autres intervenants qui ont demandé d'obtenir une analyse économique de ce raccordement, mais que le Distributeur a refusé de soumettre, sous réserve de ce qui pourra ultérieurement être déposé en Phase 2 du présent dossier.

⁴⁸ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT), Dossier R-4112-2019, [Pièce B-0020, HQT-1, Document 1 v.r.](#), page 24.

7.1.4 Pour un microréseau intégrant des technologies innovantes aux IDLM

203- Sur son site internet, Hydro-Québec indique qu'elle mettra en place un microréseau énergétique aux Îles basé sur des sources d'énergie renouvelable.

La transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine passera également par la production locale d'énergie renouvelable intermittente intégrée à un microréseau électrique.

- *La mise en place d'un microréseau s'inscrit dans la vision globale de la transition énergétique des Îles-de-la-Madeleine.*
- *Le concept sera élaboré en fonction des besoins des Madelinots.*
- *Le déploiement de technologies innovantes pour la production complémentaire d'énergie intermittente, le stockage et la gestion d'énergie feront des Îles une vitrine technologique*
- *Le transport, responsable de 45 % des émissions de GES sur les Îles, est également au cœur des préoccupations d'Hydro-Québec.⁴⁹*

204- Nous notons par ailleurs que le Distributeur a prévu que, même avec le raccordement, la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine sera maintenue en réserve, en soutien à froid pour assurer le critère de fiabilité.

205- Le RTIEÉ approuve cette approche de microréseau intelligent même si elle questionne la nécessité du raccordement au réseau intégré.

Nous croyons en effet, que pour un coût de beaucoup inférieur à celui envisagé pour ce raccordement, le Distributeur pourrait aller beaucoup plus loin dans la mise en place d'un microréseau autonome basé principalement sur les énergies renouvelables avec en réserve, la centrale au diesel en soutien à froid comme elle le prévoit de toute façon.

⁴⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Site internet, Transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine. Microréseau, <https://www.hydroquebec.com/transition-iles-de-la-madeleine/microreseau/>, Consulté le 23 juillet 2020.

206- Le RTIEÉ et d'autres intervenants dont l'AQPER et le RNCREQ du présent dossier ont demandé au Distributeur de fournir les éléments qui avaient permis au Distributeur de choisir l'option de raccordement au réseau intégré comme celle répondant le mieux à ses principes directeurs. Hydro-Québec Distribution répond que :

*Différents scénarios sont présentement à l'étude dans l'objectif de faire la démonstration que le projet qui fera l'objet d'une demande d'autorisation sera celui qui répondra le mieux aux quatre critères guidant la stratégie du Distributeur pour les projets de conversion.*⁵⁰

207- Pourtant, l'annonce de ce raccordement et sa planification sont amorcés et il semble que le choix de faire celui-ci semblait déjà pris, jusqu'à ce que le Distributeur demande, en juillet 2020, à la Régie de reporter l'examen de la solution pour les Îles-de-la-Madeleine en une Phase 2 du présent dossier.

208- Dans ce cadre, le RTIEÉ suggère fortement au Distributeur d'étudier, d'ici cette Phase 2, les différents projets de microréseau intelligent qui se réalisent dans le monde par d'autres distributeurs d'énergie.

Nous croyons qu'un tel projet de microréseau intelligent offrirait une vitrine unique au savoir-faire québécois utilisant les énergies renouvelables non seulement en réseau intégré mais aussi en un tel microréseau qui pourrait alors demeurer autonome.

⁵⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0043, HQD-5, Doc. 4](#), Réponse 24.2 à l'AQPER. Hydro-Québec Distribution réfère à cette réponse dans: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048, HQD-5, Doc. 9](#), Réponse à RTIEÉ-1.5.8 et à RTIEÉ-1.5.9.

209- Ces projets de microréseaux intelligents qui se réalisent dans le monde par d'autres distributeurs d'énergie illustrent le domaine de ce qui serait possible d'examiner par Hydro-Québec Distribution :

- **Microréseau des Orcades en Écosse**

L'archipel des Orcades se situe à la latitude 59°N en région subarctique et est un exemple similaire aux IDLM. Commencé en 2003, ce microréseau utilise principalement l'éolien, le solaire et à plus petite envergure, la marée motrice pour répondre aux besoins des insulaires. La capacité totale du projet est de 50 MW et les systèmes produisent 120% de plus que leur besoin électrique.

Selon un article paru le 20 janvier 2019 dans The Guardian, « *Les éoliennes communautaires produisent de l'électricité pour les villages locaux; les insulaires conduisent des voitures non polluantes qui fonctionnent à l'électricité; les appareils qui peuvent transformer l'énergie des vagues et des marées en électricité sont testés dans les eaux et les fonds marins des îles; et, dans un avenir proche, les traversiers de voitures et de passagers seront alimentés non pas par le diesel, mais par l'hydrogène, créé à partir d'eau électrolysée à l'aide de générateurs de vent, de vagues et de marées des Orcades* »⁵¹

- **Microréseau de l'Île d'Ouessant en France**

D'ici 2023, le projet PHARES entend garantir au moins 70% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'Île d'Ouessant. Cette île de 800 habitants subit une forte pression touristique l'été, étant le point le plus à l'ouest du continent européen. Les partenaires prévoient la mise en service de deux hydroliennes, d'une éolienne et d'installations photovoltaïques innovantes totalisant entre 3 à 5 MW.⁵²

- **Microréseau de l'Île de Samsø au Danemark**

Depuis 2013, cette île de 4 000 insulaires, située à 15 km de la péninsule du Jutland, chauffe 60 % de ses maisons avec trois centrales de chauffage urbain fonctionnant à la paille et une qui fonctionne avec une combinaison de copeaux

⁵¹ **Robin McKIE**, *How Orkney leads the way for sustainable energy*, The Guardian, 2029 01 20, <https://www.theguardian.com/environment/2019/jan/20/orkney-northern-powerhouse-electricity-wind-waves-surplus-power-hydrogen-fuel-cell>.

⁵² **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE (ADEME)**, PHARES renouvelle l'énergie électrique de Ouessant, <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/phares.pdf>, Consulté le 23 juillet 2020.

de bois et de panneaux solaires. Les clients éloignés des centrales de chauffage ont remplacé leur brûleur à l'huile par des panneaux solaires, des pompes à chaleur géothermiques ou des chaudières à granulés de bois. Onze éoliennes terrestres fournissent 11 MW d'électricité, assez pour alimenter toute la charge électrique de l'île (29 000 MWh par an). Tout cela a été accompli en huit ans, deux ans avant la date prévue.⁵³

Le site touristique de l'île comprend une section sur Samsø en tant qu'île aux énergies renouvelables.

- **Les Îles Féroé (Faroe Islands) du Danemark**

Avec une population d'un peu plus de 50 000 habitants et situées dans la mer entre la Norvège et l'Islande, les insulaires obtiennent déjà 50% de leur besoins électriques grâce à 13 éoliennes totalisant 12 MW et ils espèrent obtenir 100% de production grâce aux énergies renouvelables d'ici 2030. La demande électrique actuelle totalise 350 000 MWh/an et risque de croître significativement car les initiatives du gouvernement encouragent les insulaires à remplacer le chauffage à l'huile par des pompes à chaleur et les voitures à essence ou diesel par des véhicules électriques, ce qui entraînera une augmentation sensible de la demande d'énergie⁵⁴.

⁵³ **Dyani LEWIS**, *Energy positive: how Denmark's Samsø island switched to zero carbon*, The Guardian, 2017 02 23, <https://www.theguardian.com/sustainable-business/2017/feb/24/energy-positive-how-denmarks-sams-island-switched-to-zero-carbon>

Laurie STONE (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE), *A High-Renewables Tomorrow, Today: Samsø, Denmark*, October 23, 2013, https://rmi.org/blog_2013_10_23_a_high-renewables_tomorrow_today_samsø_denmark/

⁵⁴ **MAN ENERGY SOLUTIONS**, *Shining a light on a smart island*, <https://www.man-es.com/discover/shining-a-light-on-a-smart-island>, Consulté le 2020 07 23.

7.2.5 Le cas de l'Île-d'Entrée

210- Afin de mieux cerner la problématique et étudier les solutions possibles, le RTIEÉ suggère au Distributeur d'utiliser l'Île-d'Entrée comme première vitrine pour un microréseau autonome qui utiliserait un maximum d'énergies renouvelables.

211- La centrale de l'Île-d'Entrée de HQD contient 4 groupes au diesel totalisant 1150 MW. La demande annuelle est d'environ 750 MWh et le besoin en puissance à la pointe est de 250 kW. Le Distributeur ne prévoit d'ailleurs pas d'augmentation significative de la demande.

TABLEAU 7.3-1-B⁵⁵ :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss.annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	82	82	82	82	82	82	82	83	83	83	83	0,1%
Ventes (GWh)	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,0%
<i>dont résidentiel</i>	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
Besoins en énergie (GWh)	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,1%
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

212- En supposant une installation solaire de 1 MW combinée avec 3 éoliennes de 100 kW chacune et d'une banque de batteries de 5 MWh, nous estimons que ce système pourrait produire la totalité de la demande annuelle plus le chauffage électrique (total d'environ 1,5 GWh/an) pour un coût total incluant l'installation entre 8 et 10 millions.

⁵⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 55.

213- À un coût évité de 42,09 ¢/kWh (voir notre tableau 4.2.2 en section 4.2 du présent mémoire) et incluant le remplacement du chauffage à l'huile, ce système éviterait ainsi des coûts au Distributeur d'environ \$630 000.

214- La centrale au diesel resterait en soutien à froid pour l'hiver afin de couvrir les pointes dues au chauffage durant l'hiver.

215- *Note : Ce genre de système de micro-réseau serait également applicable pour la région de la Basse Côte-Nord avec une prépondérance pour les installations favorisant la production éolienne.*

7.2.6 Conclusion quant aux Îles-de-la-Madeleine

216- Nous formulons donc les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.1
LE PROJET DE RACCORDEMENT DE CAP-AUX-MEULES AU RÉSEAU INTÉGRÉ ET SES ALTERNATIVES

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution soumette, en Phase 2 du présent dossier, les analyses économiques et justifications portant tant sur l'option du raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré que sur les solutions alternatives.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2
DES MICRO-RÉSEAUX INTELLIGENTS À CAP-AUX-MEULES ET À L'ÎLE D'ENTRÉE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que la preuve d'Hydro-Québec Distribution en Phase 2 du présent dossier comprenne un scénario de microréseau intelligent tant pour l'île d'entrée (à titre de projet-pilote éventuel) que pour Cap-aux-Meules, ces réseaux pouvant vitrine du savoir-faire québécois utilisant les énergies renouvelables en microréseau.

Cette preuve devrait aussi comporter un balisage des différents projets de microréseau intelligent qui se font dans le monde par d'autres distributeurs d'énergie.

7.2 LES CAS PARTICULIERS DE QUELQUES RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK

217- Hydro-Québec Distribution nous indique que :

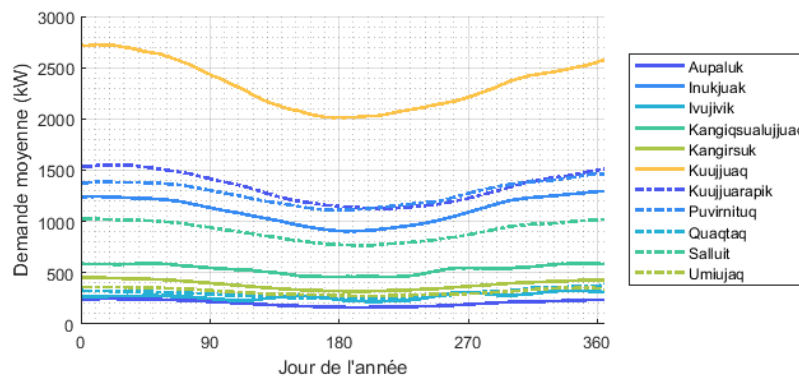
À l'instar du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Nunavik affiche encore une fois la plus forte croissance des besoins parmi tous les territoires. Une partie de cette hausse est due à l'accroissement démographique de la région. Elle est également attribuable en bonne partie à la conversion de tous les clients résidentiels d'Inukjuak au chauffage à l'électricité à la suite de la construction d'une centrale hydroélectrique.⁵⁶

218- Selon la population et le type de charges dans chaque village, les besoins énergétiques varient en amplitude et en distribution. Ainsi, pour obtenir une image complète de la situation dans le Québec nordique, il est utile de caractériser l'utilisation de l'électricité, c'est-à-dire la demande, sur l'année en entier, mais aussi avec une perspective saisonnière. De plus, il faut caractériser la correspondance entre la disponibilité de la ressource solaire et la demande.

⁵⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), pageS 25-26.

219- Hydro-Québec a rendu disponibles des valeurs horaires pour la demande de puissance pour onze des quatorze réseaux autonomes du Nunavik. En traçant leur moyenne quotidienne sur un graphique, on obtient la figure suivante :

Figure 4 — Distribution annuelle de la demande en électricité au Nunavik⁵⁷



220- De prime abord, l'on constate une variation saisonnière de la demande entre l'été et l'hiver même si le chauffage électrique n'est pas permis (mais l'on doit noter que l'électricité pour formation de glace dans des arénas est permise).

Mais sauf pour Kuujuaq, cette fluctuation n'est pas tellement prononcée et il semblerait que le chauffage électrique des bâtiments soit rare.

221- Plusieurs éléments peuvent être à la source de cette fluctuation. D'abord, afin d'éviter le gel de la tuyauterie en approvisionnement de l'eau et des fosses septiques, on utilise souvent des rubans chauffants dans les communautés nordiques du Canada. Ensuite, en raison des froids intenses, on utilise souvent des chauffe-moteurs pour les véhicules et les

⁵⁷ Marc PROVOST, *Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans le nord du Québec*, CanmetÉNERGIE Varennes, Juin 2018, page 16.

génératrices. Enfin, bien que le chauffage des bâtiments doive s'effectuer avec de l'huile de chauffage, il arrive que des résidents chauffent des pièces avec des radiateurs électriques.⁵⁸

⁵⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Site Internet, Nunavik, *De la centrale à la maison*, <https://www.hydroquebec.com/energy-efficiency-nunavik/francais.html>.

7.2.1 L'accès au PGEÉ et aux PUEÉ au Nunavik

222- Le PUEÉ permet aux clients du Distributeur d'obtenir une compensation monétaire pour introduire des solutions qui réduisent leur consommation d'électricité. Pourtant, cette compensation n'est pas accessible pour la plupart des clients résidentiels des réseaux autonomes du Nunavik parce que ceux-ci résident dans des logements puisque le coût de l'électricité et du mazout est inclus dans le prix déjà subventionné du loyer. Or au Nunavik, 90% de la population réside dans des logements sociaux.⁵⁹

Pourtant, dans son complément de preuve au présent dossier, à la section 6.1.1. Utilisation efficace de l'énergie, le Distributeur indique que « *Dans l'optique d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à utiliser une source d'énergie autre que l'électricité produite à partir d'une centrale thermique pour le chauffage des espaces, le Distributeur dispose de deux importants leviers : le tarif dissuasif pour les clients situés au nord du 53e parallèle et le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Ces leviers ont deux objectifs : d'une part, réduire la charge du Distributeur en période hivernale et, d'autre part, diminuer le coût des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques.* »⁶⁰

223- Dans un autre ordre d'idée, le Distributeur indique :

« Les travaux effectués par l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik se sont poursuivis. Le potentiel en économies d'énergie est plus élevé que prévu. Les résultats totaux seront connus en fin d'année 2019, soit à la date où prendra fin cette intervention.

⁵⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048, HQD-5, Doc. 9](#), Réponses à RTIEÉ-1.1.1 à RTIEÉ-1.1.6.

⁶⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 37.

Toujours avec l'objectif d'améliorer l'efficacité énergétique au Nunavik, le Distributeur établira, d'ici la fin de l'année 2019, un plan d'action sur la base, notamment des audits énergétiques qui ont été réalisés à l'automne 2018 dans des habitations de cette région. Ce plan considérera toutes les mesures rentables et permettra au Distributeur de poursuivre sa collaboration avec les intervenants du milieu. »

224- Plusieurs programmes du PGEÉ des secteurs résidentiels et commerciaux, institutionnels et industriels (CII) sont conçus en fonction des clients TAE (tout à l'électricité) du réseau intégré et peuvent parfois ne pas trouver application lorsque ceux-ci chauffent au mazout.

225- Le RTIEÉ est d'avis qu'afin d'accomplir son effet dissuasif du chauffage électrique dans les réseaux diesel, le PUEÉ devrait être offert à tous les clients du Nunavik, y compris aux 90 % de la population dont le loyer subventionné couvre déjà les coûts d'énergie, quitte à identifier une variante de ce programme pour couvrir efficacement cette population. Appliqué à ces logements, ce programme devrait permettre une réduction significative de la demande en électricité dans les réseaux autonomes et ainsi amener une réduction importante de diesel pour sa production. Le PUEÉ n'atteint pas son objectif si la majorité de la population du Nunavik y est inadmissible.

226- Nous estimons qu'il serait ainsi possible de réduire au moins 10% de la demande électrique du Nunavik.

En nous basant sur la demande annuelle actuelle à 98,9 GWh 10% sauverait 10 GWh. Au cout moyen de 50 cents/kWh, ceci permettrait donc d'économiser 5 M\$ au Nunavik.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.1
L'ACCÈS AU PGEÉ ET AUX PUEÉ AU NUNAVIK

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le PUEÉ, afin d'accomplir son effet dissuasif du chauffage électrique dans les réseaux diesel, devrait être offert à tous les clients du Nunavik, y compris aux 90 % de la population dont le loyer subventionné couvre déjà les coûts d'énergie, quitte à identifier une variante de ce programme pour couvrir efficacement cette population. Appliqué à ces logements, ce programme devrait permettre une réduction significative de la demande en électricité dans les réseaux autonomes et ainsi amener une réduction importante de diesel pour sa production. Le PUEÉ n'atteint pas son objectif si la majorité de la population du Nunavik y est inadmissible.

Il serait ainsi possible de réduire d'au moins 10 % la demande électrique du Nunavik. En nous basant sur la demande annuelle actuelle à 98,9 GWh, ce 10% sauverait 10 GWh. Au coût moyen de 50 cents/kWh, ceci permettrait donc d'économiser 5 M\$ au Nunavik.

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'inviter le Distributeur à aussi continuer à tenter de déployer ses programmes en efficacité énergétique dans les réseaux du Nunavik avec les partenariats locaux pour en réduire les coûts et maximiser la pénétration.

7.2.2 Les partenariats visant l'intégration des énergies renouvelables au Nunavik

227- Hydro-Québec Distribution indique :

*Le Distributeur vise toujours à développer des projets d'énergie renouvelable en partenariat avec des organisations inuites régionales (Les Énergies Tarquti, Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec et société Makivik) et locales (corporations foncières et coopératives locales). Dans le modèle d'affaires envisagé, les organisations inuites posséderaient et opéreraient des parcs de production d'énergie renouvelable et le Distributeur achèterait l'électricité produite en vertu de contrats d'approvisionnement en électricité. Or, **le déploiement de cette stratégie s'avère plus long que prévu. Malgré ce retard sur le calendrier de conversion, le Distributeur maintient cette approche partenariale, jugeant qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik.**⁶¹*

228- Nous comprenons que le Distributeur ne dispose pas encore d'une grande expertise pour développer des projets d'envergure en énergies renouvelables dans le Grand Nord mais, qu'il conçoit que ces projets l'aideraient à répondre à ses quatre principes directeurs.

Nous appuyons, d'autre part, son initiative de partenariats avec les instances régionales et locales du Nunavik, ceci afin de mieux répondre aux demandes des usagers et permettre un développement économique local.

Nous avons vu également que suite au projet d'Inukjuak, le Distributeur a acquis une part importante de la société Innergex en février de 2020, dans le but d'investir dans « des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie

⁶¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 40. Souligné en caractère gras par nous.

renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront. »⁶² L'annonce de cette alliance entre Innergex et Hydro-Québec précise que celle-ci ciblera des investissements stratégiques qui seront avantageux pour l'une et l'autre en matière d'énergie renouvelable et de gestion de réseaux électriques afin de saisir des occasions d'affaires à l'échelle mondiale.

229- Le RTIEÉ approuve les efforts du Distributeur pour ainsi acquérir les connaissances en énergies renouvelables qui lui permettront de réaliser ou d'appuyer des projets d'énergies renouvelables importants au Québec.

230- Il existe plusieurs organismes et sociétés au Québec qui disposent aussi d'une expertise qui pourrait appuyer le Distributeur dans sa démarche pour réaliser des projets importants en énergies renouvelables. Par exemple, le gouvernement fédéral est doté d'un centre de recherche à Varennes avec une composante importante en énergie solaire photovoltaïque. Ce centre de recherche de CanmetÉNERGIES⁶³ est d'ailleurs situé tout près de celui d'Hydro-Québec à l'IREQ.

Dans le cadre de ses activités, CanmetÉNERGIES a développé le projet PVNORD (Performance, durabilité et coût des systèmes photovoltaïques au nord du 60e parallèle), avec pour objectifs les points suivants :

- *Améliorer la performance de systèmes photovoltaïques opérant dans le Nord et maximiser la réduction du diesel dans les communautés nordiques;*

⁶² **HYDRO-QUÉBEC**, *Innergex et Hydro-Québec annoncent une alliance stratégique et un placement privé*. Communiqué, le 6 février 2020, <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1581/innergex-et-hydro-quebec-annoncent-une-alliance-strategique-et-un-placement-prive/>

⁶³ **GOVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES CANADA, CANMET ÉNERGIE**, *Centre de recherche de Varennes (QC)*, <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/centres-de-recherche-laboratoire/canmetenergie-centres-de-recherc/centre-recherche-varennes-qc/5762>, Consulté le 23 juillet 2020.

- Améliorer la précision des cartes solaires et photovoltaïques, et évaluer le potentiel technique du photovoltaïque dans le Nord;
- Évaluer le coût des systèmes photovoltaïques déployés dans le Nord et leur coût actualisé en électricité, et identifier les opportunités de réduction des coûts;
- Évaluer la performance à long terme des systèmes photovoltaïques et de leurs composantes dans un climat nordique, puis évaluer les mécanismes de dégradation pour proposer des mesures d'atténuation.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.2

LES PARTENARIATS VISANT L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU NUNAVIK

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer les diverses initiatives de partenariats d'Hydro-Québec Distribution avec les instances régionales et locales du Nunavik, ceci afin de mieux répondre aux demandes des usagers et permettre que le déploiement des énergies renouvelables y soit moins coûteux, plus efficient et associé à un développement économique local.

7.2.3 Le réseau autonome d'Inukjuak

231- Un contrat d'approvisionnement d'énergie hydroélectrique issue d'un projet de 7,25 MW a été approuvé par la Régie de l'énergie en juin 2019. Le début des livraisons est prévu en décembre 2022.⁶⁴

232- Ce projet comporte les aspects suivants :

La centrale hydroélectrique de 125 millions de dollars sera construite pour remplacer le mazout par de l'électricité pour les 1800 habitants de ce village du Nunavik.

Cette entente vient avec un coût élevé. Hydro-Québec achètera l'énergie produite par la nouvelle centrale à un prix de 40 cents le kilowattheure pendant 40 ans. La société d'État investira aussi 40 millions dans l'amélioration de son réseau de distribution et dans la construction d'une nouvelle centrale au mazout qui servira de police d'assurance.

Malgré ce coût élevé, cette solution est en réalité une importante économie pour Hydro-Québec. Elle lui permettra de réduire de 20 % ce qu'il lui en coûte actuellement pour desservir Inukjuak. « On parle actuellement de 50 cents le kilowattheure pour l'électricité produite avec le mazout et on le réduit de 20 % », a indiqué hier Éric Fillion, président d'Hydro-Québec Distribution⁶⁵.

233- Dans son mémoire⁶⁶ sur la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable, déposé en octobre 2019, le regroupement Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) avait déclaré

⁶⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 41.

⁶⁵ **Hélène BARIL**, *Un Grand Nord plus vert*, La Presse Affaires, 28 mai 2019, <https://www.lapresse.ca/affaires/201905/27/01-5227778-un-grand-nord-plus-vert.php>.

⁶⁶ **Jean-Claude Deslauriers (pour SÉ-AQLPA)**, Dossier R-4091-2019, Pièce [C-SÉ-AQLPA-0008, SÉ-AQLPA-1, Doc. 1](#), La conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable. Mémoire.

leur intérêt pour l'approbation d'un contrat d'approvisionnement hydroélectrique du réseau autonome d'Inukjuak, en ces termes :

Il s'agit d'une démarche d'intérêt public, de développement durable et d'équité individuelle et collective, laquelle s'inscrit dans le contexte de l'urgence climatique et du processus actuel de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques.

234- L'introduction des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes est éminemment souhaitable et tout doit être mis en œuvre pour les réaliser dans les meilleurs délais, tel que le gouvernement du Québec l'a maintes fois demandé dans ses politiques énergétiques et tel que le Distributeur l'examine depuis une vingtaine d'années.

235- Ainsi, pour le projet hydroélectrique Innavik à Inukjuak, Innergex a obtenu une entente d'achat d'électricité de 40 ans prévoyant le paiement d'un montant annuel fixe en contrepartie de l'énergie et de la capacité contractuelles garanties. Le projet entraînera une réduction annuelle de 20% des coûts d'exploitation d'Hydro-Québec.⁶⁷

236- Comme mentionné plus haut, nous constatons qu'Innergex et le Distributeur considère déjà que le projet entraînera une réduction annuelle de 20% des coûts d'exploitation d'Hydro-Québec et ce, basé sur les coûts évités publiés par le Distributeur que nous croyons sous-évalués. Nous sommes heureux que le projet a été retenu et nous recommandons qu'une analyse des coûts évités soient complétés après quelques années d'opération du projet.

237- Dans sa réponse à la demande de renseignement 7.2 de la Régie au dossier R-4091-2019, le Distributeur prend pour hypothèse la construction d'une **nouvelle centrale**

⁶⁷ **HYDRO REVIEW**, *Partners agree to construct 7.5-MW Innavik Project in northern Quebec, Canada*, 28 mai 2019, <https://www.hydroreview.com/2019/05/28/partners-agree-to-construct-7-5-mw-innavik-project-in-northern-quebec-canada/>.

diesel en 2024 à Inukjuak non en raison d'un déficit de puissance, mais plutôt afin d'éviter les investissements en pérennité qui devraient être faits jusqu'au moment où une nouvelle centrale serait requise pour répondre à la croissance des besoins de puissance.

238- Nous sommes en désaccord avec cet investissement envisagé par le Distributeur. L'âge des moteurs et le besoin d'ajouter une nouvelle génératrice au diesel ne constituent pas une justification suffisante pour construire une nouvelle centrale qui sera la plupart du temps mise en réserve. Au besoin, il pourrait simplement être justifié d'effectuer un changement de moteur ou installer une génératrice mobile vers 2026. Par ailleurs, l'utilisation de bi-énergie (éolien ou solaire) en complément à Inukjuak rendrait cette nouvelle centrale diesel redondante.

Nous croyons donc que le besoin de construire une nouvelle centrale diesel n'est pas justifié en vertu de la présence du projet hydro-électrique de 7,2 MW et que ce projet, additionné de mesures d'énergies renouvelables additionnelles permettra au Distributeur de rencontrer son critère de fiabilité au moins jusqu'en 2035.

239- La bi-énergie mise en place à Inukjuak à l'occasion du projet hydroélectrique permet le chauffage des bâtiments en utilisant l'électricité excédentaire produit par les énergies renouvelables qui serait autrement perdue. Ceci favoriserait également l'introduction de d'autres sources d'énergies renouvelables plus variable tels le solaire et l'éolien.

Un élément clé du projet hydroélectrique Innavig est un programme visant à convertir les systèmes de chauffage de l'eau et du chauffage au fuel en électricité. Selon le site internet d'Hydro Review, cette composante maximisera l'utilisation de l'électricité renouvelable par toute la communauté d'Inukjuak - plus de 480 maisons.⁶⁸

⁶⁸ **HYDRO REVIEW**, *Partners agree to construct 7.5-MW Innavig Project in northern Quebec, Canada*, 28 mai 2019, <https://www.hydroreview.com/2019/05/28/partners-agree-to-construct-7-5-mw-innavik-project-in-northern-quebec-canada/>.

Il y aura ainsi environ 3 fois plus d'énergie utilisée en chauffage qu'en électricité à Inukjuak.

240- Il est déjà reconnu que le village d'Inukjuak est celui qui possède la meilleure qualité de vent de tous les villages du Nunavik. Au projet actuel de centrale hydraulique on pourrait donc y ajouter de l'énergie éolienne.

Nous avons par ailleurs recommandé qu'un tarif bi-énergie soit mis en place dans tout autre réseau autonome, notamment au Nunavik, où l'implantation d'énergies renouvelables générerait de l'électricité excédentaire nécessitant de l'utiliser pour de nouveaux usages (chauffage, etc.). Nous développons cette recommandation en section 6.2.2 du présent mémoire.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.3
LE RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAK

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de refuser d'inclure au Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution une nouvelle centrale diesel en 2024 au village d'Inukjuak.

Il est déjà reconnu que le village d'Inukjuak est celui qui possède la meilleure qualité de vent de tous les villages du Nunavik. Au projet actuel de centrale hydraulique on pourrait donc y ajouter de l'énergie éolienne.

7.2.4 Le réseau autonome de Quaqtq

241- Hydro-Québec Distribution indique :

Le projet pilote de production d'énergie solaire de 20,4 kW est en opération depuis l'hiver 2018 sur le site de la centrale thermique de Quaqtq. Plusieurs milliers de litres de diesel ont été économisés à la centrale depuis sa mise en service.

Un autre projet pilote incluant une batterie de 600 kWh est aussi en service depuis la fin de l'année 2018. Il s'agit du premier système de stockage déployé dans un réseau autonome d'Hydro-Québec.

Un troisième projet pilote a également été mis en service en septembre 2019, avec l'appui de la Société d'habitation du Québec (SHQ) et de Transition énergétique Québec (TEQ). Ce projet pilote consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaqtq. Le projet pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type de solution en réseau autonome⁶⁹.

242- Ces projets pilotes permettent l'acquisition de connaissances nécessaires à la conversion des réseaux autonomes du Nunavik, notamment en permettant de comparer différentes approches d'intégration et de combinaisons de sources d'énergie renouvelable.

243- La centrale thermique de Quaqtq se compose de 3 génératrices de dimensions différentes, 320 kW, 365, kW et 400 kW pour une capacité totale de 1 085 kW. La demande annuelle est d'environ 3 000 MWh avec un besoin de puissance à la pointe d'environ 600 kW.

⁶⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 40.

TABLEAU 7.4-2-K :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
QUAQTAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,70	2,60	2,66	2,79	2,87	2,94	3,01	3,08	3,17	3,23	3,30	0,60
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,82	2,92	3,03	3,13	3,23	3,32	3,41	3,49	3,59	3,66	3,74	0,92
Écart	-0,12	-0,33	-0,37	-0,33	-0,36	-0,38	-0,40	-0,41	-0,43	-0,43	-0,44	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,55	0,53	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,13
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,17
Écart	-0,03	-0,08	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,08	-0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

Source : [Pièce B-0010, HQD-3, Doc.1](#), page 70

244- Suite à notre demande de renseignement RTIEÉ-1.6.1, le Distributeur a répondu que le projet pilote de 20,4 kW a économisé en 2018, 6 042 litres de carburant et en 2019, 5 494 litres.⁷⁰ Nous supposons que le Distributeur prévoit le même ordre de grandeur pour les prochaines années, ce qui voudrait dire entre 5 500 et 6 000 litres par an ou environ 9 000 \$ d'économie sur le mazout par année.

245- Utilisant le logiciel PVWatts⁷¹ du *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, nous estimons qu'un système solaire de 20,4 kWc orienté plein Sud et ayant un angle de 45° posé sur le toit de la centrale à Quaqtaq, pourrait produire annuellement près de 19 500 kWh. Avec un coût évité de 56,55 ¢/kWh ce système économiserait au total environ 11 000 \$ par an sur les opérations de la centrale thermique.

⁷⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048, HQD-5, Doc. 9](#), Réponse à RTIEÉ-1.6.1.

⁷¹ NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), PVWatts Calculator, <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.

246- La production annuelle que nous avons estimée est par ailleurs confirmée par le rapport du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE) présenté comme Compléments de réponses no 2 à la demande de renseignements no 2 du RNCREQ par le Distributeur. Ainsi on apprend que : « (p)our 2018, la production était de 21863 kWh (1072 kWh/kW) et pour 2019 elle était de 20311 kWh (996 kWh/kW) ». ⁷²

247- Il est intéressant de constater que le Distributeur a installé un stockage électrique devant le compteur sur ce petit réseau de 1 085 MW. Suite à notre demande de renseignement RTIEÉ-1.6.2, le Distributeur a répondu que la capacité de la batterie est de 600 kW / 600 kWh ⁷³ et pourrait de ce fait, être capable de répondre à la demande maximale pendant une heure, tout au moins durant les premières années. Dans tous les cas, cette batterie devra permettre de mieux gérer la production des trois génératrices thermiques afin qu'elles fonctionnent au maximum de leur plage d'opération et réduisent ainsi les émissions de GES.

248- Pour le troisième projet, les réponses données à nos demandes de renseignement 1.6.4 et 1.6.5 précisent que le stockage d'énergie est fait de batteries électrochimiques provenant de plusieurs manufacturiers, qu'elles ont été installées dans chaque bâtiment, après le compteur et ont en moyenne une capacité en énergie de 13,5 kWh chacune. Le Distributeur ne précise pas la capacité en puissance de chacune. Nous comprenons par ailleurs que chaque bâtiment a été l'objet d'une installation PV de 6 kWc, donc, que le stockage peut emmagasiner au moins deux heures de pleine production.

⁷² **Brice LE LOSTEC (pour HYDRO-QUÉBEC-INSTITUT DE RECHERCHE)**, Résultats de la 2e année de la campagne de mesure sur l'installation solaire photovoltaïque de Quaqtac, Rapport IREQ-2020-0047, Mars 2020, page 21. Publié sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0079, HQD-5, document 7.2](#), Réponse aux RNCREQ, pages 221 et suiv, à la page 253.

⁷³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0048, HQD-5, Doc. 9](#), Réponse à RTIEÉ-1.6.2.

249- Cependant, nous sommes perplexes sur les objectifs cités de ce projet quant à son évaluation économique et sa performance. Nous n'avons pas pu apprendre qui a la responsabilité de ce projet ni qui en ferait son évaluation.

250- De plus, dépendant de la tarification et de l'option accordées à ces quatre bâtiments, nous ne comprenons pas l'avantage de mettre les deux systèmes après le compteur. Ainsi, si le client devait bénéficier de l'Option III et que le Distributeur lui créditerait alors la valeur de toute l'énergie injectée par le système solaire sur le réseau, il serait plus intéressant que cette énergie ne transite pas par la batterie derrière le compteur, mais qu'elle soit envoyée au complet sur le réseau autonome. Si le client ne pouvait bénéficier de cette option, il faudrait voir si elle pouvait bénéficier d'un crédit de puissance. De même, il serait intéressant de savoir s'il était permis au client d'acheter l'électricité en période hors-pointe et bénéficier d'un rabais pour ce faire ou bien, ou s'il pouvait vendre son électricité plus chère en période de pointe.

251- Nous approuvons ces projets au niveau de la recherche et nous demandons que les résultats des mesures faites sur ces systèmes soient rendus publiques à chaque année.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.4
LE RÉSEAU AUTONOME DE QUAQTAQ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer les trois projets pilotes d'énergie renouvelable solaire et stockage au réseau autonome de Quaqtaq, sous réserve de clarification de certaines de leurs modalités.

7.2.5 Le réseau autonome de Tasiujaq

252- Hydro-Québec Distribution indique, à propos de l'actuelle centrale diesel de Tasiujaq :

Dans le contexte où la centrale actuelle est en fin de vie utile, il est prévu de construire une nouvelle centrale au diesel intégrant de l'énergie solaire pour une mise en service en décembre 2022.

*Une intégration plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans un deuxième temps en partenariat avec les organisations inuites mentionnées précédemment.*⁷⁴

253- Tasiujaq est une petite communauté d'environ 300 personnes, situé dans la Baie d'Ungava, au nord-ouest de Kuujuaq, le chef-lieu administratif régional Kativik de tout le Nunavik. La centrale thermique au diésel actuel est composée de 2 génératrices de 320 kW et une de 210 kW pour un total de 850 kW.

254- Il y a très peu d'information qui a filtré de ce projet, mise à part que le Distributeur a logé une demande de non-assujettissement au processus d'évaluation environnementale pour un « Projet de construction d'une nouvelle centrale de production hybride (thermique et solaire) pour desservir le village de Tasiujaq — Hydro-Québec » et l'a obtenu en octobre 2019.⁷⁵

⁷⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 40.

⁷⁵ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES**, Site Internet, Projets soumis à l'évaluation environnementale et sociale au nord du 55^e parallèle depuis le 1^{er} janvier 2000, <http://www.environnement.gouv.qc.ca/evaluations/projet-nord.htm>, Consulté le 23 juillet 2020.

255- Ce que nous retenons, c'est la volonté du Distributeur, que nous appuyons, d'intégrer de l'énergie solaire en même temps que la construction de la nouvelle centrale thermique. Nous retenons également sa volonté de travailler en partenariat avec les organisations inuites régionales (Énergies Tarquti, Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec et société Makivik) et locales (corporations foncières et coopératives locales) mais nous déplorons qu'elle semble considérer ce partenariat seulement pour une deuxième phase d'intégration des énergies renouvelables.

256- Nous ne pouvons pas faire d'analyse sur un projet qui n'est pas public, mais le RTIEÉ recommande à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur de considérer le maximum d'énergie renouvelable (et pas seulement solaire) quand elle doit remplacer ces centrales thermiques. Tel que mentionné, l'utilisation des énergies renouvelables sous des latitudes élevées est possible et potentiellement moins onéreux que l'installation et l'opération de centrales exclusivement thermiques.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.2.5
LE RÉSEAU AUTONOME DE TASIUJAQ

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie d'appuyer le projet de jumelage diesel-solaire au réseau autonome de Tasiujaq, sous réserve de clarification de certaines de ses modalités.

7.3 LE CAS PARTICULIER DES RÉSEAUX AUTONOMES DE LA BASSE-CÔTE-NORD

257- Nous avons vu que la Basse Côte-Nord est composée de trois réseaux autonomes, ceux de Port Menier, du Lac Robertson et de La Romaine. Ces réseaux desservent 15 communautés éloignées sur la côte nord du fleuve St. Laurent, du village de La Romaine à Blanc Sablon, et une communauté sur l'Île d'Anticosti.

258- Il est à noter qu'une fois que le réseau intégré aura raccordé celui de La Romaine, seul le réseau autonome de Port Menier sur l'Île d'Anticosti sera encore au diesel parmi ceux de la Basse-Côte-Nord.

259- En enlevant le réseau de La Romaine, qu'il est prévu de raccorder au réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution en 2021, le Distributeur indique que les demandes en énergie et en puissance des deux autres réseaux auront des croissances annuelles moyennes similaires à celle des abonnements, c'est-à-dire un taux annuel moyen de 0,3% entre 2019 et 2029. Le Distributeur estime par ailleurs que le nombre d'abonnés dans ces deux réseaux passera de 2 016 en 2019 à 2 049 en 2029 (en soustrayant La Romaine)⁷⁶. Ce qui veut dire une augmentation pratiquement nul.

260- Le RTIEÉ est d'avis que ces deux réseaux sont très différents et que du moins pour l'Île d'Anticosti une certaine croissance devrait être envisagée (nous y reviendront).

⁷⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 60.

7.3.2.1 Le raccordement du réseau autonome de La Romaine au réseau intégré

261- Pour le réseau autonome de La Romaine, la construction de la nouvelle ligne la reliant au réseau intégré est déjà commencée. La centrale thermique du village de La Romaine a été bâtie en 1967 et est à la fin de sa vie utile. Cette centrale, composée de 6 génératrices au diesel ayant une capacité totale de 5 723 kW, dessert encore le village de La Romaine et la réserve innue d'Unamen Shipu, mais selon le Distributeur, le raccordement au réseau intégré à ce réseau autonome devrait être achevé en 2021.⁷⁷ Le village de La Romaine et la communauté innue d'Unamen Shipu seront raccordés au réseau intégré grâce à la construction d'une ligne électrique en portiques de bois de 75 kilomètres à partir de Natashquan. Selon Hydro-Québec, la ligne sera robuste pour assurer sa fiabilité dans un territoire fait de tourbe et sans lien routier. Cette ligne de transport aura un coût de 114 millions \$ et desservira 1400 citoyens.⁷⁸ La nouvelle ligne suivra la route 138 jusqu'à Kegaska puis devra franchir près de 50 kilomètres de territoire difficilement accessible, la route 138 n'étant pas encore prolongée sur cette distance.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.3.1
LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ POUR LA ROMAINE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater que le raccordement du réseau de La Romaine est bien amorcé et que les mesures d'économies d'énergies et d'utilisation des énergies renouvelables devraient s'y appliquer comme pour tout le réseau intégré. De même, la transition vers les équipements de chauffage électrique devrait s'accélérer.

⁷⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 60.

⁷⁸ Alexandre CANTIN, *Début de la construction de la ligne électrique Basse-Côte-Nord*, *Journal de Québec*, 2019-01-17. <https://www.journaldequebec.com/debut-de-la-construction-de-la-ligne-electrique-basse-cote-nord>.

7.3.2 Le réseau autonome du Lac-Robertson

262- Le réseau autonome du Lac Robertson constitue un microréseau unique au Québec. Il couvre une distance de plus de 250 km au travers de tourbières, de rivières et de criques, de Chevery à Blanc-Sablon et dessert également quelques communautés du sud du Labrador.

263- Ce réseau est composé d'une centrale hydroélectrique de deux turbines de 10,8 MW sur les lacs Plamondon et Robertson, de sept génératrices au diesel totalisant 6,7 MW à La Tabatière et de quatre génératrices au diésel totalisant 4,8 MW à Blanc-Sablon, utilisées seulement en appoint ou s'il y avait bris sur la ligne de transmission.

264- Le réseau dessert les communautés de Blanc-Sablon, Chevery, Harrington Harbour, La Tabatière, Lourdes-de-Blanc-Sablon, Middle Bay, Mutton Bay, Rivière-Saint-Paul, Tête-à-la-Baleine, Bradore-Bay, Aylmer Sound, Saint-Augustin et Vieux Fort.

Extrait du Tableau 7.6 : CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE 2019⁷⁹

No.	Centrales	Nb de groupes	Puissance installée	Totale (kW)	Type de combustible	Année de construction	Age moyen des groupes (4) (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) (4)	4Facteur d'utilisation (%) (3,4)	Puissance garantie
17	Basse-Côte-Nord Blanc-Sablon La Tabatière Lac-Robertson	4	2 x 800, 2 x 1 600	4 800	Diesel léger	nd	32 030	nd	nd	
19		7	4 x 1 100, 2 x 800 1 x 700	6 700	Diesel léger	nd	33 806	nd	nd	
20		2	2 x 10 800	21 600	Hydraulique	1995	so	so	45	20 070
Réseau hydro-électrique du Lac Robertson incluant 13 communautés inter-reliés de Blanc-Sablon à Chevery										

⁷⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 79.

265- Il apparaît que les centrales thermiques de La Tabatière et de Blanc-Sablon n'opèrent que quelques jours par année. Un facteur d'utilisation de 45% pour la centrale hydraulique indique d'ailleurs qu'elle fournirait plus de 85 GWh par an alors que la demande indiquée dans le tableau suivant montre un besoin en énergie maximum de 71 GWh en 2019 avec une très faible croissance de 0,1% par année.

TABLEAU 7.3-3-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LAC ROBERTSON

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss.
	annuelle											
Nombre d'abonnements résidentiels	1 860	1 862	1 864	1 865	1 867	1 869	1 871	1 873	1 875	1 876	1 878	0,1%
Ventes (GWh)	62,70	63,14	63,00	63,09	63,16	63,47	63,27	63,31	63,36	63,66	63,44	0,1%
<i>dont résidentiel</i>	39,49	39,72	39,61	39,66	39,71	39,92	39,79	39,83	39,87	40,07	39,94	0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne		8,39	8,46	8,43	8,44	8,45	8,51	8,47	8,47	8,48	8,53	8,49
Besoins en énergie (GWh)		71,10	71,60	71,43	71,53	71,61	71,98	71,73	71,79	71,84	72,18	71,93
		0,1%										
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹		18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	18,39	18,40	18,41	
		0,1%										

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

266- Construite en 1995, cette centrale hydraulique devrait avoir une durée de vie d'au moins 50 ans et sa réfection n'est pas prévue avant 2045.

267- De ceci nous concluons que, pour le moment, le réseau du Lac Robertson n'a pas besoin de génération d'électricité supplémentaire. Les mesures en efficacité de puissance pourraient y être déployées par Hydro-Québec Distribution elle-même ou par un mandataire désigné par elle.

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.7.3.2
LE RÉSEAU AUTONOME DU LAC-ROBERTSON

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte du fait que, pour le moment, le réseau du Lac Robertson n'a pas besoin de génération d'électricité supplémentaire. Les mesures en efficacité de puissance pourraient y être déployées par Hydro-Québec Distribution elle-même ou par un mandataire désigné par elle, comme elle l'a fait à Inukjuak.

7.3.3 Le réseau autonome de Port Menier

268- Le village de Port-Menier, sur l'Île-d'Anticosti, dessert une population permanente d'un peu plus de 220 personnes. Le réseau autonome compte 156 abonnés de la centrale thermique, qui est composée de trois génératrices au diesel totalisant 2,9 MW. Le besoin en puissance à la pointe est de 1 MW et la demande en énergie est d'environ 4 GWh. Le Distributeur ne prévoit qu'une hausse de moins de 1% par année au cours des 10 prochaines années⁸⁰

**TABLEAU 7.3-3-C :
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2019 annuelle	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss.
Nombre d'abonnements résidentiels	156	158	159	161	162	163	165	166	168	169	170	0,9%
Ventes (GWh)	4,00	4,04	4,04	4,06	4,08	4,12	4,12	4,14	4,16	4,20	4,21	0,5%
<i>dont résidentiel</i>	1,99 0,8%	2,01	2,02	2,04	2,06	2,08	2,09	2,11	2,13	2,16	2,17	
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48
Besoins en énergie (GWh)		4,46	4,50	4,50	4,52	4,54	4,58	4,59	4,61	4,64	4,68	0,5%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹		1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17	0,5%

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>		1,10	1,11	1,11	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

269- Le village de Port-Menier constitue le centre économique de l'île. La majorité de la population insulaire permanente y habite. Cette population augmente considérablement l'été avec la venue de travailleurs saisonniers et des 6 000 à 7 000 visiteurs de la SÉPAQ et des pourvoiries de chasse et de pêche sur l'île. L'économie principale actuelle est le tourisme et l'industrie forestière, mais Port-Menier a déjà été un village prospère de plus de 800 résidents permanents vivant de l'industrie du bois et de la chasse. Les services tel que magasin général, épicerie, station d'essence, banque, restaurant et hôtellerie y sont toujours présents.

⁸⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 62.

270- Bien que peu peuplé, l'attention médiatique des dernières années autour de la beauté de l'île et de ses richesses énergétiques a mené à des records d'achalandage touristique durant la saison estivale et pendant la période de chasse.

271- En juin 2018, la municipalité a tenu un forum sur le futur de l'Île d'Anticosti afin de développer une nouvelle vision collective pour l'île et élaborer une planification stratégique pour l'avenir en mettant l'accent sur son développement communautaire et sur la mise en valeur de son patrimoine. Durant ce forum, plusieurs projets ont été proposés dont l'accroissement de son accessibilité par un lien maritime reliant la Gaspésie à la Côte Nord en passant par Port Menier qui permettrait également une croissance des activités d'affaires sur l'île.⁸¹

272- Durant ce forum, le Conseil des Innus d'Ekuanitshit, la Municipalité de l'Île d'Anticosti et Kruger ont présenté un projet de centrale à la biomasse pour remplacer la centrale au diesel pour produire toute l'électricité requise par l'île et de la chaleur permettant la viabilité de projets structurants de serres alimentaires et/ou commerciales et d'aquacultures tout en arriant la politique de gestion faunique aux activités d'exploitation forestière.⁸²

Le dynamisme des intervenants sur l'Île d'Anticosti suggère que la croissance de la demande électrique et du chauffage pourrait être plus importante que celle prévue par le Distributeur.

⁸¹ **MUNICIPALITÉ DE L'ÎLE-D'ANTICOSTI**, Retour sur le Forum du futur de l'Île d'Anticosti, 2018-09-14, <https://municipalite-anticosti.org/2018/09/14/retour-forum-du-futur-ile-anticosti/>.

⁸² **ÉNERGIE ANTICOSTI**, *Modernisation durable d'un réseau autonome*, Présentation, le 22 juin 2018, https://municipalite-anticosti.org/wp-content/uploads/2018/07/nergie-Anticosti-modernisation-durable-d%E2%80%99un-r%C3%A9seau-autonome_JeanL%C3%A9tourneau.pdf

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1.7.3.3
LE RÉSEAU AUTONOME DE PORT-MENIER

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de constater qu'en juin 2018, la municipalité de l'Île d'Anticosti a tenu un forum sur le futur de l'Île d'Anticosti afin de développer une nouvelle vision collective pour l'île et élaborer une planification stratégique pour l'avenir en mettant l'accent sur son développement communautaire et sur la mise en valeur de son patrimoine. Durant ce forum, plusieurs projets ont été proposés dont l'accroissement de son accessibilité par un lien maritime reliant la Gaspésie à la Côte Nord en passant par Port Menier qui permettrait également une croissance des activités d'affaires sur l'île. Y a également été soumis un projet conjoint du Conseil des Innus d'Ekuanitshit, de la Municipalité de l'Île d'Anticosti et de l'entreprise Kruger visant une centrale à la biomasse qui remplacerait la centrale au diesel pour produire toute l'électricité requise par l'île ainsi de la chaleur permettant la viabilité de projets structurants de serres alimentaires et/ou commerciales et d'aquacultures tout en arrimant la politique de gestion faunique aux activités d'exploitation forestière.

Le dynamisme des intervenants sur l'Île d'Anticosti suggère que la croissance de la demande électrique en général et aussi celle du chauffage électrique pourraient être plus importante que celle prévue par le Distributeur dans son Plan. Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* recommande à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur réévalue la croissance de la demande sur le réseau de Port Menier à cet effet.

7.4 LE CAS PARTICULIER DU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

273- La ville de Schefferville et les communautés autochtones Naskapis de Kawawachikamach et Innus de Matimekossh-Lac John sont alimentés à partir de la centrale hydroélectrique de Mehinek, situés à 50 km au sud de Schefferville, au Labrador. Construite en 1953, la centrale a une puissance de 17,2 MW et malgré un bris important en 2005, elle est toujours en opération. Elle fût opérée par la minière Iron Ore (IOC) jusqu'en 2006 lorsqu'elle fût acquise par la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), une société d'État du gouvernement de Terre-Neuve et Labrador. Un contrat de vente de l'électricité fût ensuite conclu avec Hydro-Québec Distribution avec un coût unitaire de l'ordre de 12 ¢/kWh (annuité croissante).⁸³

274- En 2016, une mini-génératrice diesel de 5,1 MW fut construite pour assurer la demande du réseau lors de la réfection de la centrale hydroélectrique. Aujourd'hui, cette centrale au mazout est en arrêt, mais peut être disponible en cas d'urgence.

**EXTRAIT DU TABLEAU 7.6 :
 CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE 2019**

No.	Centrales	Nb de groupes	Puissance installée	Totale (kW)	Type de combustible	Année de construction	Age moyen des groupes (4) (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) (4)	4Facteur d'utilisation (%) (3,4)	Puissance garantie
22	Schefferville									
22	Menihék ⁽²⁾	3	2 x 4 500, 1 x 8 000	17000	Hydraulique	1953	so	so	49	12 690
23	Schefferville	4	4 x 1 275	5100	Diesel artic	2016	16 536	nd	nd	

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

Note 4 : Les données correspondent au réel observé fin 2018.

275- Dans son présent Plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur rapporte que les ventes réelles constatées à Schefferville ont été supérieures à la prévision du Plan d'approvisionnement de 2017-2026, ce qui a eu pour effet d'augmenter également les ventes prévues dans le présent plan. Cette croissance des ventes dans la période

⁸³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3602-2006, [Pièce B-3, HQD-2, Doc. 1 v.r.](#)

prévisionnelle s'est aussi transposée du côté de la pointe annuelle prévisionnelle qui a également augmentée. Ainsi, la production de la centrale de Menihék était de 41,2 GWh en 2009 et de 50,1 GWh en 2018 et les besoins en puissance sont passés de 9,6 MW à 11,7 MW pour les mêmes années ⁸⁴.

**TABLEAU 7.2-4 :
 HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	720	725	747	779	832	857	865	858	867	863
<i>dont résidentiel</i>	542	548	563	589	634	642	648	631	640	649
Ventes (GWh)	31,04	29,15	33,36	36,19	37,62	38,86	42,87	42,45	43,01	45,08
<i>dont résidentiel</i>	16,92	16,14	18,71	19,92	21,31	21,29	22,53	21,87	21,34	22,72
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,18	8,60	9,81	7,22	7,73	8,36	6,00	4,45	4,17	5,86
Besoins en énergie (GWh)	41,21	37,75	43,17	43,41	45,34	47,22	48,87	46,90	47,18	50,94
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	9,60	9,60	9,50	10,40	10,52	10,78	10,50	10,90	10,80	11,70
Puissance installée	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	22,10	22,10	22,10	22,10

Il est à noter qu'en 1985, le distributeur local — Schefferville Power, filiale d'IOC — avait déjà cessé de restreindre l'utilisation de l'électricité à des fins de chauffe. Depuis, la vaste majorité des immeubles de Schefferville sont tous à l'électricité ce qui explique la forte demande par nombre d'abonnements.

En l'absence de nouveaux projets miniers prévus sur la période couverte par le Plan, l'activité minière, qui fait partie du secteur industriel, a été modélisée sur la base de la croissance des ventes industrielles des années précédentes. Ainsi, sur la période 2019-2029, la croissance du secteur industriel est estimée à 0,2 % annuellement (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, Doc. 1.1](#), Réponse 16.4 à la DDR 2 de la Régie)

⁸⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1](#), page 83.

276- En réponse à la demande de renseignements no.2, Hydro-Québec Distribution précise que ses seuls investissements actuels ou prévus visent des réfections sur la centrale de production hydroélectrique de Menihek ou sur le réseau de transport de cette production, afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Le Distributeur n'aurait reçu aucune demande de raccordement pour un projet minier pour la région et les caractéristiques de projets potentiels (telles que l'appel de puissance et la consommation en énergie) demeurent encore inconnues. Il n'existe aucun plan de conversion du réseau hydroélectrique de Schefferville (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, Doc. 1.1](#), Réponses 16.1, 16.4, 16.7 et 16.8 à la DDR 2 de la Régie).

De façon surprenante, Hydro-Québec Distribution nous informe que le programme d'isolation des entretoits a été abandonné à Schefferville parce que les soumissions reçues ne permettraient pas de le déployer de façon rentable. Des appels de propositions auraient en effet été lancés en 2018 pour la réalisation des travaux mais, après trois appels de propositions, les coûts proposés dans la seule soumission reçue étaient plus de 500 % supérieurs aux coûts maximum acceptables pour assurer la rentabilité de ce programme (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4110-2019, [Pièce B-0092, HQD-5, Doc. 1.1](#), Réponses 16.2 et 26.3 à la DDR 2 de la Régie).

À regret, nous devons donc constater que, même si les coûts évités étaient réévalués à la hausse tel que nous le suggérons en sections 4.2 et 4.3 des présentes et même si un meilleur partenariat était développé avec les communautés locales et même si l'aide financière annoncée par le gouvernement du Québec devenait ici disponible (voir section 4.4), il est peu probable qu'un programme d'isolation d'entretoits à Schefferville devienne rentable. Comme la source d'électricité est déjà une source renouvelable, les sommes pour un tel programme seraient donc probablement mieux utilisées dans un autre réseau autonome.

277- Nous formulons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIÉE-1.7.4

LE CAS PARTICULIER DU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

Le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)* recommande à la Régie de l'énergie de prendre acte, à regret, de la non rentabilité d'un programme d'isolation des entretoits à Schefferville (même si nos recommandations énoncées au présent mémoire étaient mises en œuvre) et donc de l'abandon actuel d'un tel programme.

8

CONCLUSION

278- Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent mémoire, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.

279- Le tout, respectueusement soumis.
