C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3980-2016

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2017-2018
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)

Intervenantes

LES INVESTISSEMENTS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES L'URGENCE POUR LA RÉGIE D'INTERVENIR

RAPPORT

Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie
Jacques Fontaine, Consultant en énergie
Avec la collaboration de Brigitte Blais, Consultante en énergie

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 4 novembre 2016

SOMMAIRE EXÉCUTIF

TABLE DES MATIÈRES

1

LE MANDAT

L'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques)* ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif aux projets d'investissements d'Hydro-Québec Distribution (ci-après *« le Distributeur »*) dans ses réseaux autonomes, ceci dans le cadre de la cause tarifaire 2017-2018 du Distributeur (dossier R-3980-2016 de la Régie de l'énergie).

Le présent rapport est le fruit de notre étude et est remis à nos clientes afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

2

INTRODUCTION : L'URGENCE POUR LA RÉGIE D'INTERVENIR

Dans leur demande d'intervention au présent dossier, nos clientes l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques)* avaient indiqué leur intention d'intervenir au sujet des investissements en réseaux autonomes afin, en premier lieu, de *« vérifier si l'indice de continuité de service (et la durée et la fréquence des pannes) doivent amener une gestion différente des investissements en réseaux autonomes ».* [1] La Régie de l'énergie a autorisé SÉ-AQLPA à traiter de cet enjeu des investissements en réseaux autonomes. [2]

Cet enjeu a pris récemment une tournure urgente puisqu'Hydro-Québec Distribution a déjà lancé de multiples appels de proposition pour des projets d'énergie renouvelable en réseaux autonomes. Les conditions de ces appels de proposition, selon nous, comportent des déficiences majeures, ne tenant pas compte des propres normes techniques d'Hydro-Québec Distribution et de la gestion de ces investissements qui devrait découler des indices de continuité de service dans ces réseaux.

Ces déficiences sont tellement importantes qu'elles risquent selon nous de compromettre de façon majeure tout le déploiement des projets d'énergie renouvelable en réseaux autonomes, et ce avant même que l'on commence à étudier le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* d'Hydro-Québec Distribution au dossier R-3986-2016. Nous rappelons que cela fait déjà 20 ans qu'Hydro-Québec Distribution reporte son déploiement des sources de production renouvelables en réssaux autonomes, malgré de multiples études de faisabilité, de multiples engagements et promesses de sa part et de multiples orientations gouvernementales à cet effet.

Si les démarches actuelles d'Hydro-Québec Distribution ne sont pas corrigées d'urgence, l'on risque de se retrouver encore une fois face à une absence de projets en réseaux autonomes, et ce avant même le déploiement du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, qui ne pourra alors que constater une fois encore l'échec du Distributeur.

---

1 **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3980-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA-0002.

2 **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3980-2016, Décision D-2016-135, paarg. 75.

Nous proposons ci-après une série de recommandations à la régie qui, si elles sont appliquées, pourront – nous le croyons – contribuer à sauver de cet échec le déploiement des projets d'énergie renouvelable en réseaux autonomes

* * *

Les réseaux autonomes sont regroupés en cinq territoires distincts : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord, Schefferville et la Haute-Mauricie. Aux fins du présent rapport, ces cinq zones territoriales sont regroupées en trois situations distinctes qui correspondent principalement aux conditions climatiques particulières des villages *concernés :*

- La première situation particulière est celle des Iles-de-la-Madeleine qui constitue un cas isolé par la nature de sa centrale importante au mazout lourd, par la présence d'une ligne longue de 69 kV et par la présence de conditions climatiques sévères en milieu de l'océan.

- Une autre situation est constituée des territoires de la Côte Nord, de Schefferville et la Haute Mauricie dont les caractéristiques climatiques et la végétation sont assez semblables.

- Finalement, la dernière situation est celle des villages du Nunavik qui est caractérisée par l'éloignement des villages et par l'absence de végétation.

Nous examinons successivement ci-après les investissements déjà prévus par Hydro-Québec Distribution dans chacun de ces réseaux et les problématiques qu'ils soulèvent, principalement afin de *« vérifier si l'indice de continuité de service (et la durée et la fréquence des pannes) doivent amener une gestion différente des investissements en réseaux autonomes »*.

3

LES INVESTISSEMENTS AU RÉSEAU DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE

L'an dernier en 2015, le Distributeur s'est finalement décidé à faire un appel de proposition pour l'installation de production éolienne de 6 MW +/- 10 % aux Îles de la Madeleine alors que le potentiel éolien aux îles de la Madeleine est majeur, ce qui devrait assurer la rentabilité d'un projet éolien, rentabilité que des études ont maintes fois confirmée.

Tel que présentée en 2015, cet appel de proposition présentait cependant quelques failles importantes dont la plus flagrante est l'absence d'études d'impact environnemental alors que le site était choisi par le Distributeur en coordination avec la communauté.

Cette absence a nécessité de reporter le projet (Il s'agissait d'une lacune grave dont nous traiterons dans le chapitre sur le village Whapmagoostui-Kuujjuarapik au Nunavik). Actuellement nous ne savons pas si ces études ont été exécutées mais nous présumons que c'est le casi puisque le projet a été relancé.

Nous ne savons pas non plus si les autres failles vi-après énumérées ont été corrigées puisque nous n'avons pas encore accès aux documents de 2016 et nous ne savons pas s'ils sont différents de ceux de 2015.

Quoiqu'il en soit nous allons illustrer les failles les plus graves que nous avons décelées dans les documents de 2015 pour proposer à la Régie des recommandations. L'appel de proposition de 2015 se trouve toujours sur le site WEB du Distributeur..

D'entrée de jeu, dès la page 7 de cet appel de proposition, on trouve à l'article 1.8.1 une référence aux exigences de raccordement des éoliennes

> ***RACCORDEMENT AU RÉSEAU AUTONOME D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION***
>
> *1.8.1 Normes et exigences techniques pour le raccordement au réseau autonome*
>
> *Le parc éolien que le soumissionnaire propose pour la livraison de l'électricité dans le cadre du présent appel de propositions doit respecter les exigences de raccordement spécifiques décrites à l'Annexe 5. Si les éoliennes choisies par le*

> *soumissionnaire ne permettent pas, par leur conception, de respecter ces normes et exigences techniques, le soumissionnaire doit notamment prévoir l'ajout dans le poste électrique des équipements de compensation dynamique nécessaires pour satisfaire à ces normes et exigences.* [3]

Dès l'article 1.8.4 le Distributeur statue que pour réaliser l'intégration quel que soit la qualité du réseau actuel le promoteur aura le fardeau de faire fonctionner l'ensemble.

> *En plus du schéma unifilaire pour le Réseau collecteur du parc éolien, incluant le premier palier de transformation BT/MT, le soumissionnaire doit fournir l'un des schémas unifilaires simplifiés suivants selon le raccordement qu'il propose, incluant les équipements de compensation pouvant être requis pour satisfaire aux normes et exigences techniques d'Hydro-Québec Distribution, tel que précisé à l'article 1.8.1 (notre souligné)* [4]

Il faut se référer à l'Annexe 5 de cet appel de proposition pour mesurer la portée des ces articles 1.81 et 1.8.4. Voici donc quelques particularités de ce réseau ainsi que quelques exigences du Distributeur qui méritent une attention particulière.

D'abord il faut noter que le niveau de court circuit est faible aux bornes de la centrale diesel et qu'il est encore plus faible à l'endroit de la centrale éolienne. Cette dernière valeur n'est pas fournie par le Distributeur et les impédances de la ligne 69 kV ne sont pas fournies non plus et pour la stabilité dynamique d'un parc éolienne. Ces valeurs sont ppourtant importantes.

> *2.2.4 NIVEAU DE COURT-CIRCUIT*
>
> *Court-circuit triphasé minimum à la barre 69 kV de la centrale thermique*
> *1 machine, 1 transformateur (basé sur x'd) 40 MVA*
> *2 machines, 1 transformateur (basé sur x'd) 68 MVA*
> *2 machines, 2 transformateurs (basé sur x'd) 75 MVA*
> *2 machines, 3 transformateurs (basé sur x'd) 78 MVA*[5]

---

3 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, Projet d'intégration d'un parc éolien aux Îles-de-la-Madeleine, http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/ap-2015-01.pdf , page 7.

4 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, Projet d'intégration d'un parc éolien aux Îles-de-la-Madeleine, http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/ap-2015-01.pdf , page 8

5 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, Projet d'intégration d'un parc éolien aux Îles-de-la-Madeleine, Exigences de raccordement, exigences spécifiques, http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/ap-2015-01.pdf , page 2.

De plus il y a une charge perturbatrice importante qui se situe près de la centrale éolienne comme on peut le constater dans la citation suivante :

> *2.3 DESCRIPTION DE LA CHARGE PERTURBATRICE DE MINES SELEINE*
>
> *La plus grosse charge perturbatrice est actuellement celle du client Mines Seleine. Ce client est alimenté par un poste 69/4.16 kV dont l'impédance du transformateur est de 6.5% sur une base de 9 MVA. Le poste de Mines Seleine est aussi équipé de 3 batteries de condensateurs de 600 kvar. En opération normale, deux batteries de condensateurs shunt sont en service et raccordées à la barre 4,16 kV du client perturbateur.*
>
> *Cette charge est d'environ 4 MW dont une importante partie correspond à l'opération d'un treuil. Le moteur de 710 HP du treuil de la mine est contrôlé par un système à courant continu et l'opération se fait selon une cadence régulière (aux 80 secondes, 45 fois par heure) qui présente les caractéristiques approximatives suivantes :*
>
> *L'opération de ce treuil occasionne des oscillations de fréquence et de tension sur le réseau qui sont de l'ordre de ± 0.15Hz et de ± 0.02 pu de la tension 69 kV de manière répétitive 45 fois par heure.6*

Ce réseau est donc un réseau extrêmement vulnérable, ce qui devrait inquiéter tout promoteur et risque de nuire à la quantité de réponses à l'appel de propositions.

Le Distributeur aurait dû devrait fournir des informations plus complètes sur ce réseau comme il vient de le faire à Obedjiwan et comme il annonçaot la possibilité de le faire pour d'autres réseaux autonomes :

> *En octobre 2016, le Distributeur a préalablement diffusé publiquement certaines informations au sujet de ce réseau en vue de susciter un intérêt avant le lancement de l'appel de propositions. Cette façon de faire pourrait être utilisée à nouveau pour d'autres réseaux.*[7]

[6] Hydro Québec Distribution, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, Projet d'intégration d'un parc éolien aux Îles-de-la-Madeleine, Exigences de raccordement, exigences spécifiques. Page 4

[7] Hydro Québec Distribution Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD2, Document 1, Page 11

RECOMMANDATION NO. 1-1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur de fournir un document plus complet pour l'appel de propositions pour le projet d'investissement éolien des Îles-de-la-Madeleine en particulier sur les déséquilibres de phases, les contenus harmoniques et le niveau de cour circuit sur la ligne 69 kV à l'endroit du raccordement. Le tout par analogie avec ce que le Diastributeur avait fait à Obedjiwan.

En plus de cette considération d'ordre très technique certaines autres prescriptions de l'appel de proposition sont susceptibles de créer des inquiétudes. En particulier les articles suivant doivent être soulignés.

> *Article 1.8.1 .....Le cas échéant, le soumissionnaire doit fournir dans sa soumission les caractéristiques, paramètres et modèles définissant ces équipements de compensation. Les coûts de tels équipements de compensation dynamiques ne sont pas pris en compte par Hydro-Québec Distribution dans l'analyse des soumissions.*[8]
>
> *Article 1.8.2 ... La façon dont les différentes composantes des coûts d'intégration sont calculées et prises en compte au moment de l'analyse des soumissions est décrite à l'article 2.4. Les informations nécessaires à ces études sont décrites à la section 3 de la Formule de soumission.*
>
> *Article 1.8.4 ....En plus du schéma unifilaire pour le Réseau collecteur du parc éolien, incluant le premier palier de transformation BT/MT, le soumissionnaire doit fournir l'un des schémas unifilaires simplifiés suivants selon le raccordement qu'il propose, incluant les équipements de compensation pouvant être requis pour satisfaire aux normes et exigences techniques d'Hydro-Québec Distribution, tel que précisé à l'article 1.8.1 .....*
> *Le soumissionnaire devra prendre en compte les coûts du poste de départ (composé du poste électrique et du Réseau collecteur) dans l'établissement du prix de l'électricité qu'il offre à Hydro-Québec Distribution.*[9]

Ces articles nous laissent perplexes quand au réseau collecteur, quant au poste de départ et quant aux ajouts au réseau. Ces articles laissent supposer que des règles semblables à celles de HQT quant à la politique d'ajout sur le réseau intégré ne seraient pas appliquées pas pour l'intégration de la centrale des Îles-de-la-Madeleine et que le promoteur devrait alors assumer tous les coûts de ces éléments. Bien que gérée par HQD, la ligne de 69 kV est une ligne de transport et elle est identifiée comme telle dans le document R-3980-2016-B-0047-HQT-12, Doc-3, Répartition du coût de service.

---

[8] Hydro Québec Distribution, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, page 7

[9] Hydro Québec Distribution, Appel de proposition A/P 2015-01, sur le site WEB du Distributeur, page 8

RECOMMANDATION NO. 1-2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur applique à son projet éolien des Îles-de-la-Madeleine la même politique d'ajouts que celle en vigueur auprès nd'Hydro-Québec TransÉnergie.

4

LES INVESTISSEMENTS EN HAUTE-MAURICIE - OBEDJIWAN

Le Distributeur a publié sur son site WEB une intention de lancer un appel de proposition pour une centrale à la biomasse : http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

On trouve sur le site un document précisant les caractéristiques du réseau et de la centrale du village dont voici quelques éléments.

> *Article 1.5*
>
> *La protection des lignes est couverte par la protection des groupes diesel qui commande l'ouverture des disjoncteurs d'artères en commençant par la ligne L023.*
>
> *Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de statistiques sur la nature des courts-circuits dans le village. Toutefois, il est probable que ceux-ci soient majoritairement dus à des courts-circuits fugitifs (vents, foudre, arbres, etc.) et qu'il est souhaitable de réenclencher la charge suite à un déclenchement.*
>
> *Le niveau de court-circuit est faible et variable en fonction du nombre d'alternateurs en marche. Le rapport du courant de court-circuit et du courant de charge est aussi faible et variable. Il est pratiquement impossible de coordonner la protection sur le réseau de distribution. Lors d'un court-circuit, c'est l'artère au complet qui est déclenchée.*[10]
>
> *1.6 Compensation réactive*
> *Il n'y a pas de compensation réactive sur le réseau d'Obedjiwan.*[11]

[10] Hydro-Québec Distribution site WEB, page7
http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

[11] Hydro-Québec Distribution site WEB, page 8
.http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

1.8 Déséquilibre de tension en régime permanent

Déséquilibre de tension 60 Hz vu à la barre du poste < 3 %
= (V_2/V_1) x 100 % où
V_2 = tension de séquence inverse à 60 Hz
V_1 = tension de séquence directe à 60 Hz

1.9 Déséquilibre de courant en régime permanent

En régime permanent, la différence maximale entre le courant de phase le plus élevé et celui le moins élevé d'un moteur ne doit pas dépasser 20 % de son courant nominal. Toutefois, il arrive que cette limite soit dépassée. Des actions sont alors prises pour régler la situation.

1.11 Distorsions harmoniques

Niveau global de distorsion harmonique de tension pouvant apparaître sur le réseau en régime permanent :
- Niveau de distorsion totale de tension (THDv- somme RMS) : 8 %

1.13 Courants de court-circuit

Les courants de court-circuit peuvent être relativement faibles sur le réseau d'Obedjiwan. De façon générale, à la barre des petites centrales (2-10 MW) comme celles des réseaux autonomes, les courts-circuits ne dépassent pas les valeurs suivantes :

Icc 3 phases	*8 kA*	*6 kA*
Icc 1 phase	*12 kA*	*10 kA* [12]

La charge de la scierie d'Obedjiwan varie typiquement entre 200 et 850 kW. Des fluctuations de l'ordre de 500 kW / 30 s surviennent régulièrement. En raison de l'activité de la scierie, le niveau de distorsion harmonique de tension individuelle (Vh) peut comporter des enjeux lors du raccordement d'autres équipements de production.[13]

[12] Hydro-Québec Distribution site WEB, page 9
.http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

[13] Hydro-Québec Distribution site WEB, page 10
.http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

Selon ce document, le réseau est extrêmement vulnérable et comme le dit la dernière phrase :

> *le niveau de distorsion harmonique de tension individuelle (Vh) peut comporter des enjeux lors du raccordement d'autres équipements de production.*[14] *(notre souligné)*

De plus le courant de court circuit peut être aussi extrêmement faible selon le nombre d'alternateurs en service. Il est donc à prévoir que des ajouts au réseau seront nécessaires et la question que nous avions rencontrée dans le dossier Îles de la Madeleine concernant la politique d'ajout au réseau se pose.

RECOMMANDATION NO. 1-3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur applique à son projet biomassique d'Obedjiwan la même politique d'ajouts que celle en vigueur auprès d'Hydro-Québec TransÉnergie.

[14] Hydro-Québec Distribution site WEB, page 10

.http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/

5

LA SITUATION AU NUNAVIK, VILLAGE WHAPMAGOOSTUI-KUUJJUARAPIK

Il y a 14 villages au Nunavik et leurs situations sont très semblables. Chaque village est alimenté par une centrale diesel dont les caractéristiques sont très semblables en termes de comportement dynamique et dont le mode d'exploitation est aussi très semblable.

Nous allons étudier la situation du village Whapmagoostui-Kuujjuarapik qui est typique des autres villages parce que dans les consultations et les travaux que nous effectués nous avons réussi à obtenir une quantité d'information significative.

Nous avons aussi obtenu plusieurs mandats de la compagnie Nimshu Iskudow (NI) qui est mandaté par la communauté Cree du village Whapmagoostui-Kuujjuarapik pour promouvoir la construction d'une centrale hybride, en assurer la réalisation et en conduire la négociation avec Hydro-Québec Distribution. Depuis 2012 la compagnie plusieurs millions de dollars en étude diverses pour s'assurer de la faisabilité du projet. Parmi celles-ci il faut citer:

- Une étude de faisabilité d'une centrale éolienne.
- Une étude complète d'impact environnemental.
- Une étude de localisation qui respecte les exigences de NAV CANADA.
- Des études de vents et de productible éolien basé sur les données d'Hydro-Québec
- Des études de faisabilité d'une centrale biomasse et des garanties d'approvisionnement de la matière ligneuse
- Des études de comportement dynamique de l'ensemble incluant l'ajout d'une batterie de 2 MW-1 heure.

En 2015 NI a mandaté la firme de génie conseil Breton Banville pour interpréter la mesure la qualité de l'onde sur le réseau et identifier les problèmes potentiels.

Deux problèmes majeurs ont été identifiés, d'abord la présence fréquente d'un déséquilibre de phase qui est semblable à celui qui a été identifié à Obedjiwan. Nous citons à nouveau la situation d'Obedjiwan:

> *Le niveau de court-circuit est faible et variable en fonction du nombre d'alternateurs en marche. Le rapport du courant de court-circuit et du courant de charge est aussi faible et variable. Il est pratiquement impossible de coordonner la protection sur le réseau de distribution. Lors d'un court-circuit, c'est l'artère au complet qui est déclenchée.*

Ensuite le consultant a identifié la présence d'un contenu harmonique qui à l'occasion dépasse 10 %. Selon nous cette situation provient aussi du faible niveau de court circuit et du fait qu'à l'occasion il n'y qu'un seul alternateur pour fournir l'énergie au village. En effet durant la nuit il n'y a pas d'opérateur et dans ces cas il est préférable d'exploiter avec une seule génératrice.

Ces deux situation sont complètement hors norme et font qu'il serait totalement impossible pour tout promoteur de répondre à un appel de proposition en respectant des exigences comme celles qui sont exigées aux Îles de la Madeleine et que nous avons soulignées au présent rapport.

C'est notre avis que les raisons qui expliquent ces deux problèmes vont se retrouver dans chaque village et que la qualité de service dans tous ces villages ne peut pas se comparer à celle de clients et abonnés du réseau intégré. Cette situation nous incite à penser que dans tous les villages des réseaux autonomes l'intégration d'une centrale d'énergie renouvelable représentera un défit technique plus important que dans le réseau intégré. Cette intégration nécessitera des investissements de la part d'HQD et des investissements de tout promoteur qui voudrait répondre à un appel de proposition. Depuis 2007 nous suggérons à la Régie et au Distributeur un plan de développement qui pourrait éviter les difficultés du JED à haute pénétration. Voici ce que nous avions recommandé à cette époque:

> *RECOMMANDATION NO. 3 :*[15]
> *Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à orienter sa stratégie d'implantation du jumelage éolien-diesel en réseau autonome vers la faible ou la moyenne pénétration, lesquelles pourraient plus rapidement être réalisées dans tous les villages du Nunavik (sous réserve du délai disponible avant le raccordement de Kuujjuarapik au réseau principal et sous réserve de l'éventualité d'un projet hydroélectrique Inukjuak), à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.*

Nous avons écrit une autre rapport pour le plan d'approvisionnement de 2010 faisant la promotion des énergies renouvelables en réseaux autonomes et nous agissons depuis 2012 comme conseiller technique pour la communauté Cree de Whapmagoostui-Kuujjuarapik qui a

---

15 **SE-AQLPA** Dossier R-3648-2008, C9-AQLPA-03_Rapport Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine Plan d'approvisionnement des Réseaux Autonomes

depuis engagé des sommes considérables dans le développement d'un projet de centrale hybride et qui souhaite depuis ce temps que le Distributeur propose un appel de proposition auquel la communauté pourrait répondre.

Nous renouvelons notre recommandation que la politique des ajouts au réseau s'applique aussi réseaux autonomes ce qui pourrait grandement facilité la situation pour les promoteurs et nous faisons la recommandation suivante

RECOMMANDATION NO. 1-3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur lamce un appel de proposition pour l'implantation d'énergie renouvelable au village de Whapmagoostui-Kuujjuarapik de façon à répondre aux voeux de la Régie depuis longtemps exprimés et de façon à répondre à la politique gouvernementale en cette matière.

La situation de l'aréna À Whapmagoostui-Kuujjuarapik

En 2009 la communauté Cree de Whapmagoostui-Kuujjuarapik a projeté la construction d'un centre communautaire comprenant un aréna. À ce moment là Hydro-Québec suivant ses prérogatives tel que citées dans la lettre de Monsieur Matthew Mukash qui est déposée au dossier a informé la communauté que l'aréna ne pouvait être alimenté.

> *Our problem is that Hydro-Québec is claiming that this text is vague enough to permit it to interrupt all such supply the whole year, on a continuous basis. The consequence is that Hydro- Québec Distribution has been refusing for years to provide any electrical supply for maintaining ice in WFN community's arena, thus forcing us to install a diesel electric generator, which is both more polluting and costly to the community than an electric supply from Hydro-Québec's power plant would have been.*[16]

La communauté s'est équipé d'une génératrice diesel de 455 kW et qui fonctionne 8 mois par année, les autres mois la fabrication de la glace est arrêtée et la génératrice cesse de fonctionner et l'alimentation des services commun et fourni par Hydro-Québec. Pour illustrer les conséquences de cette situation nous avons demandé et obtenu un relevé des factures d'électricité payées par la communauté pour une année type soit l'année 2013.

Voici ce relevé

[16] R-3980-2016-C-SÉ-AQLPA-0008-DemInterv-Déc-2016_10_21

2013

METER: 640EA034955

FROM	TO	#DAYS	AMOUNT	MWH
2013-01-09	2013-02-05	28	$2,5I8.46	34,920
2013-02-06	2013-03-07	30	$2,123.25	28,440
2013-03-08	2013-04-09	33	$2,333.28	30,600
2013-04-10	2013-05-08	29	$2,989.76	32,760
2013-05-09	2013-06-1 1	34	$5,305.45	70,920
2013-06-1 2	2013-07-10	29	$3,148.87	36,720
2013-07-1 1	2013-08-05	26	$3,449.54	44,280
2013-08-06	2013-09-06	32	$4,093.85	51,840
2013-09-07	2013-10-07	31	$2,618.37	29,880
2013- 10-08	2013-1 1-05	29	$2,035.58	27,360
2013-1 1-06	2013-12-05	30	$2,839.45	32,760
2013-12-06	2014-01-07	33	$3,365.75	36,720
		364	$36,821.61	457,200

METER: 392RD005923

FROM	TO	#DAYS	AMOUNT	KWH
2013-01-09	2013-03-05	56	$69.05	0
201 3-03-06	2013-05-08	64	$78.91	0
2013-05-09	2013-07- 10	63	$77.68	0
2013-07-1 I	2013-09-08	60	$73.98	0
201 3-09-09	2013-1 1-05	58	$71.51	0
2013-1 1-06	2014-01-07	63	$77.68	Q
		364	$448.81	0

Ce relevé fourni des informations très intéressantes puisqu'il nous indique que pour les mois d'été alors que l'aréna ne fonctionne pas, soit de mai à août inclusivement, la consommation est beaucoup plus grande que pour les mois d'hiver. En effet lorsque l'aréna est fermé la génératrice de 455 MW qui fabrique la glace et qui alimente les services communs est arrêtée et la charge des services communs est alors transférée sur le réseau d'Hydro-Québec.

On peut donc calculer assez facilement la quantité d'électricité produite par la génératrice durant l'hiver pour les services communs et qui aurait normalement du être alimentés par Hydro-Québec. Nous avons fait ce calcul dans le tableau suivant dans lequel nous avons considéré que le coût de production de cette électricité par la génératrice était le même que les coûts évités calculés par Hydro-Québec pour l'année 2013 qui était de 0,5274 $/kWh. C'est assurément un coût minimum puisque cette génératrice n'a pas un rendement aussi performant que la centrale d'HQD et que les coûts d'entretien sont certainement plus élevés que ceux calculés par HQD.

Pour faire ce tableau nous avons donc pris la moyenne de consommation pour les 4 mois de hiver-printemps, la moyenne de consommation pour les 4 mois d'automne-hiver et les 4 mois de consommation d'été qui nous a permis d'évaluer le quantité d'électricité consacrée aux services communs.

Tableau
Coût différentiel pour les services communs de l'aréna

_	_	kWh totaux produits	kWh fourni par la génératrice	kWh fourni par Hydro-Québec
4 mois jan,fév,mars,avril 2013	kWh	203760	77040	126720
4 mois, mai juin,juil,août 2013	kWh	203760	0	203760
M 4 mois, sept,oct,nov déc 2013	kWh	203760	77040	126720
Total d'énergie facturée pour année	kWh	611280	154080	457200
Montant facturé par HQD	$			36821,61
Coûts évités 2013	$/kWh		0,5274	
Coûts moyen facturés par HQD	$/kWh			0,0805372
Coût minimum de production de la génératrice	$		81261,79	
Facture potentiel sans génératrice	$		12409,17	
Coût différentiel pour les services communs alimentés par la génératrice	$		68852,62	

Ce tableau démontre donc que la communauté a déboursé en 2013 81261,79 $ pour les services communs de l'aréna autres que la fabrication de la glace alors que la facture aurait du être de 12409,17 $ si ce service avait été rendu par Hydro-Québec, donc une perte réelle de 68852,62 $ pour la communauté.

Ce montant n'inclut évidemment pas le coût de fabrication de la glace qui s'élève à plus de 250 000 $/année. L'aréna a été mis en service en 2011-2012 et la situation se reproduit à chaque année depuis.

Techniquement il n'est pas possible d'isoler une génératrice sur la fabrication de la glace sans y inclure d'autres charges. La seule autre solution aurait été d'exploiter la génératrice en parallèle avec la centrale d'HQD.

6
LA SITUATION À SCHEFFERVILLE

6.1 INVESTISSEMENTS 2006 À 2026

En réponses à des questions de la Régie, le Distributeur nous informe que de 2006 à 2015 les investissements ont totalisés 58,9 M$ à la centrale de Schefferville et qu'il ajoutera un montant de 42,9M$ à l'horizon 2026, pour un total de 101,8M$ (sans tenir compte des projets d'ajout de génératrices d'urgence, qui totalise 6,4 M$ en 2016 et 2017. [17]

Nous avons voulu vérifier que le niveau de ces investissements respectait la décision D-2006-123 du dossier R-3602-2006. [18]

Le coût était alors évalué à 12 ¢/kWh :

> *Le coût unitaire estimé pour l'approvisionnement de la région de Schefferville est de l'ordre de 12 ¢/kWh. Ce coût est la somme (i) du coût de l'énergie prévu au Contrat à 3 ¢/kWh pour les 40 premiers GWh/an et de 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire et (ii) des autres coûts assumés par le Distributeur pour la réfection des équipements de production et de transport et les autres charges d'exploitations énumérés à l'article 5.01 du Contrat*. [19]

En nous basant sur la prévision de la demande 2013 à 2023 du Plan d'approvisionnement 2013-2023 du Distributeur nous déterminons que le coût unitaire des investissements est de l'ordre de 11,4 ¢/kWh Ce calcul est évidemment approximatif puisque la durée de vie des investissements est, pour une centrale hydroélectrique passablement longue. Le tableau suivant illustre ce résultat :

---

17 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0072, HQD 16, Document 1.2, Réponses numéro 37.3 et 37.4 à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, tableau R-37.3, page 85 et tableau R-37.4, page 86; **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0039, HQD 9, Document 9.5, Annexe C, tableau C-2, page 37.

18 **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3602-2006, Pièce A-7Décision D-2006-123.

19 **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3602-2006, Pièce A-7, Décision D-2006-123, page 3.

Tableau 1 Valeur actualisée en ¢/kWh des investissements à Schefferville

		Besoins en énergie* GWh	Investissements** M$	Coût unitaire ¢/kWh
Taux d'actualisation de 0,05248 tiré de R-3980-2016, B-0027, HQD-4, Document 4, Tableau A-1, page 13	**Actualisés**	**614,48**	**69,97**	**11,4**
2006 à 2012 Taux de croissance des besoins selon le Plan 2013-2023 R-3864-2013 pour la période 2013 à 2023 de 2,37%	2006	39,6	3,2	
	2007	40,6	33,4	
	2008	41,5	2,5	
	2009	42,5	1,3	
	2010	43,5	1,0	
	2011	44,6	3,6	
	2012	45,6	2,0	
***HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3964-2013, Pièce B-0010, HQD 2, Document 2, Annexe 2C, tableau 2C-5, page 54	2013	46,7	2,7	
	2014	48,9	3,8	
	2015	50,5	5,4	
	2016	52,0	7,0	
	2017	53,0	11,5	
	2018	54,2	5,7	
	2019	55,3	5,1	
	2020	56,6	5,2	
	2021	57,3	1,4	
	2022	58,2	1,5	
	2023	59,0	1,5	
2024 à 2026 Taux de croissance des besoins selon le Plan 2013-2023 R-3864-2013 pour la période 2013 à 2023 de 2,37%	2024	60,4	1,5	
	2025	61,8	1,5	
	2026	63,3	1,0	

** **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0072, HQD-16, Document 1.2, réponses numéro 37.3 et 37.4 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, tableau R-37.3, page 85, et tableau R-37.4, page 86

Dans le dossier R-3602-2006, les solutions alternatives étaient plus onéreuses :

> *Le Distributeur a comparé le coût d'approvisionnement mentionné plus haut aux coûts d'autres solutions : 40,2 ¢/kWh pour une centrale thermique diesel, 20,0 ¢/kWh pour une centrale thermique à la biomasse forestière et 43,1 ¢/kWh pour*

> *raccorder le réseau de Schefferville au réseau du Distributeur à partir de Fermont. Le Distributeur écarte la solution éolienne. Vu la nature intermittente du vent, cette solution nécessite un couplage obligatoire avec une autre source pouvant offrir puissance et énergie en tout temps. Ces coûts seraient prohibitifs selon la preuve au dossier*. [20]

De plus, il faut tenir compte des obligations du Distributeur comme le rappelle le régisseur Lassonde :

> *Vu que le Projet incombe au Distributeur en vertu de la Loi, qu'il a la responsabilité de produire l'électricité nécessaire à l'alimentation en électricité de la région de Schefferville, qu'il devra investir des montants importants pour assumer ses nouvelles obligations et qu'il a droit à une certaine prévisibilité à l'égard de ses engagements financiers et à une autorisation claire avant d'aller plus loin dans ce Projet, la Régie autorise le Projet, sujet à ce qui suit relativement aux coûts et investissements découlant du Contrat.*[21]

Nous sommes toujours confortés sur le choix de la centrale Menihek pour alimenter Schefferville et nous recommandons à la Régie de l'énergie de se déclarer satisfaite des investissements prévus par le Distributeur à cette centrale.

RECOMMANDATION NUMÉRO

Nous sommes toujours confortés sur le choix de la centrale Menihek pour alimenter Schefferville et nous recommandons à la Régie de l'énergie de se déclarer satisfaite des investissements prévus par le Distributeur à cette centrale.

[20] **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3602-2006, Pièce A-7, Décision D-2006-123, page 3.

[21] **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3602-2006, Pièce A-7, Décision D-2006-123, page 11

7
LA SITUATION AU VILLAGE DE LA ROMAINE

En réponse à des questions de la Régie, le Distributeur nous fait part :

> *38.1 Veuillez indiquer quand le Distributeur a l'intention de déposer les demandes 'autorisation d'investissement, en vertu de l'article 73, visant les réseaux de Schefferville et du village La Romaine.*
> *Réponse :*
> *Le Distributeur entend déposer au dernier trimestre de 2016 et au premier trimestre de 2017, respectivement, une demande d'autorisation pour les 3réseaux de Schefferville et de La Romaine.*
> *38.2 Veuillez indiquer si les analyses mentionnées en référence (iii) prennent en compte la mise à jour d'un projet sur la rivière Olomane ou les résultats possibles de l'appel de propositions mentionné en référence (iv).*
> *Réponse :*
> *Comme le Distributeur le soulignait dans sa réponse mentionnée à la référence (iii), il doit composer avec une centrale dont la durée de vie utile est atteinte et compte débuter rapidement les travaux de raccordement après avoir obtenu les autorisations nécessaires.*
> *38.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend lancer l'appel de proposition visant la conversion du village de La Romaine et d'en attendre les résultats avant de déposer sa demande d'autorisation d'investissement pour le raccordement du village la Romaine.*
> *Réponse :*
> *8 Voir la réponse à la question 38.2.*[22]

Nous nous sommes déjà montrés très critique par rapport à la centrale projetée sur la centrale Olomane :

> *Il ressort de notre étude que l'intégration d'une centrale de 5 MW sur le réseau Natashquan-La Romaine à 26,4 kV serait difficile et constituerait, dans le meilleur cas, une limite supérieure en supposant que la coordination des*

[22] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0072, HQD 16, Document 1.2, Réponses numéro 38.1 à 38.3 à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, tableau R-37.3, page 88.

> *protections puisse permettre des déclenchements de l'ordre de 14 cycles avec la compensation série.*[23]

Dans le nouveau plan d'approvisionnement qui vient d'être déposé dossier 3986-2016, le Distributeur annonce son intention de revenir devant la Régie pour présenter le raccordement du village au réseau intégré.

> *Toutefois, des réévaluations réalisées en 2016 par le Distributeur, notamment sur le niveau des investissements nécessaires pour réaliser le raccordement, confirment les avantages associés à cette solution par rapport à la construction d'une nouvelle centrale thermique. Le Distributeur déposera donc une nouvelle demande d'autorisation à cet effet à la Régie en vue d'une mise en service d'ici 2019.*[24]

Nous sommes en accord avec l'orientation du Distributeur d'aller vers l'intégration du réseau de la Romaine au réseau intégré et nous recommandons à la Régie de bien recevoir cette demande d'autorisation à venir.

RECOMMANDATION NUMÉRO

Nous sommes en accord avec l'orientation du Distributeur d'aller vers l'intégration du réseau de la Romaine au réseau intégré et nous recommandons à la Régie de bien recevoir cette demande d'autorisation à venir.

---

[23] **Jean-Claude DESLAURIERS pour SÉ-AQLPA**, Dossier R-3688-2009, pièce C-2-9, SÉ- AQLPA 2. Document 1, page 13.

[24] Hydro Québec Distribution Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD2, Document 1, Page 11

6

SITUATION DES COÛTS ÉVITÉS

La Régie sans sa décision sur les coûts évité a statué que:

> *[14] La Régie considère donc plus approprié que, cette année, le débat sur la méthodologie des coûts évités en réseaux autonomes soit fait dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.*
>
> *[15]* ***En conséquence, la Régie reporte l'examen du rapport de la firme d'experts IC International sur la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes au prochain dossier du Distributeur portant sur son plan d'approvisionnement 2017-2026, qui sera déposé à la Régie à l'automne 2016.*** [25]

Conséquemment nous ne remettrons pas en question la méthodologie utilisée conservant ce sujet pour le plan d'approvisionnement mais nous sommes d'avis que les coûts évités sont actuellement sous-évalués ce qui a un impact sur les programmes d'économie d'énergie et sur la probabilité d'intéresser des promoteurs à risquer des investissements lors d'appel de proposition ou lors de négociations directes avec le Distributeur.

[25] Hydro-Québec Distribution, R-3980-2016-A-0010-Décision D-2016-135, -2016_09_15

7

LA QUALITÉ DE SERVICE EN RÉSEAU AUTONOME

On a vu dans les sections précédentes que les contraintes techniques en réseaux isolés sont importantes et sont susceptibles de freiner le développement de production de source renouvelable. Les indices de continuité de service I.C. par réseau ne sont pas publiés de même que les indices SAIDI et SAIFI alors que ceux-ci pourrait être très différents de ceux du réseau intégré.

En général les réseaux autonomes sont vulnérables à des pannes prolongées à cause de leur éloignement qui rendent difficiles les interventions rapides. De plus, le fait que dans beaucoup d'endroit il n'y a pas d'exploitant la nuit et qu'on opère avec un seul alternateur prolonge la durée des pannes. En contrepartie la structure concentrée des réseaux fait que la fréquence des pannes devrait être plus faible. Les villages ne sont pas très étendus, il n'y a pas de ligne longue à l'exception des Iles de la Madeleine de sorte qu'il devrait y avoir moins de pannes dues à la foudre que dans des villages desservies par des lignes longue. De plus au nord du 53 e parallèle il y a peu de végétation qui soit susceptible de rentrer en contact avec les lignes de distribution.

En conclusion nous pensons que l'indicateur IC devrait être sensiblement plus grand que pour le réseau intégré et selon ce que nous avons analysé l'indicateur SAIDI devrait être plus grand aussi alors que l'indicateur SAIFI devrait être plus petit.

On a vu dans les sections précédentes des débalances de phases importantes qu'on ne retrouve pas en réseau intégré et des contenus harmoniques tout à fait hors norme. Le réseau autonomes ont des caractéristiques très différentes et des faiblesses inhérentes qu'il n'est pas facile de corriger de sorte que la qualité de service peut y être déficiente et de sorte que les exigences du Distributeur vis à vis les nouvelles productions d'énergie renouvelable devrait être adaptées. Nous avons constaté que le Distributeur a des exigences qu'il ne respecte lui-même parce que cela est très difficile et nécessiterait des investissements importants.

La situation des réseaux autonomes est tout à fait particulière et il faut en tenir compte dans l'évaluation de la performance du Distributeur. Il devrait donc y avoir des indicateurs de performance particuliers associés à ces réseaux.

RECOMMANDATION

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de publier de façon systématique les indices de qualité de service I.C. SAIDI et SAIFI à chaque cause tarifaire et d'en publier l'historique des dix dernières années.

RECOMMANDATION

Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il adapte ses normes de qualité de services et ses exigences de raccordement à la situation réelle des réseaux autonomes.

4.3.3 Réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur en réseaux autonomes et des solutions pour éliminter le chauffage électrique (D-2016-033)

Dans sa décision D-2016-033[26], la Régie demande :

> [727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la **réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur**, en période de pointe notamment, et le déploiement de **solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison**. **[en gras par nous]**

En réponse à notre DDR SÉ-AQLPA 1.9 où nous demandions si un programme d'isolation des entretoits… avait déjà été offert au Nunavik, le Distributeur nous renvoie à un constat rapporté l'an dernier au dossier R-3933-2015, pièce HQD-10, doc. 1, section 3.4, soit :

> *…une cinquantaine d'audits énergétiques ont été effectués et révèlent :*
> - *que l'isolation thermique et l'étanchéité à l'air ne présentent pas de faiblesses significatives et ne peuvent être améliorées que si des travaux de rénovations majeures sont envisagés ;*

Nous avons donc vérifié ce que HQD a fait cette année.

[26] **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Décision 2016-033, Dossier R-3933-2016, page 192. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-A-0064-Dec-Dec-2016_03_08.pdf

Pour ce qui est des chauffe-moteur, nous sommes satisfaits de voir le projet-pilote de minuterie pour chauffe-moteur mené auprès de 50 ménages. Nous sommes impatients de voir les résultats.

Pour ce qui est des *solutions pour éliminier le chauffage électrique des remises et des entrées de maison*, il semble que la seule solution que HQD ait trouvée soit la sensibilisation, par divers moyens.

Bien que la sensibilisation soit sans doute efficace, nous aurions aimé voir des mesures plus concrètes, comme un programme d'isolation des remises ou d'aménagement d'entrées fermées.

RECOMMANDATION NUMÉRO 8
Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter le Distributeur à trouver des solutions techniques aux problèmes du chauffage électrique des remises et des entrées de maisons, en plus des interventions de sensibilisation déjà en marche.

3

Y A-T-IL DU SOLEIL AU NORD ?

Le

3

Y A-T-IL DU SOLEIL AU NORD ?

Le

3

Y A-T-IL DU SOLEIL AU NORD ?

Le

4

CONCLUSION

Nous invitons doncrespectueusement la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.