



Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023

Dossier R-3864-2013

Mémoire du RNCREQ

Présenté à la Régie de l'énergie

**15 mai 2014
Version 1.0**

Rédaction

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

Collaboration

Me Annie Gariépy, avocate

Bernard Saulnier, expert-conseil

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec

Sommaire

Introduction de la preuve du RNCREQ	4
A. Les réseaux autonomes	5
1. Prévission des besoins en énergie en réseaux autonomes.	5
2. Réseau de Schefferville	10
2.1 Consommation unitaire en énergie.....	10
2.2 Consommation unitaire en puissance	13
2.3 Impact d’une augmentation de la facture d’électricité.....	16
2.4 Potentiel technico-économique d’efficacité énergétique.....	20
3. Pertes électriques en réseaux autonomes	23
4. (Section à venir).....	29
B. RÉSEAU INTÉGRÉ	30
1. Utilisation des conventions d’énergie différée	30
2. Réseau intégré – revente des surplus sur les marchés limitrophes	36
3. Mesurage net	38
3.1 Contexte	38
3.2 Historique et tendances	39
4. Rapport de P. Raphals	42
5. Conclusions et recommandations	42
Prévission des besoins en énergie en réseaux autonomes.	42
Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en énergie	42
Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en puissance.....	43
Réseau de Schefferville - Impact d’une augmentation de la facture d’électricité	43
Réseau de Schefferville - Potentiel technico-économique d’efficacité énergétique	43
Pertes électriques en réseaux autonomes	44
Réseau intégré – Utilisation des conventions d’énergie différée	44
Réseau intégré – Revente des surplus sur les marchés limitrophes	44

Introduction de la preuve du RNCREQ

Dans le cadre du dossier R-3864-2013, portant sur la *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec («RNCREQ») aborde principalement les aspects suivants

A. Les réseaux autonomes

1. La prévision de la demande en réseaux autonomes;
2. La problématique des pertes électriques en réseaux autonomes;
3. L'analyse du réseau de Schefferville : besoins élevés, élimination du rabais sur la facture d'électricité, potentiel de gestion de la demande;
4. La problématique de la substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes

B. Le réseau intégré

1. L'utilisation de l'électricité patrimoniale;
2. La possibilité de revendre une partie des surplus du Distributeur;
3. Et, le programme d'autoproduction *Mesurage net*.

Il a également demandé la production d'un rapport d'analyse externe : Un rapport d'analyse de Philip Raphals du Centre Hélios, concernant l'utilisation potentielle des compteurs « de nouvelle génération » afin d'aider le Distributeur à rencontrer ses besoins en puissance.

Le RNCREQ se réserve toutefois le droit de traiter en audience dans le cadre de son contre-interrogatoire et/ou de son argumentaire des autres sujets dont traite la preuve d'HQD et qui intéresse l'intervenant.

A. Les réseaux autonomes

1. Prévion des besoins en énergie en réseaux autonomes.

Le Distributeur mentionne que sa méthodologie concernant la prévision de la demande en électricité des réseaux autonomes se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements¹. Il précise que la prévision de la demande intègre les objectifs des interventions commerciales en cours qui tiennent compte des efforts du Distributeur pour exploiter les mesures identifiées dans le Potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.²

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ³, le Distributeur précise qu'il ne produit pas de prévision du nombre total d'abonnement mais que seulement une prévision du nombre d'abonnements au secteur *Résidentiel et agricole* est effectuée. Ainsi, la prévision des ventes aux secteurs autres que *Résidentiel et agricole* ne s'appuie pas directement sur une prévision d'abonnements.

Pour illustrer cette méthodologie, le RNCREQ a préparé le tableau suivant qui montre que la croissance totale des ventes du secteur *Résidentiel et agricole* correspond à la croissance des abonnements et de la consommation unitaire.

¹ HQD-2, document 1, page 10

² HQD-4, document 6, question 30.2, page 17

³ HQD-4, document 6, question 32.1, page 23

Tableau 1 : Prédiction des ventes au secteur Résidentiel et agricole par territoire

Prédiction des ventes au secteur Résidentiel et agricole par territoire												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance annuelle
Îles-de-la-Madeleine												
Abonnements résidentiel et agricole	6661	6725	6799	6870	6930	6982	7034	7086	7131	7170	7199	0,8%
Ventes résidentiel et agricole GWh	96,7	98,3	99,8	101,6	102,5	103,7	104,8	106,4	107,1	108,1	108,9	1,2%
consommation unitaire MWh/abonnement	14,52	14,62	14,68	14,79	14,79	14,85	14,90	15,02	15,02	15,08	15,13	0,4%
Nunavik												
Abonnements résidentiel et agricole	5252	5479	5706	5934	6161	6388	6615	6840	7065	7288	7507	3,6%
Ventes résidentiel et agricole GWh	35	36,1	37,1	38,4	39,5	40,8	42,1	43,5	44,7	46	47,3	3,1%
consommation unitaire MWh/abonnement	6,66	6,59	6,50	6,47	6,41	6,39	6,36	6,36	6,33	6,31	6,30	-0,6%
Basse-Côte-Nord												
Abonnements résidentiel et agricole	2323	2331	2339	2346	2353	2359	2364	2368	2372	2375	2377	0,2%
Ventes résidentiel et agricole GWh	49,9	50,4	50,9	51,7	51,9	52,4	52,9	53,5	53,7	54,1	54,5	0,9%
consommation unitaire MWh/abonnement	21,48	21,62	21,76	22,04	22,06	22,21	22,38	22,59	22,64	22,78	22,93	0,7%
Schefferville												
Abonnements résidentiel et agricole	611	633	655	677	697	717	735	753	770	785	800	2,7%
Ventes résidentiel et agricole GWh	20,9	21,9	22,6	23,4	24	24,6	25,2	25,9	26,3	26,8	27,2	2,7%
consommation unitaire MWh/abonnement	34,21	34,60	34,50	34,56	34,43	34,31	34,29	34,40	34,16	34,14	34,00	-0,1%
Haute-Mauricie												
Abonnements résidentiel et agricole	514	528	541	555	568	581	595	612	630	648	666	2,6%
Ventes résidentiel et agricole GWh	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	2,5%
consommation unitaire MWh/abonnement	10,31	10,23	10,35	10,27	10,21	10,33	10,25	10,29	10,16	10,19	10,21	-0,1%

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ⁴, le Distributeur mentionne que la diminution de la consommation unitaire des réseaux du Nunavik pourrait résulter notamment, des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur et de la réduction du nombre de personnes par ménage qui découle des programmes de construction de maisons au Nunavik. Ainsi, le Distributeur prévoit que la consommation unitaire des réseaux du Nunavik sera en décroissance de 0,6 % par année sur la période 2013 à 2023.

Par ailleurs, selon le Distributeur, l'augmentation annuelle de 0,4% et de 0,7% de la consommation unitaire prévue aux réseaux Îles-de-la-Madeleine et Basse-Côte-Nord (dont le réseau de Lac-Robertson) pourrait résulter d'ajout d'équipements électriques, notamment en raison de nouveaux appareils électriques disponibles sur le marché.⁵

En ce qui concerne les ventes des secteurs autres que *Résidentiel et agricole*, le RNCREQ présente le tableau suivant où on peut constater que le ratio des ventes de ce secteur par rapport aux ventes totales demeure approximativement inchangé entre la période

⁴ HQD-4, document 6, question 31.1, page 19

⁵ HQD-4, document 6, question 31.2, page 19

historique et la période de prévision, ce qui signifie que les ventes des autres secteurs auraient la même croissance que celles du secteur *Résidentiel et agricole*.⁶

Tableau 2 : Ratio de ventes résidentielles par rapport aux ventes totales

	Ventes résidentielles/Ventes totales	
	Historique	Prévisions
Réseaux autonomes	0,54	0,55
IdeM	0,54	0,56
BCN	0,64	0,63
Schefferville	0,55	0,57
Haute-Mauricie	0,42	0,45
Nunavik	0,45	0,45
Lac Robertson	0,64	0,63

De plus, la prévision des besoins totaux en énergie comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.

Le tableau suivant, tiré de la preuve du Distributeur⁷, présente les besoins en énergie des réseaux autonomes.

⁶ Le réseau Lac-Robertson fait partie du réseau BCN, mais est présenté séparément parce qu'il présente des caractéristiques propres.

⁷ HQD-2, document 1, page 10

Tableau 3 : Prédiction des besoins en énergie par territoire (extrait de la preuve du Distributeur)

**TABLEAU 1
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRE**

En GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023		
												GWh	Taux annuel moyen	
Îles-de-la-Madeleine														
Ventes	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	19,7	1,1%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	2,5	1,1%	
Besoins en énergie	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	22,2	1,1%	
Nunavik														
Ventes	78,3	81,2	83,4	86,1	88,3	90,9	93,5	96,5	98,8	101,5	104,2	25,9	2,9%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	7,3	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,8	2,5	2,9%	
Besoins en énergie	85,6	88,8	91,3	94,2	96,6	99,4	102,3	105,6	108,1	111,1	114,0	28,4	2,9%	
Basse Côte-Nord														
Ventes	78,6	79,8	80,8	81,9	82,2	83,0	83,7	84,7	84,9	85,4	85,9	7,3	0,9%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	10,3	10,4	10,6	10,7	10,7	10,8	10,9	11,0	11,1	11,1	11,2	0,9	0,8%	
Besoins en énergie	88,9	90,2	91,4	92,6	93,0	93,8	94,6	95,7	96,0	96,5	97,1	8,1	0,9%	
Schefferville														
Ventes	37,3	39,1	40,3	41,5	42,3	43,2	44,1	45,1	45,7	46,4	47,1	9,8	2,3%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	9,4	9,8	10,2	10,5	10,7	10,9	11,2	11,4	11,6	11,8	11,9	2,5	2,4%	
Besoins en énergie	46,7	48,9	50,5	52,0	53,0	54,2	55,3	56,6	57,3	58,2	59,0	12,3	2,4%	
Haute-Mauricie														
Ventes	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,1	13,4	13,8	14,0	14,4	14,7	2,8	2,2%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	2,1%	
Besoins en énergie	12,6	12,9	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,6	14,9	15,3	15,6	3,0	2,2%	

En ce qui concerne la prévision en puissance, le RNCREQ comprend que celle-ci est basée sur la prévision en énergie à laquelle on applique un facteur de charge.

Le tableau suivant présente le facteur de charge historique et le facteur de charge de la prévision. Ces valeurs ont été calculées à partir des informations fournies par le Distributeur.⁸ On peut constater que le Distributeur maintient le même facteur de charge, ce qui signifie qu'il ne prévoit pas de changement quant à la nature des besoins des clients.

⁸ HQD-2 document 2, annexe 2C, pages 33 à 53

Tableau 4 : Facteur de charge par réseau calculé par rapport aux ventes.

	Facteur de charge sur les ventes	
	Historique	Prévision
Réseaux	0,460	0,461
IdeM	0,477	0,477
BCN	0,409	0,407
Schefferville	0,383	0,383
HautMauricie	0,413	0,413
Nunavik	0,541	0,551
Lac Robertson	0,408	0,403

Quant à lui, le tableau suivant présente la prévision des besoins en puissance par territoire. Il est à signaler que le réseau Lac-Robertson représente la presque totalité du territoire Basse-Côte-Nord.

Tableau 5 : Prévision des besoins en puissance par territoire (extrait de la preuve du Distributeur)**TABLEAU 2
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRE**

En MW	2013 -	2014 -	2015 -	2016 -	2017 -	2018 -	2019 -	2020 -	2021 -	2022 -	Croissance 2013-2022	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	41,7	42,2	42,6	43,0	43,4	43,9	44,3	44,8	45,1	45,5	3,8	1,0%
Nunavik	16,3	16,8	17,3	17,8	18,3	18,8	19,4	19,9	20,4	21,0	4,7	2,9%
Basse Côte-Nord	22,2	22,5	22,7	22,9	23,1	23,3	23,5	23,7	23,8	24,0	1,8	0,9%
Schefferville	11,3	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,1	13,3	13,6	13,8	2,4	2,2%
Haute-Mauricie	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	0,7	2,1%

De façon générale le RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur concernant la prévision des besoins des réseaux autonomes.

Cependant, étant donné que cette méthodologie repose sur des données historiques, il faut s'assurer de la validité de celles-ci.

À cet effet. Le RNCREQ considère que quelques valeurs méritent des explications, notamment en ce qui a trait à la consommation unitaire historique élevée du réseau de Schefferville (Section 2) et le niveau élevé des pertes électriques sur plusieurs réseaux autonomes (Section 3).

2. Réseau de Schefferville

Concernant le réseau de Schefferville, il y a lieu d'examiner également l'impact d'une hausse importante de la facture des clients et la possibilité d'implanter certaines des mesures de gestion de la consommation mentionnées dans le document Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.⁹

2.1 Consommation unitaire en énergie

Le tableau suivant montre la consommation unitaire moyenne du secteur *Résidentiel et agricole* sur la période 2001-2012 et sur la période de prévision (2013-2023). Ces valeurs ont été obtenues à partir des données fournies par le Distributeur.¹⁰

⁹ R-3854-2013, HQD-9, document 2

¹⁰ HQD-2, document 2, annexe 2B, pages 33 à 41

Tableau 6 : Consommation unitaire du secteur Résidentiel et agricole

	Consommation unitaire résidentiel	
	MWh/abonnement	
	Historique	Prévision
Réseaux autonomes	13,20	13,36
IdeM	13,93	14,86
BCN	20,84	22,23
Schefferville	34,27	34,32
Haute-Mauricie	10,05	10,25
Nunavik	7,17	6,41
Lac Robertson	20,38	22,45

Les réseaux où les consommations unitaires sont les plus faibles (Nunavik, Haute-Mauricie, Îles-de-la-Madeleine) se caractérisent par une absence ou une très faible proportion de chauffage électrique.

Par contre, la situation est différente pour les réseaux de Lac-Robertson et Schefferville où le chauffage électrique est prédominant¹¹ et où il est donc normal de constater une consommation unitaire plus élevée que dans les autres réseaux autonomes. La consommation unitaire est de 20,38 MWh/abonnement résidentiel sur le réseau Lac-Robertson et de 34,27 MWh/abonnement sur le réseau de Schefferville. De plus, dans le cas du réseau de Schefferville, il est prévu que la situation restera la même sur toute la période de prévision. En faisant l'hypothèse que la consommation unitaire est d'environ 10 MWh pour les besoins autres que le chauffage¹² (10 MWh pour la Haute-Mauricie et 9,3 MWh pour les Îles-de-la-Madeleine), on peut évaluer que la consommation moyenne pour le chauffage est de 10 MWh pour le réseau Lac-Robertson et de 24 MWh pour le réseau de Schefferville, soit un écart de 140%.

En acceptant l'explication du Distributeur que la température plus froide à Schefferville qu'au Lac-Robertson pourrait expliquer une consommation en chauffage d'environ 40 %

¹¹ HDQ-4, document 6, Question 31.3, page 20

¹² HQD-4, document 6, question 31.4, page, 20 et Question 34.1, page 26

plus élevée¹³ à Schefferville, il reste 100% à expliquer. Les autres explications du Distributeur sont :

- la qualité des habitations : les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes à propos de l'isolation et de l'étanchéité des habitations ;
- une proportion différente d'habitations unifamiliales : ces dernières ayant une consommation unitaire plus importante que les autres types d'habitations.¹⁴

Lorsque questionné, en demande de renseignements¹⁵, relativement à un projet pilote d'isolement de l'entre-toit et à des audits énergétiques visant l'enveloppe des bâtiments, le Distributeur nous a renvoyé à une réponse faite au GRAME, par laquelle il :

« [Pour ces raisons, le Distributeur] soutient que la demande de l'intervenant n'est pas utile aux fins de l'examen du Plan d'approvisionnement et excède largement les exigences précisées au chapitre 3 du Guide de dépôt. »¹⁶

Dans sa décision D-2014-067, la Régie a rejeté la contestation du GRAME au refus du Distributeur de répondre à cette question au motif qu'elle faisait partie des questions qui « ne sont pas pertinentes ou excèdent ce qui est requis aux fins de l'examen d'un plan d'approvisionnement ».

Ainsi les réponses fournies par le Distributeur sur le sujet, de même que l'ensemble de la preuve au dossier sur cette question, donnent des explications qualitatives et non quantitatives, ce qui ne permet pas aux yeux du RNCREQ de JUSTIFIER le niveau élevé de la consommation unitaire des abonnements *Résidentiel et agricole* du réseau de Schefferville. En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville.

¹³ HQD-4, document 6, question 31.5, page 20

¹⁴ HQD-4, document 6, question 31.5, page 21

¹⁵ HQD-4, document 6, question 43.1, page 38

¹⁶ HQD-4, document 5, question 2.1, page 26

Le RNCREQ rappelle que dans sa décision D-2011-162, la Régie avait fait la demande spécifique suivante concernant le réseau de Schefferville.

« [367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.¹⁷ »

Selon le RNCREQ, la preuve du Distributeur ne permet pas d'expliquer la consommation unitaire élevée des abonnés **Résidentiel et agricoles** du réseau de Schefferville. La prévision du Distributeur maintient ce niveau élevé de consommation sur toute la période 2013-2023, ce qui implique qu'aucune mesure ne permettrait de réduire cette consommation.

L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la consommation unitaire actuelle du réseau de Schefferville et le maintien de ce niveau de consommation sur toute la période de la prévision.

Le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur se conforme rapidement à la décision D-2011-162 et qu'il dépose, dans les plus brefs délais, un plan d'action qui permettra de réduire significativement la demande unitaire du réseau de Schefferville.

2.2 Consommation unitaire en puissance

Dans sa demande de renseignements¹⁸, le RNCREQ avait présenté un tableau concernant la demande unitaire moyenne en puissance sur la période historique de 2001-2012 dans

¹⁷ D-2011-162, page 101, paragraphe 367

¹⁸ HQD-4, document 6, en préambule de la question 33.1, page 24

lequel le calcul de la puissance unitaire est effectué en utilisant le nombre total d'abonnements. Ce tableau est reproduit ci-dessous.

Tableau 7 : Demande en puissance unitaire par abonnement

	demande unitaire kW/abonnement
Réseaux	5,12
IdeM	5,32
BCN	7,30
Schefferville	14,29
HautMauricie	5,57
Nunavik	2,79
Lac Robertson	7,12

Le RNCREQ a également effectué le calcul de la puissance unitaire en utilisant le nombre d'abonnements *Résidentiel et agricole* et présente ses résultats dans le Tableau 8. Ce nouveau calcul est nécessaire car, les tableaux montrant la prévision des besoins des réseaux autonomes n'indiquent pas le nombre total d'abonnements et, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne que cette information n'est pas disponible.¹⁹ Il n'est donc pas possible de comparer la période historique à la période prévisionnelle en considérant l'ensemble des abonnements.

¹⁹ HQD-4, document 6, question 32.1, page 23

Tableau 8 : Demande unitaire en puissance par abonnement du secteur Résidentiel et agricole

Demande unitaire en puissance par abonnement résidentiel		
	Historique (kW)	Prévision (kW)
Réseaux autonomes	6,16	6,04
IdeM	6,13	6,29
BCN	9,31	9,84
Schefferville	17,44	18,04
Haute-Mauricie	6,56	6,26
Nunavik	3,23	2,97
Lac Robertson	9,40	10,00

Les réseaux où les demandes unitaires en puissance sont les plus faibles (Nunavik, Haute-Mauricie, Îles-de-la-Madeleine) se caractérisent par une absence ou une très faible proportion de chauffage électrique.

Par contre, la situation est différente pour les réseaux Lac-Robertson et Schefferville où le chauffage électrique est prédominant²⁰. La demande unitaire en puissance est de 9,4 kW sur la période 2001-2012 et de 10 kW sur la période de prévision (2013-2023) pour le réseau Lac-Robertson alors que pour le réseau de Schefferville, la demande unitaire en puissance historique est de 17,44 kW et celle prévue de 18,04 kW.

Le RNCREQ constate que la valeur de la demande unitaire en puissance du réseau de Schefferville est près du double de celle du réseau Lac-Robertson. De plus, cette valeur demeure élevée sur toute la période de prévision, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 9 : Réseau de Schefferville : Capacité par abonné Résidentiel et agricole

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
18,5597	18,531	18,382	18,213	18,092	17,95	17,85	17,729	17,61	17,529	

²⁰ HDQ-4, document 6, question 31.3, page 20

Le Distributeur explique cette valeur élevée par des conditions climatiques froides combinées à un taux de diffusion élevé du chauffage de l'eau et des locaux à l'électricité. Il ajoute que le réseau du Lac-Robertson présente des conditions climatiques nettement plus chaudes que celles de Schefferville et que l'impact des conditions climatiques froides est plus important en puissance à la pointe qu'en énergie en raison d'une coïncidence entre le moment de la pointe et les conditions climatiques les plus froides de l'hiver.²¹

Selon le RNCREQ, ces explications sont qualitatives et ne permettent pas de justifier une demande unitaire en puissance deux fois plus élevée au réseau de Schefferville qu'au réseau du Lac-Robertson. De plus il est nécessaire de bien s'assurer que la demande unitaire en puissance correspond à des besoins réels puisque, selon les données actuelles du Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance dès l'hiver 2014-2015. En supposant que la demande unitaire du réseau de Schefferville est 50% plus élevée que celle du réseau du Lac-Robertson pour des raisons climatiques, au lieu de 100%, le réseau de Schefferville ne serait pas en déficit de puissance. Il est donc primordial de s'assurer que la demande unitaire du réseau de Schefferville soit justifiée.

En conséquence, tout comme pour l'énergie, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville. L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la demande unitaire moyenne en puissance prévue de 18 kW pour le réseau de Schefferville, et qu'il propose un plan d'action tel que la Régie l'exige par sa décision D-2011-162.

2.3 Impact d'une augmentation de la facture d'électricité

Lors du dernier dossier tarifaire, le Distributeur mentionne que pour le réseau de Schefferville, il propose « *de continuer la transition vers les tarifs domestiques en réseau*

²¹ HQD-4, document 6, question 33.1, page 25 et question 31.5, page 20

intégré amorcée en avril 2008 de façon à donner le même signal de prix qu'en réseau intégré »²². À la note 34 de la même référence, il mentionne :

« Au 1er avril 2013, les clients domestiques du réseau de Schefferville obtiennent un rabais de 30 % sur les tarifs applicables en réseau intégré. Au 1er avril 2015, leurs tarifs auront rejoint ceux du réseau intégré. »

Cette élimination du rabais fera en sorte que la facture des abonnés augmentera de 30%. Selon le RNCREQ, une telle hausse devrait inciter les abonnés à prendre des moyens pour réduire leur facture en diminuant leur consommation.

Cependant, en réponse à une demande de renseignements à cet effet, le Distributeur mentionne²³:

« Le Distributeur prévoit que la hausse de tarif aura peu ou pas d'impact sur la consommation du réseau de Schefferville. La hausse appliquée d'avril 2013 à avril 2015 constitue une mise à niveau des tarifs du réseau de Schefferville par rapport aux tarifs appliqués dans le reste de la province.

La consommation d'électricité du réseau de Schefferville provient, dans sa majeure partie, des usages de chauffage des locaux et de l'eau. Avec la hausse du prix de l'électricité, le Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertiront significativement à une autre source d'énergie.

L'électricité demeure concurrentielle et l'offre d'énergies concurrentes est limitée. De plus, la consommation des autres équipements électriques n'offre pas vraiment de possibilité à la substitution par une autre source d'énergie, ce sont des usages captifs. »

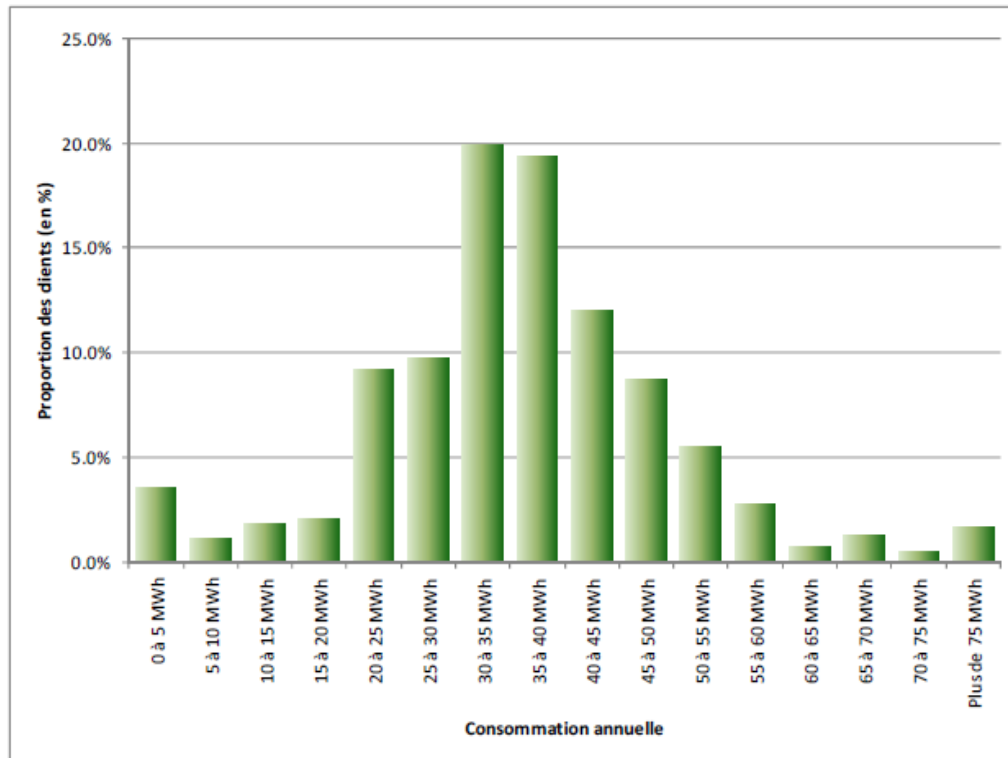
Sollicité par le RNCREQ, qui souhaitait obtenir un tableau ou un graphique montrant le profil de consommation annuel de la clientèle domestique du réseau de Schefferville, soit le nombre de clients par niveaux de consommation par tranche de 5 MWh, le Distributeur fournit le graphique suivant²⁴ :

²² R-3854-2013, HQD-13, document 2, page 27

²³ HQD-4, document 6, question 36.1, page 28

²⁴ HQD-4, document 6, question 31.7, page 22

FIGURE R-31.7
PROPORTION DES CLIENTS PAR TRANCHES DE 5 MWH
DE CONSOMMATION ANNUELLE



Le RNCREQ constate qu'il y a une concentration importante d'abonnés ayant une consommation annuelle variant de 30 MWh à 40 MWh, mais qu'il y également près de la moitié des abonnés qui consomment plus de 35 MWh.

Comme cela a été mentionné plus haut, le Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertiront significativement à une autre source d'énergie puisque l'électricité demeure concurrentielle et que l'offre d'énergie concurrente est limitée.

Cependant, selon le RNCREQ, sans nécessairement se convertir à une autre source d'énergie, il serait surprenant que les abonnés qui consomment plus de 35 MWh par

année ne puissent pas réduire leur consommation afin d'éviter l'augmentation de leur facture suite à l'élimination du rabais à l'horizon 2015.

Le RNCREQ a évalué l'impact monétaire de cette augmentation importante du coût de l'énergie pour les clients du réseau de Schefferville pour des niveaux de consommation annuelle de 2,5 MWh à 77,5 MWh, soit l'éventail des niveaux de consommation des abonnés du réseau de Schefferville. Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 10 : Rabais sur la consommation en énergie pour le réseau de Schefferville selon divers paliers de consommation

Niveau de consommation MWh	Coût énergie au 1 avril 2013		Total coût énergie	Rabais
	30 premiers kWh par jour	le reste de l'énergie		
	\$/MWh	\$/MWh		
	54,1	77,8		30%
2,5	135,25	0,00	135,25	40,58
7,5	405,75	0,00	405,75	121,73
12,5	592,40	120,59	712,99	213,90
17,5	592,40	509,59	1101,99	330,60
22,5	592,40	898,59	1490,99	447,30
27,5	592,40	1287,59	1879,99	564,00
32,5	592,40	1676,59	2268,99	680,70
37,5	592,40	2065,59	2657,99	797,40
42,5	592,40	2454,59	3046,99	914,10
47,5	592,40	2843,59	3435,99	1030,80
52,5	592,40	3232,59	3824,99	1147,50
57,5	592,40	3621,59	4213,99	1264,20
62,5	592,40	4010,59	4602,99	1380,90
67,5	592,40	4399,59	4991,99	1497,60
72,5	592,40	4788,59	5380,99	1614,30
77,5	592,40	5177,59	5769,99	1731,00

Le tableau montre le coût de l'énergie pour chaque niveau de consommation et pour chaque palier de tarif. Le rabais de 30% est appliqué sur le coût total et indique la différence entre la situation actuelle et celle qui prévaudra au 1 avril 2015.

Ainsi on peut constater par exemple que les clients qui ont une consommation annuelle de 37,5 MWh verront leur facture annuelle augmenter de près de 800\$. Pour les consommations les plus importants, l'augmentation de la facture est de plus de 1700 \$ par année. Une telle augmentation devrait inciter les clients à rechercher des mesures leur permettant de réduire leur facture.

Dans les circonstances, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'impact de la hausse de la facture de l'électricité à Schefferville avant d'investir pour des équipements de production.

2.4 Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique

La preuve déposée par le Distributeur pour le dossier tarifaire R-3854-2013 inclut une étude du Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes. Plus particulièrement à la page 19 de ce document, le Distributeur présente le PTÉ de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville.²⁵ Le RNCREQ reproduit ce tableau ci-dessous.

²⁵ R-3854-2013, HQD-9, document 2, page 19

Tableau 20 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Schefferville (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	210
Sécheuse - comportemental	0	51
Laveuse - comportemental	0	14
Lave-vaisselle - comportemental	0	15
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	3
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	25	43
Gestion des points de consigne	44	406
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	59	87
Biénergie	76	1 857
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	81	437
Chauffe-eau à stockage accru -contrôle Distributeur	142	115
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Fermeture partielle de l'éclairage	2	188
Ballast à modulation	6	770
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	21	1 333
Réduction du débit d'air neuf	25	938
Réduction du débit de ventilation	25	938
Chauffage biénergie mazout/propane	26	1 943
Ajustement du débit des pompes de chauffage	28	170
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	44	211

Il est utile de mentionner que pour l'évaluation du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, l'analyse du Distributeur se limite aux mois d'hiver ainsi qu'aux deux périodes journalières de pointe.²⁶

De plus, le Distributeur précise que « *les mesures ne sont pas nécessairement additives, le potentiel de la gestion de la demande en puissance d'un réseau doit être établi pour un ou des scénarios d'intervention précis et seulement lorsque les quantités, la combinaison et l'ordonnement des mesures heure par heure sont connus* ». ²⁷

Par ailleurs, en préambule de sa demande de renseignements no38, le RNCREQ rappelle l'importance quantitative des mesures de gestion de la demande en puissance sur le réseau de Schefferville et souligne que le coût moyen des mesures indiqué au tableau 20 reproduit plus haut est inférieur au coût évité en puissance du Distributeur pour le réseau de Schefferville (135 \$/kW-an²⁸). Dans sa demande de renseignements, il demande au

²⁶ R-3854-2013, HQD-9, document 2, page 6

²⁷ Ibid, page 7

²⁸ R-3854-2013, HQD-3, document 4, page 8

Distributeur si celui-ci entend accorder une priorité à l'évaluation et à la mise en œuvre rapide du potentiel réalisable des mesures visant la diminution de la demande en puissance de pointe du réseau de Schefferville.

Dans sa réponse, le Distributeur mentionne qu'il a déjà priorisé l'implantation d'un projet d'isolation de l'entre toit à Schefferville, qu'il a aussi déployé une campagne de sensibilisation de la population à la consommation de pointe hivernale, et ce, en vue d'exploiter les mesures comportementales de gestion de la demande en puissance identifiées dans le PTÉ. Il ajoute qu'il poursuit ses travaux afin d'identifier le potentiel commercialisable, mais ne présente pas de calendrier.²⁹

L'impact de ces mesures ne semble pas suffisant puisque le Distributeur prévoit que la demande unitaire en puissance du réseau de Schefferville demeure élevée sur toute la période du Plan, comme on l'a vu plus haut. Ainsi, il est prévu qu'il y aura un déficit de puissance de 0,2 MW dès l'hiver 2014-2015 et que ce déficit s'accroîtra par la suite jusqu'à la fin de la période du plan d'approvisionnement.³⁰

Considérant que, selon le Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance à partir de l'hiver 2014-2015, le RNCREQ est d'avis qu'il faut accorder une priorité à l'évaluation, l'identification et la mise en œuvre des mesures de gestion de la demande qui permettraient de réduire la demande de pointe du réseau de Schefferville et d'éliminer ce déficit. Par exemple, la seule mesure de « Stockage thermique avec contrôle Distributeur » pour le secteur résidentiel et le secteur CI permettrait de réduire la demande de pointe d'environ 1,8 MW, à un coût de 81 \$/kW-an pour le secteur résidentiel et un coût de 21 \$/kW-an pour le secteur CI, soit un coût nettement inférieur au coût évité en puissance du Distributeur pour ce réseau (135 \$/kW-an).

Ainsi, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde une priorité à l'implantation de mesures de gestion de la demande en puissance sur le

²⁹ HQD-4, document 6, question 38.3, pages 31

³⁰ HQD-2, document 1, page 15

réseau de Schefferville et qu'un échancier précis à cet effet soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.

3. Pertes électriques en réseaux autonomes

Dans plusieurs dossiers antérieurs, notamment les dossiers R-3748-2010 et R-3776-2011, le RNCREQ a apporté une attention particulière aux pertes électriques élevées observées dans plusieurs réseaux autonomes, notamment le réseau de Schefferville.

D'ailleurs la Régie, dans sa décision D-2011-162, mentionnait³¹ :

« [325] La Régie est d'avis que l'examen de la problématique relative aux taux de pertes ne peut se faire sans données valables. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans l'état d'avancement 2012 du Plan, les actions entreprises ou prévues pour améliorer la précision des données relatives aux pertes en réseaux autonomes ainsi que l'échancier de mise en place de ces actions.

[326] La Régie juge important à cet égard que le Distributeur raffine la méthode de calcul des pertes des réseaux autonomes afin de connaître les taux de pertes auxquels il devrait normalement s'attendre. À ce sujet, le Distributeur indique que des simulations de fonctionnement, modulées selon les caractéristiques techniques de chacun des réseaux, seraient appropriées pour déterminer le taux de pertes attendu.

[327] En premier lieu, la Régie demande au Distributeur de procéder à de telles simulations pour tous les réseaux autonomes présentant un taux de pertes de transport et de distribution supérieur à 5 % sur cinq ans et de comparer les taux théoriques obtenus aux taux réels mesurés. Elle lui demande également de présenter les résultats obtenus, d'expliquer les différences observées et d'indiquer les correctifs apportés dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[328] En second lieu, le Distributeur devra fournir, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour les trois années précédant le dépôt du plan d'approvisionnement, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de transport et de distribution d'électricité. Il devra expliquer les niveaux de pertes supérieurs à 10 %, le cas échéant.

³¹ D-2011-162, pages 91 et 92

[329] Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2014-2023, les actions entreprises ou prévues pour réduire les pertes des réseaux présentant des niveaux supérieurs à 10 % ainsi que l'échéancier de mise en place de ces actions. »

En réponse à cette décision le Distributeur, sur la base des taux de pertes des cinq dernières années, a évalué le taux de pertes théoriques pour les réseaux de L'Île-d'Entrée, d'Akulivik, de Kuujjuarapik, de Puvirnituk, de Salluit, de Tasiujaq, du Lac-Robertson, de Schefferville et de Clova.

Il est à noter que dans l'État d'avancement 2012, le Distributeur planifiait d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et de distribution pour chaque réseau pour juin 2013.³²

Ces simulations permettent d'évaluer les pertes dans les conducteurs, en plus des pertes à vide et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles.³³

Les résultats présentés par le Distributeur sont reproduits ci-dessous.

³² État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 29

³³ HQD-2, document e, annexe 2A, page 23

TABLEAU 2A-1
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION¹ - 2008 À 2012

	2008	2009	2010	2011	2012	Moyenne 2008-2012	Pertes théoriques
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
L'Île-d'Entrée	3,2%	6,5%	4,4%	7,0%	7,0%	5,8%	5,3%
Sous-total	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
Nunavik							
Akulivik	8,7%	2,6%	7,9%	11,0%	8,6%	7,8%	2,8%
Aupaluk	3,1%	1,2%	3,7%	3,2%	8,7%	4,0%	
Inukjuak	6,9%	2,9%	4,1%	4,8%	2,7%	4,3%	
Ivujivik	1,8%	1,3%	2,3%	5,8%	0,9%	2,4%	
Kangiqsualujuaq	4,2%	4,3%	3,8%	4,6%	3,9%	4,2%	
Kangiqsujuaq	6,3%	4,5%	4,2%	3,5%	4,9%	4,7%	
Kangirsuk	2,3%	2,4%	1,7%	1,4%	2,8%	2,1%	
Kuujuuaq	4,8%	3,7%	6,9%	3,0%	3,9%	4,5%	
Kuujuarapik	7,9%	6,1%	7,4%	7,2%	5,5%	6,8%	3,0%
Puvimittuq	3,0%	4,3%	5,5%	7,6%	8,3%	5,7%	2,9%
Quaqtaq	3,0%	2,3%	1,1%	3,4%	3,0%	2,6%	
Salluit	5,7%	5,5%	7,9%	7,6%	8,6%	7,0%	2,4%
Tasiujaq	8,1%	10,7%	5,1%	8,8%	6,3%	7,8%	3,1%
Umiujaq	4,7%	4,5%	4,6%	3,8%	2,0%	3,9%	
Sous-total :	5,3%	4,2%	5,6%	5,3%	5,1%	5,1%	
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	10,9%	14,2%	14,0%	12,4%	10,0%	12,3%	6,5%
La Romaine	2,3%	2,7%	2,1%	4,0%	3,0%	2,8%	
Port-Menier	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	4,0%	3,3%	
Sous-total :	9,2%	11,8%	11,5%	10,6%	8,6%	10,3%	
Schefferville	19,1%	25,8%	22,4%	22,7%	14,5%	20,9%	7,8%
Haute-Mauricie							
Clova	8,4%	2,3%	7,2%	10,4%	6,4%	6,9%	4,5%
Opitciwan	4,5%	5,1%	3,9%	4,4%	6,8%	4,9%	
Sous-total :	4,8%	4,9%	4,1%	4,8%	6,8%	5,1%	
Réseaux autonomes	7,3%	7,4%	7,7%	8,2%	6,6%	7,4%	

¹ Taux de pertes calculés sur la somme des ventes et de l'usage interne.

Original : 2013-11-01

HQD-2, document 2, annexe 2A

Page 22 de 86

Le RNCREQ constate que dans chacun des cas simulés la valeur des pertes théoriques est nettement inférieure à la valeur des pertes réelles moyennes sur la période 2008-2012, (sauf pour L'Île-d'Entrée où les deux taux sont semblables).

Rappelons que les pertes réelles ne sont pas mesurées directement, mais sont le résultat de la différence entre l'énergie produite et l'énergie vendue, excluant la consommation des services auxiliaires et la consommation interne.³⁴

³⁴ HQD-2, document e, annexe 2A, page 24

Pour les réseaux du Nunavik simulés, le taux de pertes théoriques se situe entre 2,4% et 3,1%, alors que le taux des pertes réelles se situe entre 5,8% et 7,8%.

Les réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville se distinguent des autres réseaux autonomes par la présence de lignes de transport qui relient une centrale hydroélectrique aux réseaux de distribution, ce qui entraîne des pertes de transport et distribution plus élevées.

Ainsi le taux de pertes électriques théorique est de 6,5% pour le réseau du Lac-Robertson et de 7,8% pour le réseau de Schefferville. Ces taux sont cependant nettement inférieurs au taux de pertes réelles (moyenne 2008-2012) du réseau Lac-Robertson (12,3%) et du réseau de Schefferville (20,9%).

Selon le Distributeur, *« les écarts observés pourraient s'expliquer par plusieurs facteurs notamment l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau. Pour ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité et ainsi, la comparaison avec les pertes observées doit être effectuée avec circonspection. »*³⁵

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ demandant au Distributeur de préciser ce qu'il entend par *« l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau »*, il mentionne :

« Les pertes théoriques s'appuient sur l'évaluation des pertes dans les conducteurs en plus des pertes à vide et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles. Ces évaluations reposent sur un ensemble d'approximations et le Distributeur n'est pas en mesure de valider l'estimation des pertes attribuables à chacun des équipements sur les réseaux. De plus, dans certains cas, l'âge des équipements a dû être estimé puisque l'information n'était pas disponible.

³⁵ HQD-2, document 2, annexe 2A, page 24

Par ailleurs, certains équipements ne sont pas considérés dans le calcul des pertes théoriques en raison, notamment de la complexité ou de l'absence de données techniques requises pour leur modélisation. Parmi les hypothèses restrictives, le calcul des pertes théoriques ne tient pas compte, entre autres, de la partie du branchement au compteur du client, des câbles de puissance des alternateurs et des transformateurs de service auxiliaire.

Pour toutes ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité. De plus, le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer l'écart entre les pertes observées et théoriques qui pourrait être attribuable à cette imprécision.

Toutefois, le fait que certains équipements ne soient pas considérés dans le calcul entraîne assurément une sous-estimation du taux de pertes théorique par rapport au taux de pertes observé ».³⁶

Dans sa réponse le Distributeur mentionne quelques éléments qui ne sont pas parfaitement représentés dans les simulations, mais il n'apporte aucune information pertinente quant à l'ampleur que pourrait avoir ces imprécisions.

Il est bon de mentionner que la simulation du comportement des réseaux électriques est une activité fondamentale qui permet de définir les besoins en équipements en vue d'assurer une alimentation fiable des besoins. Dans un tel contexte, les imprécisions des simulations ne devraient être que marginales et ne pas présenter un écart comme celui qui est constaté pour le taux de pertes électriques en réseaux autonomes. Ainsi, même si *le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité*, il doit être considéré comme une bonne approximation de la réalité, à moins d'autres explications probantes.

Le Distributeur mentionne que la seule façon d'améliorer la précision des taux de pertes observés serait d'ajouter des points de mesurage, mais il ajoute que cette mesure n'est pas envisagée par le Distributeur car elle entraîne des coûts sans toutefois diminuer pour autant réellement les pertes électriques.³⁷

³⁶ HQD-4, document 6, question 39.2, page 45

³⁷ HQD-2, document 2, annexe 2A, page 24

Nonobstant sa position, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas vérifié le nombre, l'emplacement et le coût des points de mesure qui seraient requis.³⁸

Selon le RNCREQ, les explications du Distributeur concernant les écarts entre les valeurs du taux de pertes électriques obtenus par des simulations du comportement des réseaux et les valeurs du taux de pertes observées ne sont pas satisfaisantes. Selon le RNCREQ, les écarts sont suffisamment importants pour avoir un impact sur les besoins en équipement, notamment pour le réseau de Schefferville.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur ajoute des points de mesurage afin de mieux circonscrire cette problématique et de pouvoir définir les correctifs à apporter s'il y a lieu.

De plus le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque réseau, comme cela était planifié à l'état d'avancement de 2012.

^{38 38} HQD-4, document 6, question 50.1, page 47

4. (Section à venir)

B. RÉSEAU INTÉGRÉ

1. Utilisation des conventions d'énergie différée

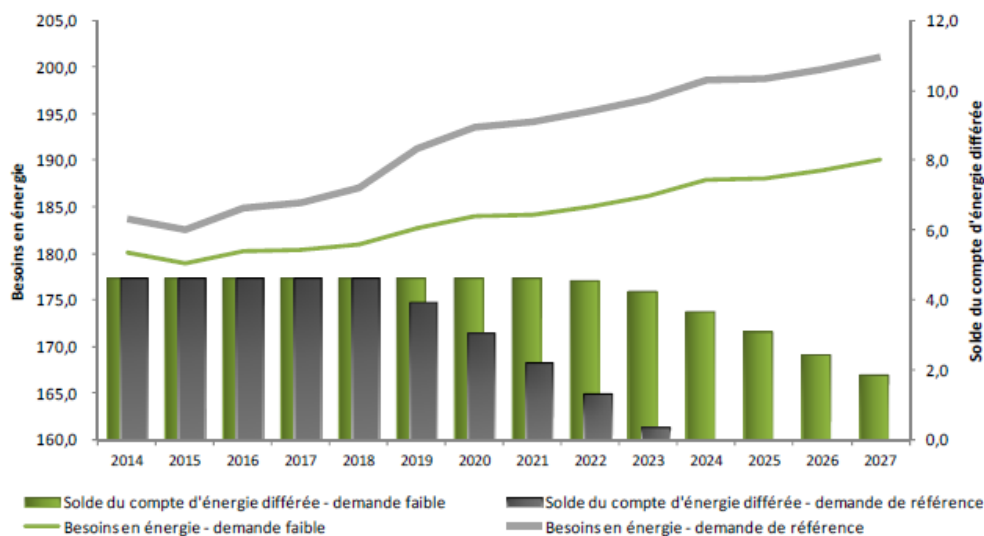
Le Distributeur rappelle qu'il dispose de Conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW (contrat en base) et 250 MW (contrat cyclable) avec le Producteur.

Il ajoute que, depuis le dépôt à la Régie de la Demande d'approbation des amendements aux Conventions d'énergie différée, ses besoins en énergie ont diminué alors que son portefeuille de moyens d'approvisionnement s'est accru à la suite de l'adoption de nouveaux blocs d'énergie renouvelable par le gouvernement du Québec.

Ainsi, compte tenu de cette situation, et du fait que, selon les Conventions le solde du compte d'énergie différée doit être écoulé à l'échéance de celles-ci, il conclut qu'il ne planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions.

Il présente la figure suivante qui montre notamment l'évolution du solde d'énergie différée selon deux scénarios de la demande.

FIGURE 4-2
GESTION DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ÉVOLUTION DU SOLDE SELON DEUX SCÉNARIOS DE DEMANDE
(EN TWH)



Selon le scénario de référence, le solde reste inchangé jusqu'en 2018. À partir de l'année 2019, il y a des rappels annuels d'énergie de sorte que le solde est nul en 2024.

Par ailleurs, dans la Régie présente, en préambule d'une demande de renseignement, le tableau ci-dessous montrant la quantité annuelle d'électricité patrimoniale inutilisée sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

Électricité patrimoniale (TWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Volume disponible [référence (ii)]	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Volume utilisé [référence (iii)]	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Volume inutilisé	7,4	10,1	9,8	9,8	9,6	7,1	5,7	6,0	5,3	4,6

En comparant celle-ci aux surplus du Distributeur, elle déduit que tous les surplus seront écoulés en se privant d'utiliser tout le volume d'électricité patrimoniale disponible. Elle lui demande donc d'indiquer les stratégies alternatives à cette stratégie.³⁹

En réponse, le Distributeur mentionne :

³⁹ HQD-3, document-1, page 45

« Réponse :

Comme le Distributeur l'a indiqué à la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), les engagements contractuels de long terme dont il dispose sont fermes, à l'exception du contrat cyclable. Les ententes pouvant être mises en place afin de réduire les surplus l'ont été et sont utilisées dans le respect des modalités contractuelles.

Ainsi, le Distributeur planifie la suspension des livraisons de la centrale de TCE sur la période du Plan. Les justifications à cet effet sont déposées dans le cadre des demandes d'approbation de la suspension.

Par ailleurs, des amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ont été conclus et permettront de réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur. Ces amendements font l'objet d'une demande d'approbation déposée à la Régie (dossier R-3875-2014).

De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur.

Conséquemment, aucun scénario alternatif ne peut être présenté à cet égard, ni en termes énergétiques, ni en termes économiques.

Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.

Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande ».⁴⁰

Le RNCREQ comprend donc que, selon le Distributeur, la seule stratégie à adopter est de ne pas différer d'énergie du contrat de base (350 MW) et de compter sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande.

Selon le RNCREQ, la stratégie à adopter ne doit pas prendre en considération uniquement le bilan de l'équilibre offre-demande, mais également le coût des approvisionnements résultant de cette stratégie sur la période du plan

⁴⁰ HQD-3, document-1, page 47

d'approvisionnement. Ainsi, étant donné que le coût de l'électricité patrimoniale est plus faible que le coût de l'énergie différée, il y a un avantage économique à maximiser l'utilisation de cette énergie à court terme.

Pour bénéficier de la différence entre le prix de l'électricité patrimoniale et le prix du contrat d'énergie de base (350 MW), le RNCREQ a analysé une option qui consiste essentiellement à différer de l'énergie à court terme et de rappeler la même quantité d'énergie plus tard, en utilisant la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale. Ainsi, à court terme l'énergie différée est remplacée par une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale, ce qui diminue la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée. Cette énergie différée est rappelée plus tard, en augmentant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Le report dans le temps de l'énergie patrimoniale inutilisée permet de diminuer le coût actualisé total des approvisionnements sur la période du plan.

La stratégie envisagée est neutre sur le plan énergétique par rapport à la stratégie du Distributeur, mais elle permet de diminuer le coût actualisé des approvisionnements sur la période.

Pour l'évaluation de cette option, le RNCREQ fait les hypothèses suivantes :

- La période d'analyse est de 2014 à 2023;
- Le prix de l'électricité patrimoniale est de 28,2 \$/MWh en 2014, conformément au décret 84-2014 du 6 février 2014, et le prix augmente au taux de 2% par année;
- Le prix de l'énergie différée est basé sur la formule de prix indiquée à l'article 15 du contrat de livraison en base de 350 MW⁴¹. Il est de 56,38 \$/MWh en 2014 et augmente de 2% par année.
- Le prix de l'énergie rappelée est basé sur la formule de prix indiquée à la Convention amendée pour le contrat de 350 MW⁴². Il est de 56,38 \$/MWh en 2014 et s'accroît au taux de 2% par année.

⁴¹ R-3515-2003, HQD-1, document 1.

⁴² R-3726-2010, HQD-1, document 2.1, article 2.2.11 iii

- Il n'y a aucun rappel d'énergie durant la période d'hiver définie dans la Convention, soit du 1 décembre au 31 mars suivant. Il n'y a donc pas de coût de puissance additionnelle.

Selon le RNCREQ, cette évaluation est neutre sur le plan énergétique et est conservatrice sur le plan économique. En effet, si les besoins en énergie du Distributeur sont plus élevés que prévu et qu'il n'y a pas d'électricité patrimoniale inutilisée, par exemple à partir de l'année 2020, l'énergie rappelée à partir de cette date remplacerait de l'électricité qu'il aurait fallu acheter sur le marché de court terme à un prix plus élevé que le prix de l'électricité patrimoniale, ce qui augmenterait l'avantage économique de l'option analysée.

Le tableau suivant présente les résultats de l'évaluation du RNCREQ selon deux scénarios de quantité d'énergie annuelle différée et selon 5 durées d'année de report et de rappel.

Tableau 11 : *Avantage économique d'une gestion des conventions d'énergie différée et de l'électricité patrimoniale.*

	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	nombre d'années	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	9	0,11	-4,65
	1	2	8	0,25	-9,19
	1	3	7	0,43	-13,62
	1	4	6	0,67	-17,93
	1	5	5	1,00	-22,14
Scénario 2:	2	1	9	0,22	-9,31
	2	2	8	0,50	-18,39
	2	3	7	0,86	-27,24
	2	4	6	1,33	-35,87
	2	5	5	2,00	-44,28
	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	année du rappel	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	2023	1,00	-7,99
	1	2	2023	2,00	-14,95
	1	3	2023	3,00	-20,92
	1	4	2022 et 2023	2,00	-24,42
	1	5	2023 et 2023	2 et 3	-28,53
Scénario 2:	2	1	2023	2,00	-15,97
	2	2	2022 et 2023	2,00	-28,37
	2	3	2021,2022, 2023	2,00	-37,21
	2	4	2021 à 2023	2,00	-42,52
	2	5	2020 à 2023	2,00	-44,28

La valeur actualisée est négative dans chacun des cas analysés, ce qui signifie que l'option analysée par le RNCREQ permet de réaliser des économies, dans tous les cas, par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur. Les économies sont proportionnelles à la quantité annuelle d'énergie différée.

Par ailleurs, il est utile de mentionner que l'option analysée par le RNCREQ est conforme aux finalités des Conventions comme on peut le constater à la lecture des attendus de la convention, notamment :

« ATTENDU QUE le Distributeur souhaite administrer de façon optimale et dans une perspective de long terme ces approvisionnements post patrimoniaux afin de favoriser

une saine gestion des coûts de ceux-ci et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale,[...] »⁴³

L'analyse du RNCREQ permet de conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à cet effet, **recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.**

2. Réseau intégré – revente des surplus sur les marchés limitrophes

La stratégie du Distributeur concernant l'équilibre offre-demande en énergie consiste à compter principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques.⁴⁴

Plus précisément, concernant la possibilité de revendre ses surplus sur les marchés, le Distributeur mentionne en réponse à une demande de renseignements de la Régie :

« Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus. »⁴⁵

⁴³ R-3726-2010 HQD-1, document 2.1 Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraison en base 350 MW), page 1

⁴⁴ HQD-1, document 1, page 27

⁴⁵ HQD-3, document 1, page 47

De plus, le Distributeur précise que les conditions de marchés auxquelles il fait référence dans sa réponse concernent « *notamment la disponibilité de transport ferme et les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions* ». ⁴⁶

Relativement à la disponibilité de transport sur les interconnexions, le RNCREQ présente le tableau suivant qui montre la disponibilité de transport sur certaines interconnexions à partir des informations fournies par le Transporteur dans le dossier R-3823-2012. ⁴⁷

Tableau 12 : Disponibilités de transport sur les interconnexions du Transporteur

		Capacité en livraison MW	réservations 2014		Disponibilité MW
			HQP MW	Autres MW	
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT-MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					1920,75

Selon ces informations, il y a une capacité de transfert de disponible vers le marché de New York, le marché de la Nouvelle-Angleterre et le marché du Nouveau-Brunswick.

Cependant, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne que la situation a changé depuis le dépôt du dossier R-3823-2012. Ainsi, selon le Distributeur il n'y aurait plus de disponibilité vers le Nouveau-Brunswick.

Toutefois, il ne présente pas d'information concernant les deux autres marchés. ⁴⁸ Or, selon le tableau mentionné plus haut, même en excluant le Nouveau-Brunswick, il demeure une capacité de transfert disponible totale de 891 MW vers New-York et la Nouvelle-Angleterre.

Par ailleurs, à la suggestion du Distributeur, le RNCREQ a voulu consulter le site OASIS accessible à l'adresse fournie par le Distributeur ⁴⁹, mais il n'y a aucune information à cette adresse concernant les réservations des utilisateurs du réseau de transport.

⁴⁶ HQD-3, document 1.1, page 37

⁴⁷ HQD-3, document 10, page 30

⁴⁸ HQD-3, document 10, page 31

⁴⁹ Ibid

Donc, étant donné que la disponibilité de 891 MW n'a pas été infirmée par le Distributeur, le RNCREQ doit comprendre qu'il est possible d'envisager une stratégie qui consisterait à revendre une partie des surplus du Distributeur sur les marchés limitrophes, si les conditions de prix sont favorables. À cet effet, il serait surprenant que les conditions actuelles de faible prix se poursuivent sur toute la période du Plan d'approvisionnement.

Ces considérations justifient le RNCREQ de recommander à la Régie que le Distributeur présente, dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement qu'il doit déposer annuellement à la Régie, une mise à jour des disponibilités des capacités de transferts sur les interconnexions en mode exportation, une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes, et une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus.

3. Mesurage net

3.1 Contexte

Dans le cadre des audiences sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010), le mémoire du RNCREQ comportait une analyse du programme d'autoproduction (mesurage net).

Il constatait que, avec seulement 11 abonnés et un total de 33,3 kW de puissance installée, le programme, tel que défini, n'attirait que très peu d'intérêt. Il constatait également que le Plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour étudier les détails du programme, ni des causes tarifaires non plus.

Il recommandait ainsi à la Régie d'ouvrir un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de Mesurage net, et en même temps de faire le point sur l'achat de la microproduction (jusqu'à 1 MW), jugé prématuré lors du dossier R-3551-2004.

Dans sa décision D-2011-162, la Régie a pris note des préoccupations du RNCREQ, en affirmant également que le Plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour discuter en détail de cette option.

Cependant, elle a exigé un suivi dans l'État d'avancement 2012 :

« Toutefois, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan, un bilan de l'application de l'option de mesurage net, en identifiant notamment les facteurs qui expliquent le niveau de participation⁵⁰. »

Et dans sa décision procédurale du présent dossier, elle a constaté que, dans ce bilan⁵¹ :

⁵⁰ D-2011-162, para. 265, pp. 77 et 78.

⁵¹ D-2014-017, p. 13, para. 50.

« [...] le Distributeur rapportait alors un volume élevé de demandes d'adhésion en cours d'évaluation. Elle considère donc qu'une mise à jour de ce bilan est pertinente aux fins de l'évaluation, par le RNCREQ, du besoin d'un dossier tarifaire à ce sujet. »

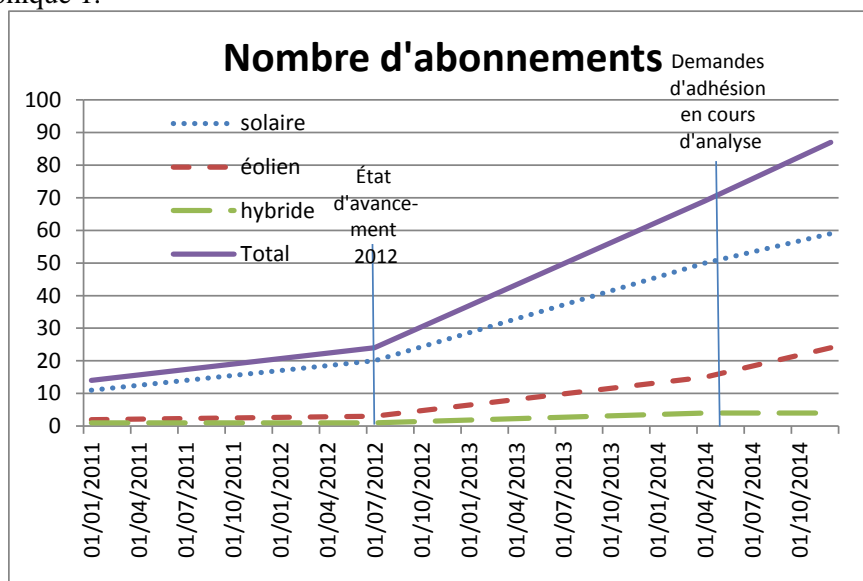
3.2 Historique et tendances

En effet, le bilan au 31 juillet 2012 démontrait une augmentation importante dans les abonnements au programme. Le nombre d'abonnés avait presque doublé (de 14 à 24), et la puissance installée avait triplée (de 33,2 à 100 kW)⁵².

Depuis, la croissance est encore plus marquée. Selon ses réponses à nos DDR, en date du 2 avril 2014, le nombre d'abonnés a presque triplé du nombre rapporté en 2012 (de 24 à 69), et la puissance installée a quintuplée dans la même période (de 100 kW à 512 kW)⁵³.

Qui plus est, un nombre important de demandes d'adhésion étaient en cours d'analyse au 2 avril 2014. Si toutes ces demandes sont acceptées, la puissance installée augmenterait encore de 50 %, comme l'indiquent des graphiques 14 et 15.

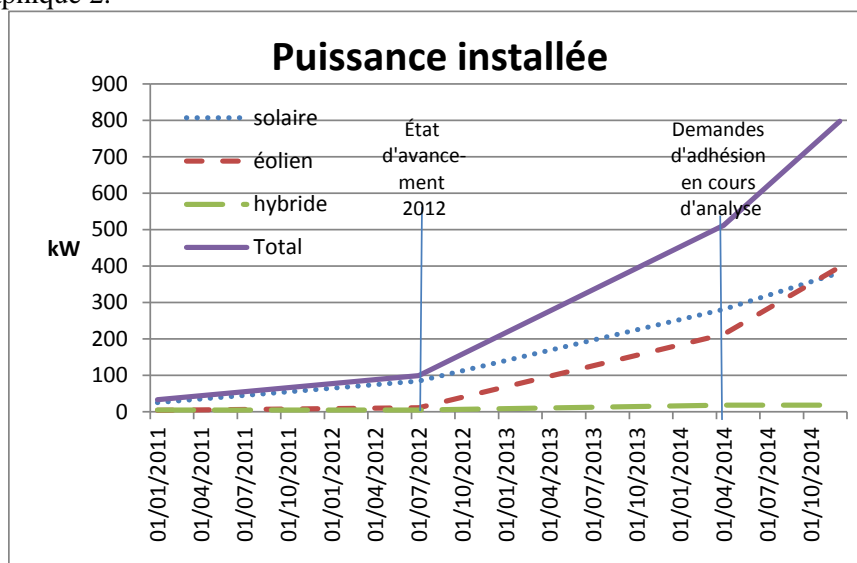
Graphique 1.



⁵² État d'avancement 2012, p. 19, Tableau 3.1.

⁵³ HQD-3, doc. 10, p. 20, Tableau R-10.4.

Graphique 2.



Dans ses réponses, HQD insiste à plusieurs reprises sur le fait qu'il considère cette production comme « marginale ». ⁵⁴ Il affirme que « l'intérêt pour l'autoproduction avec mesurage net n'est pas, a priori, d'ordre économique » (réponse 10.5). Il indique également que :

« Les principaux motifs d'adhésion évoqués par les clients demeurent toutefois la protection de l'environnement, la réduction de la consommation d'électricité provenant du réseau du Distributeur et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction »⁵⁵.

Il indique également que cette augmentation s'explique en partie « par le démarchage intensif de certains équipementiers »⁵⁶.

Doit-on comprendre que les motifs non-économique n'ont que peu de valeur aux yeux du Distributeur ? Peu importe, rien n'indique que cet engouement pour l'autoproduction disparaîtra bientôt.

Dans un mémoire antérieur, le RNCREQ a écrit :

« Le RNCREQ considère que le programme de Mesurage net répond non seulement à l'intérêt individuel de chaque consommateur qui y adhère, mais aussi à la collectivité, tel que l'explique la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Cet intérêt collectif a plusieurs aspects, dont :

- *Promouvoir l'innovation au Québec*

⁵⁴ Ibid., réponses 10.7 et 10.10.

⁵⁵ Ibid., p. 18, R. 10.1.

⁵⁶ Ibid.

- *Favoriser l'implication des citoyens et d'entreprises dans leur propre approvisionnement en électricité*
- *Permettre aux régions rurales de mettre en valeur ses ressources énergétiques⁵⁷. »*

Le RNCREQ n'a pas changé d'avis à cet égard.

À ce rythme de croissance, la limite de 3 400 kW du programme du mesurage net adopté lors du dossier R-3551-2004 pourrait bien être remplie d'ici quelques années. Par ailleurs, la contribution à la pointe de ces équipements d'autoproduction n'a pas été étudiée. Dans la mesure où elle est positive, cette filière pourrait également contribuer à satisfaire les besoins additionnels en puissance identifiés ci-dessus.

Dans son mémoire en R-3748-2011, le RNCREQ avait proposé qu'un dossier spécifique sur l'autoproduction considère les enjeux suivants :

- L'exigence d'être propriétaire et exploitant
- La puissance maximale
- Les énergies éligibles
- La limite de 3 400 kW du programme
- La remise à zéro chaque 24 mois de la banque de surplus

Le RNCREQ considère toujours qu'il a lieu de regarder ces questions en détail, à l'égard du programme de mesurage net, étant donné l'intérêt croissant qu'il suscite. Il y aurait lieu également de faire le point sur l'achat de la microproduction (jusqu'à 1 MW).

⁵⁷ R-3748-2011, Mémoire du RNCREQ, p. 34.

4. Rapport de P. Raphals

Le RNCREQ produit en preuve un rapport d'analyse de M. Philip Raphals du Centre Hélios concernant l'utilisation potentielle des compteurs « de nouvelle génération » afin d'aider le Distributeur à rencontrer ses besoins en puissance. ...

5. Conclusions et recommandations

La présente section est un rappel des principales conclusions et recommandations.

Prévision des besoins en énergie en réseaux autonomes.

De façon générale le RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur concernant la prévision des besoins des réseaux autonomes. Cependant, étant donné que cette méthodologie repose sur des données historiques, il faut s'assurer de la validité de celles-ci. À cet effet. Le RNCREQ considère que quelques valeurs méritent des explications, notamment en ce qui a trait à la consommation unitaire historique élevée du réseau de Schefferville (Section 2) et le niveau élevé des pertes électriques sur plusieurs réseaux autonomes (Section 3).

Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en énergie

Les réponses fournies par le Distributeur concernant le niveau élevé de la consommation unitaire en énergie sur le réseau de Schefferville, de même que l'ensemble de la preuve au dossier sur cette question, donnent des explications qualitatives et non quantitatives, ce qui ne permet pas aux yeux du RNCREQ de JUSTIFIER le niveau élevé de la consommation unitaire des abonnements *Résidentiel et agricole* du réseau de Schefferville. En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville.

De plus, le RNCREQ rappelle que dans sa décision D-2011-162, la Régie avait fait une demande spécifique concernant le réseau de Schefferville.

Ainsi, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur se conforme rapidement à la décision D-2011-162 et qu'il dépose, dans les plus brefs délais, un plan d'action qui permettra de réduire significativement la demande unitaire du réseau de Schefferville.

Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en puissance

Tout comme pour l'énergie, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande en puissance du Distributeur concernant le réseau de Schefferville. L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la demande unitaire moyenne en puissance prévue de 18 kW pour le réseau de Schefferville, et qu'il propose un plan d'action tel que la Régie l'exige par sa décision D-2011-162.

Réseau de Schefferville - Impact d'une augmentation de la facture d'électricité

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'impact de la hausse de la facture de l'électricité à Schefferville avant d'investir pour des équipements de production.

Réseau de Schefferville - Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde une priorité à l'implantation de mesures de gestion de la demande en puissance sur le réseau de Schefferville et qu'un échéancier précis à cet effet soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.

Pertes électriques en réseaux autonomes

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur ajoute des points de mesurage afin de mieux circonscrire cette problématique et de pouvoir définir les correctifs à apporter s'il y a lieu.

De plus le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque réseau, comme cela était planifié à l'état d'avancement de 2012.

Réseau intégré – Utilisation des conventions d'énergie différée

L'analyse du RNCREQ permet de conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à cet effet, **recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.**

Réseau intégré – Revente des surplus sur les marchés limitrophes

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur présente, dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement qu'il doit déposer annuellement à la Régie, une mise à jour des disponibilités des capacités de transferts sur les interconnexions en mode exportation, une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes, et une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus.