

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3864-2013

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HQD - Demande d'approbation  
du Plan d'approvisionnement

2014-2023

**GRAME-I**

**Plan d'approvisionnement en réseau intégré**

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats inc.*

En collaboration avec

Mme Valentina Poch,  
Analyste pour le GRAME

Et

M. Jan-G Sharuk  
Analyste pour le GRAME

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 15 mai 2014

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés par le GRAME, de même qu'aux dossiers précédents du Distributeur. Elle apporte sa contribution à la section 3 portant sur les attributs environnementaux et le SPEDE, ainsi qu'à la section I portant sur les coûts et risques associés aux approvisionnements et surplus, et cela, en collaboration avec M. Jan-G Charuk.

Madame Valentina Poch du GRAME a également collaboré à certains volets de recherches dans le cadre de ce mémoire. Madame Poch détient une formation de premier cycle en sciences biologiques de l'UQAR et une maîtrise en aménagement du territoire et développement régional de l'Université Laval. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés par le GRAME, de même qu'aux dossiers précédents du Distributeur. Elle apporte sa contribution la section sur l'appel au public de ce rapport.

Le GRAME a retenu les services de Monsieur Jan-G. Charuk afin d'apporter un éclairage d'expérience sur la question de la commercialisation des surplus énergétiques. Monsieur Jan-G. Charuk est aviseur d'affaires et consultant spécialiste en énergie. Il fut directeur des Projets spéciaux d'Hydro-Québec et vice-président à New York chargé des Affaires américaines de l'entreprise. Il fut aussi chargé de développement des affaires chez Lavalin Inc., à l'Énergie Atomique du Canada Limitée et chez New World Power Corporation. M. Charuk est apparenté à toutes les formes de production de l'électricité au niveau de leur faisabilité et de leur rentabilité. Enfin, M. Charuk est gradué de l'École Polytechnique de Montréal en génie électrique (B.Sc.A.) et il détient une maîtrise en administration des affaires (MBA) de l'Université McGill.

## RÉSUMÉ

La première partie de ce rapport a pour but d'identifier et de proposer des options afin de réduire les surplus des approvisionnements du Distributeur prévus dans son Plan 2014-2023. Elle débute par l'étude de la preuve du Distributeur en ce qui trait au bilan énergétique et aux coûts des approvisionnements. La résultante indique des surplus en moyenne de 7,5 TWh par année durant la période et une incidence des coûts du post-patrimonial passant de 21,3 % en 2014 à 31,5 % en 2023. C'est majeur comme impact et évidemment, ce sont les abonnés qui seront appelés à payer par, entre autres, des augmentations tarifaires. D'où un examen sérieux de solutions à proposer pour réduire « la facture ». Avant de présenter les moyens et les outils à développer pour réduire les surplus, l'impact de la politique économique du gouvernement sortant s'appliquant jusqu'en 2017 est étudié. Il s'avère selon l'analyse du Distributeur, que les surplus peuvent ainsi être réduits mais pas suffisamment. Si la politique était appliquée sur un horizon de dix ans, elle permettrait sans doute de planifier et de réaliser davantage d'implantations industrielles et d'utiliser davantage de surplus.

Sont alors examinées la revente et les activités internes du Distributeur en matière de commercialisation pour constater que la revente potentielle à court terme de surplus dans les marchés limitrophes est très limitée mais que la commercialisation des surplus dans le marché interne du Québec pourrait s'avérer une piste à exploiter. Cependant, les activités de commercialisation du Distributeur en matière d'implantation industrielle et de promotion de l'électricité ne semblent pas être aussi appliquées que par le passé.

Enfin, références sont faites au contexte historique de la commercialisation de l'électricité à Hydro-Québec de même que la vente d'énergie excédentaire dans les années 80' pour éponger les surplus du projet La Grande de la Baie James. En s'en inspirant, des marchés à développer sont proposés au secteur industriel et commercial dont l'industrie du numérique ainsi qu'en matière de substitution dans la consommation de combustibles fossiles. Ainsi, ces conversions procureraient des efficacités accrues dans l'utilisation énergétique et une réduction dans les émanations polluantes, dont les GES.

En somme, en combinaison avec le tarif de Développement économique que proposera le Distributeur en 2014, le GRAME propose de réintroduire des programmes proactifs de commercialisation en matière de prospection au secteur industriel et de promotion plus intense de l'électricité, appliquées entre autres et justement à la vente des surplus. Comme impact, la vente de surplus exercera des pressions à la baisse dans les augmentations tarifaires futures aux abonnés.

Au deuxième chapitre, le GRAME analyse les moyens de gestion de la demande à la pointe, plus particulièrement par l'appel au public. Ainsi le GRAME réitère la nécessité de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe et soutient que l'appel au public est un moyen pour y parvenir. Le GRAME reconnaît le programme d'alertes d'Hydro-Québec qui a débuté à l'hiver 2013-2014<sup>1</sup> mais soumet la nécessité d'être davantage proactif dans la conception d'outils interactifs avec la clientèle.

Avec l'arrivée des compteurs intelligents, le GRAME soumet que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation. À l'inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu, l'appel au public avec remboursement de crédit peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe.

Au troisième chapitre, le GRAME aborde les attributs environnementaux et le SPEDE. À cet égard, le GRAME est d'avis que l'on doit examiner si l'énergie de source éolienne, biomasse ou de petites centrales pourront faire l'objet de valorisation sur les marchés voisins, via la revente sur ces marchés sur la période du plan d'approvisionnement, en regard également des efforts qui doivent être faits pour réduire les surplus énergétiques sur la durée du Plan d'approvisionnement.

En ce qui concerne le SPEDE, considérant l'impact potentiel du SPEDE sur le maintien du parc de bi-énergie, donc sur les besoins additionnels d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré ; considérant l'impact potentiel sur les coûts pour les approvisionnements sur les marchés de court terme ; et considérant l'impact potentiel sur les coûts et les besoins additionnels d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit présenter un évaluation de ces impacts sur la demande et, si nécessaire, proposer des solutions de réduction de ces impacts.

---

<sup>1</sup> Site Web d'Hydro-Québec consulté Déc. 2103 <http://alerte-pointe.hydroquebec.com/index> - Annexe IX

## Table des matières

<b>RÉSUMÉ</b> .....	3
<b>RÉSEAU INTÉGRÉ</b> .....	7
<b>1. OPTIONS POUR FAIRE FACE AUX SURPLUS D’APPROVISIONNEMENTS</b> .....	7
1.1 Mise en contexte.....	7
1.2. Étude de la preuve du Distributeur.....	8
1.2.1 Bilan énergétique patrimonial et identification des surplus .....	8
1.2.2 Le coût des approvisionnements.....	10
1.3 Impact potentiel de la politique économique du gouvernement .....	11
1.4. Moyens et outils à développer pour réduire les surplus en approvisionnement.....	14
1.4.1 Politique de commercialisation et/ou de revente des surplus .....	14
1.4.2 Activités internes pour la commercialisation des surplus .....	14
1.5 Secteurs à exploiter .....	19
1.5.1 Contexte historique.....	19
1.5.2 Marchés à développer .....	19
1.6 Recommandations du GRAME.....	20
<b>II. IMPACT DES MESURES D’EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE LA GESTION DE LA DEMANDE SUR LA DEMANDE</b> .....	22
2.1 Mise en contexte.....	22
2.2 Amélioration des approches de sensibilisation à la notion de pointe et poursuite des appels au public .....	22
2.2.1 Exemples de réussite .....	22
2.2.2 Conclusion .....	24
<b>III. LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX ET LE SPEDE</b> .....	25
3.1 Introduction .....	25
3.2 Attributs environnementaux .....	25
3.2.1 Conclusions et recommandations .....	29
3.3 Système de plafonnement et d’échange de droits d’émissions de GES .....	30
3.3.1 Conclusion .....	35
<b>CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME</b> .....	36

<b>ANNEXES</b> .....	38
Annexe I: La Démarche ÉcoWatt, <a href="http://www.ecowatt-bretagne.fr">http://www.ecowatt-bretagne.fr</a> .....	38
Annexe II: ÉcoWatt Bretagne – Bilan de la 6e édition.....	39
Annexe III : ÉcoWatt Bretagne 2011-2012.....	41
Annexe IV : Implantation de ÉcoWatt sur différents territoires :.....	43
Annexe V.....	48
Annexe VI : Cible de réduction de la consommation et des pointes de consommation d’États américains. ....	52
Annexe VII: Acceptabilité sociale des compteurs de nouvelle génération.....	56
Annexe VIII: Inscription au service d’alerte texto en cas de pointe exceptionnelle d’Hydro-Québec :.....	58

## RÉSEAU INTÉGRÉ

### 1. OPTIONS POUR FAIRE FACE AUX SURPLUS D'APPROVISIONNEMENTS

#### 1.1 Mise en contexte

Tel qu'indiqué dans la demande d'intervention du GRAME<sup>2</sup>, concernant la question des coûts engendrés par les stratégies d'approvisionnement, la Régie encadre cet enjeu dans sa décision D-2013-183, par. 19 en indiquant que «la question des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie est pertinente dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, puisqu'elle a trait aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande».<sup>3</sup>

[19] *La question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement et leur minimisation ainsi que la notion des risques reliés aux approvisionnements font donc partie des sujets d'intérêt dans l'analyse d'un plan d'approvisionnement. À cet égard, la question des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie est pertinente dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, puisqu'elle a trait aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. (D-2013-183, par. 19)*

Ainsi, le GRAME fait en premier lieu le point sur l'utilisation des approvisionnements patrimoniaux par le Distributeur comme outils d'équilibre pour faire face aux surplus, puis aborde<sup>4</sup> dans la section suivante les stratégies mises en œuvre par le Distributeur pour la commercialisation et la promotion de l'hydroélectricité au Québec de même que l'impact potentiel de la Politique économique du gouvernement sur ces surplus.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur, en apparence, ne mise pas suffisamment sur le développement de nouveaux marchés et qu'il puisse en résulter une baisse de la demande sur la période du plan d'approvisionnement 2014-2023. En conséquence,<sup>5</sup> l'offre et la demande ne sont plus en équilibre et les approvisionnements sous contrat étant supérieurs aux besoins prévus, des surplus énergétiques totalisant 75,0 TWh surgissent selon la preuve même du Distributeur<sup>6</sup>.

#### **R-3864-2013, B-0005, HQD-1, doc. 1, p. 6**

*La conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre se traduit par des surplus énergétiques plus importants que ceux prévus il y a trois*

---

<sup>2</sup> R-3864-2013, C-GRAME-002, par. 14

<sup>3</sup> D-2013-183, par. 19

<sup>4</sup> R-3864-2013, C-GRAME-002, par. 15

<sup>5</sup> R-3864-2013, C-GRAME-002, par. 1

<sup>6</sup> B-0005, HQD-1, document 1, p. 6

ans. Ils s'élèvent dorénavant à 75,0 TWh pour la période 2014-2023, même après le déploiement des moyens de gestion, comme il appert de la figure 1-2.

De plus, le GRAME note que dans le scénario de référence du Plan d'approvisionnement du Distributeur, les surplus de 75 TWh ne tiennent pas compte<sup>7</sup> des impacts éventuels de la Politique économique du Québec qui pourraient les réduire et que le Distributeur intègre dans le bilan de ses approvisionnements les 800 MW de production éolienne qui ont été annoncés par le gouvernement du Québec.<sup>8</sup>

## 1.2. Étude de la preuve du Distributeur

### 1.2.1 Bilan énergétique patrimonial et identification des surplus

Dans sa décision D-2014-037, rendue au dossier tarifaire R-3854-2013, la Régie notait que bien que l'énergie patrimoniale constitue la source d'approvisionnement ferme au plus faible coût, 7,3 TWh ne seront pas utilisés pour combler les besoins prévus de 2014.<sup>9</sup>

[154] *Malgré cette baisse des besoins prévus, le Distributeur planifie acquérir 12,1 TWh d'approvisionnements postpatrimoniaux, soit le niveau le plus élevé depuis l'année tarifaire 2006-2007. Le Distributeur estime également que 7,3 TWh d'énergie patrimoniale ne seront pas utilisés pour combler les besoins prévus en 2014, alors que celle-ci constitue la source d'approvisionnement ferme à plus faible coût qui soit disponible. Il s'agit d'ailleurs d'un niveau sans précédent depuis le dépôt du dossier R-3579-2005. (Dossier R-3854-2013, D-2014-037, page 49, par. 154)*

TABLEAU 8  
QUANTITÉS PRÉVUES D'ÉNERGIE POSTPATRIMONIALE ET PATRIMONIALE INUTILISÉE  
PAR DOSSIER TARIFAIRE

Dossiers	En TWh	
	Énergie postpatrimoniale prévue	Énergie patrimoniale inutilisée prévue
R-3579-2005	8,6	0
R-3610-2006	8,2	0
R-3644-2007	6,5	0
R-3677-2008	4,8	0
R-3708-2009	1,5	1,3
R-3740-2010	6,2	0,2
R-3776-2011	6,5	0,5
R-3814-2012	11,6	4,2 <sup>(9)</sup>
R-3854-2013	12,1	7,3

Note 1 : À la suite des décisions D-2013-021 et D-2013-037, la quantité est passée de 4,2 TWh à 3,2 TWh.

Référence : R-3854-2013, D-2014-037, page 49, Tableau 8

<sup>7</sup> R-3864-2013, B-0038, HQD-3, DOCUMENT 13, R. 12.1

<sup>8</sup> R-3864-2013, B-0029, HQD-3, DOCUMENT 4, RDDDR 5.1.

<sup>9</sup> R-3854-2013, D-2014-037, page 49, par. 154



Le Distributeur indique qu'à l'exception des livraisons du contrat cyclable, les autres engagements d'achat de long terme du Distributeur ne peuvent être réduits et que par conséquent le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques, qui sont sans coût pour le Distributeur.<sup>10</sup>

Au tableau 4-2, le Distributeur présente le bilan en énergie de 2014 à 2023, incluant le volume d'électricité patrimoniale. Il confirme notamment que *les surplus présentés au tableau 4-2-résulteront principalement en de l'électricité patrimoniale inutilisée*,<sup>11</sup> et que l'électricité patrimoniale inutilisée n'est ni livrée par le Producteur au Distributeur<sup>12</sup>, ni payée par le Distributeur.<sup>13</sup>

**TABLEAU 4-2  
BILAN EN ÉNERGIE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>183,6</b>	<b>182,6</b>	<b>184,8</b>	<b>185,4</b>	<b>187,0</b>	<b>191,2</b>	<b>193,5</b>	<b>194,1</b>	<b>195,3</b>	<b>196,6</b>
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux</b>	<b>12,2</b>	<b>13,8</b>	<b>15,7</b>	<b>16,3</b>	<b>17,6</b>	<b>19,5</b>	<b>20,3</b>	<b>21,2</b>	<b>21,7</b>	<b>22,3</b>
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
• Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
• Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
• Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
• Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

Référence : R-3864-2013, B005, page 2

Par conséquent, le problème vient surtout du fait que le Distributeur doit respecter ses contrats d'achat en électricité post-patrimoniale, alors que cette énergie a un coût supérieur à celle du patrimoniale.

Selon le GRAME, les solutions à envisager afin de réduire les coûts moyens payés par la clientèle actuelle du Distributeur sont notamment à :

- rechercher des moyens pour réduire l'énergie post-patrimoniale acquise ;
- rechercher à revendre les surplus sur les marchés de court terme à un prix supérieur au prix de l'électricité patrimoniale; et

<sup>10</sup> R-3864-2014, B-0005, HQD-1, doc. 1, p. 27

<sup>11</sup> R-3864-2014, B-0043 HQD-3, document 5, RDDR 1.1

<sup>12</sup> R-3864-2014, B-0038, HQD-3, document 13.1, RDDR 12.4.1

<sup>13</sup> R-3864-2014, B-0043 HQD-3, document 5, RDDR 1.5

- développer et favoriser de nouveaux marchés au Québec à un prix plancher correspondant au coût de l'énergie patrimoniale ou supérieur à celui-ci.

Comme impact, les deux dernières solutions exerceraient des pressions à la baisse dans les augmentations tarifaires futures aux abonnés.

### **1.2.2 Le coût des approvisionnements**

Bien que le Distributeur ne paye pas pour l'électricité patrimoniale non utilisée, le prix des approvisionnements patrimoniaux variera entre 26,15 \$/MWh pour 2014 et 31,25 \$/MWh pour 2023, pour un niveau moyen d'approvisionnements patrimoniaux de 170 TWh, en autant que le gouvernement ne change pas d'approche d'ici 2023.

Côté des approvisionnements post-patrimoniaux, les prix prévus sont de 99,73 \$/MWh en 2014 pour 12,2 TWh et de 112,15 \$/MWh pour 22,3 TWh en 2023.<sup>14</sup>

L'incidence du post-patrimonial dans les coûts passe alors de 21,3 % en 2014 à 31,5 % en 2023. C'est majeur et évidemment, ce sont les abonnés qui seront appelés à payer par, entre-autres, des augmentations tarifaires. D'où un examen sérieux des solutions proposées pour réduire « la facture ».

TABLEAU 4B-1  
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Approvisionnement totaux</b>										
Quantité (TWh)	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Prix (\$/MWh)	31,02	32,51	33,69	34,60	35,76	36,76	37,63	38,70	39,55	40,44
Coûts (M\$)	5 696,8	5 935,4	6 225,6	6 416,6	6 684,5	7 029,3	7 281,9	7 511,0	7 724,4	7 950,8
<b>Approvisionnement patrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Prix (\$/MWh)	26,15	26,67	27,21	27,75	28,31	28,87	29,45	30,04	30,64	31,25
Coûts (M\$)	4 483,6	4 501,2	4 601,2	4 693,7	4 792,9	4 959,1	5 100,4	5 194,0	5 319,2	5 446,8
<b>Approvisionnement postpatrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
Prix (\$/MWh)	99,73	103,64	103,76	105,73	107,33	106,32	107,25	109,53	110,73	112,15
Coûts (M\$)	1 213,1	1 434,2	1 624,4	1 722,9	1 891,6	2 070,1	2 181,5	2 317,0	2 405,2	2 504,0
<b>• Approvisionnement de long terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	11,9	13,7	15,5	16,0	17,2	18,8	19,2	19,7	19,8	19,9
Prix (\$/MWh)	99,62	103,09	103,13	105,17	106,96	106,18	107,37	109,57	111,00	112,43
Coûts (M\$)	1 189,3	1 416,0	1 599,4	1 687,0	1 843,5	1 998,6	2 060,8	2 160,5	2 193,9	2 238,2
<b>• Approvisionnement de court terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
Prix (\$/MWh)	53,13	47,99	48,89	50,13	51,73	53,94	56,49	59,45	62,62	66,00
Coûts (M\$)	12,0	5,0	7,2	12,8	20,2	35,0	64,7	85,3	122,5	159,7
<b>• Approvisionnement en puissance</b>										
Coûts (M\$)	11,8	13,3	17,8	23,1	27,9	36,6	56,0	71,2	88,9	106,1

Référence : R-3864-2013, B-0008, Tableau 4B-1, p.37

Le GRAME est par conséquent d'avis qu'avec de tels surplus, à un coût variant entre 26,15 \$/MWh et 31,25 \$/MWh sur l'horizon du plan de dix ans, il est possible de substantiellement les réduire, conciliant à la fois la protection des consommateurs et

<sup>14</sup> R-3864-2013, B-0008, Tableau 4B-1, p. 37

l'intérêt public dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Il s'agit donc de développer une stratégie permettant à la fois de réduire ces coûts globaux et de promouvoir la *satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif*.<sup>15</sup>

*5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. (Notre souligné)*

**Les surplus peuvent aussi être considérés comme des opportunités de développement et de création d'emplois, tout en réduisant les coûts moyens des approvisionnements du Plan. Ainsi ils peuvent être utilisés pour fins du développement régional durable.**

**Enfin, les surplus peuvent être utilisés pour fins de convertir l'utilisation de ressources fossiles à l'électricité dont principalement aux secteurs industriel et commercial. Ces conversions procureraient des efficacités accrues dans l'utilisation énergétique et une réduction dans les émanations polluantes, dont les GES.**

**Une politique proactive de commercialisation de l'électricité aurait donc avantage à être déployée en développant des secteurs existants, en favorisant de nouveaux créneaux dans l'utilisation de l'électricité et en substituant l'électricité aux combustibles fossiles.**

### **1.3 Impact potentiel de la politique économique du gouvernement**

Le document soumis par le gouvernement concernant la Politique économique traite de l'utilisation des surplus en électricité pour attirer des investissements et créer des emplois d'ici 2017, donc sur une partie de la période du Plan d'approvisionnement.

Politique économique du Québec – Priorité emploi, Dépôt légal – Octobre 2013, Gouvernement du Québec, Section l'offre tarifaire, p.14 :

Le gouvernement cible la création d'emplois et les investissements dans les secteurs qu'il juge prioritaires, tels que :

- la transformation des ressources naturelles;
- la fabrication de composantes liées à l'électrification des transports;
- la fabrication de composantes liées aux énergies renouvelables et aux technologies vertes;
- les centres de données et les technologies de l'information.

---

<sup>15</sup> Article 5, LRÉ

Dans ce document, le gouvernement mise sur les secteurs prioritaires tels que : la transformation des ressources naturelles, les centres de données et les technologies de l'information, soit des secteurs d'activités de grande consommation énergétique. L'impact de la Politique économique fut évalué par le Distributeur au Tableau 4-4 :<sup>16</sup>

**TABLEAU 4-4**  
**IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES**  
**DU DISTRIBUTEUR (TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Surplus énergétiques du Distributeur</b> (ref. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Scénario accéléré	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,2)	(5,0)	(0,1)	4,3	4,1	4,7	5,4
Scénario intermédiaire	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,7)	(6,5)	(3,1)	(0,7)	(0,9)	(0,3)	0,4
Scénario modéré	(7,4)	(10,1)	(9,2)	(8,7)	(8,0)	(5,1)	(3,2)	(3,4)	(2,8)	(2,1)

R-3864-2013, B-0005, HQD-1, doc. 1, Tableau 4-4, p. 30

De l'avis du GRAME, les résultats de la politique économique du Québec ne pourront être clairement précisés tant que les nouveaux projets de développement ne seront pas identifiés, puisque par exemple, l'implantation de projets industriels d'envergure fera l'objet de négociations et de discussions avec le Gouvernement, là où la création d'emplois, d'investissements et d'effets d'entraînements macro-économiques interviennent, et que dans les cas de projets éloignés du réseau intégré, le Distributeur devra évaluer l'occasion d'ériger des tronçons de lignes de transport pour assurer l'accessibilité à l'électricité.

Ainsi, le GRAME est d'avis que le Distributeur devra avoir une politique proactive pour catalyser de telles implantations industrielles.

### ***1.3.1 Charge minimale d'admissibilité de la politique économique du Québec***

La modification de la charge minimale d'admissibilité de 15 MW à 2 MW pour bénéficier d'une offre tarifaire plus basse ne modifierait pas à court terme les prévisions de l'impact de la politique économique sur les surplus énergétiques d'Hydro-Québec. Il est effectivement difficile de prévoir l'impact sur ces prévisions bien qu'il puisse être implicite.

Toutefois, comme nous l'examinons dans les sections 1.4 et 1.5 suivantes, le GRAME croit que cette mesure tarifaire, combinée à des programmes de prospection industrielle et de promotion de l'électricité dans des secteurs ciblés, pourrait effectivement produire un impact véritable, que nous ne sommes pas en mesure cependant de mesurer.

<sup>16</sup> R-3864-2013, B-0005, HQD-1, doc. 1, Tableau 4-4

Par ailleurs, une extension de la Politique économique du gouvernement de 2017 à 2023, donc sur un horizon plus long, permettrait de planifier et de réaliser davantage d'implantations industrielles et d'utiliser davantage de surplus.

## **1.4. Moyens et outils à développer pour réduire les surplus en approvisionnement.**

### **1.4.1 Politique de commercialisation et/ou de revente des surplus**

En lien avec la section du GRAME portant sur les attributs environnementaux, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit établir une nouvelle politique de commercialisation visant notamment la revente de ses surplus, politique impliquant l'étude des opportunités pour la revente d'énergie qualifiée de renouvelable par les marchés limitrophes et accessible aux CER (certificats d'énergie renouvelable).

Effectivement, les réponses du Distributeur aux questions de certains intervenants et à la Régie indiquent qu'il a déjà entamé une analyse de la situation dans les marchés limitrophes et que l'exercice se poursuit en 2014. De plus, des démarches prospectives ont permis d'amorcer des discussions. Le GRAME est d'avis que l'accentuation des efforts dans ce sens porterait fruit.

7.1 Veuillez indiquer les orientations que le Distributeur a poursuivies pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie, tel que demandé par la Régie au paragraphe 225 de la décision D-2011-162.

**Réponse : Le Distributeur a procédé à une analyse du marché de court terme visant à accroître le potentiel de contreparties. L'analyse s'est effectuée auprès des participants du marché de New York qui disposent de production et qui ont des activités de courtage à l'extérieur de leur marché immédiat. Elle a permis de conclure qu'une grande majorité des participants vendent leur production sur le marché du NYISO et ne font pas de transactions bilatérales.**

**Les démarches de prospection du Distributeur ont permis d'entreprendre des discussions avec deux entreprises afin d'en arriver à la signature de EEL.**

**Par ailleurs, une analyse du marché de court terme a été amorcée pour le marché de l'Ontario. Elle se poursuivra en 2014. Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, il est limité par les contraintes de transport.**

Référence : R-3864-2013, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 7.1

### **1.4.2 Activités internes pour la commercialisation des surplus**

Bien que le Distributeur ait proposé une offre tarifaire pouvant, selon le Distributeur, contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise tout en permettant d'accroître les ventes d'électricité et de valoriser les surplus<sup>17</sup>, il appert que d'autres éléments de la commercialisation de l'électricité ne semblent pas être aussi appliqués que par le passé, même le passé plus récent.

---

<sup>17</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDR 2.7, page 10 et 11

Le GRAME note ici que le Distributeur proposera un tarif de « Développement économique »<sup>18</sup> en 2014. Malheureusement, nous n'avons pas d'information spécifique sur ce nouveau tarif.

**2.7 (Réf. i)** Veuillez indiquer quelles sont les démarches entreprises par le Distributeur et ses politiques tarifaires envisagées pour s'assurer de maintenir ses ventes d'énergie auprès de sa clientèle et de promouvoir l'électricité ?

**Réponse : Dans son dossier tarifaire R-3854-2013, le Distributeur a proposé une offre tarifaire qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise tout en permettant d'accroître les ventes d'électricité et de valoriser les surplus :**

- Tarif L, réservé à la clientèle industrielle, exempté de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale ;**
- Rééquilibrage des tarifs généraux à l'avantage du tarif M ;**
- Maintien de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M ;**
- Extension de l'option d'électricité additionnelle à la clientèle de moyenne puissance ;**
- Mesures visant les exploitations agricoles : extension du tarif DT aux exploitations agricoles disposant d'un système biénergie conforme et électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.**

**La Régie de l'énergie a approuvé l'ensemble des propositions du Distributeur. Celui-ci a également annoncé qu'il proposerait un tarif de développement économique en 2014.**

Référence : R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDDR 2.7, p. 10 et 11

Concernant la commercialisation, le GRAME ne possède pas beaucoup d'indices mais soulève les points suivants :

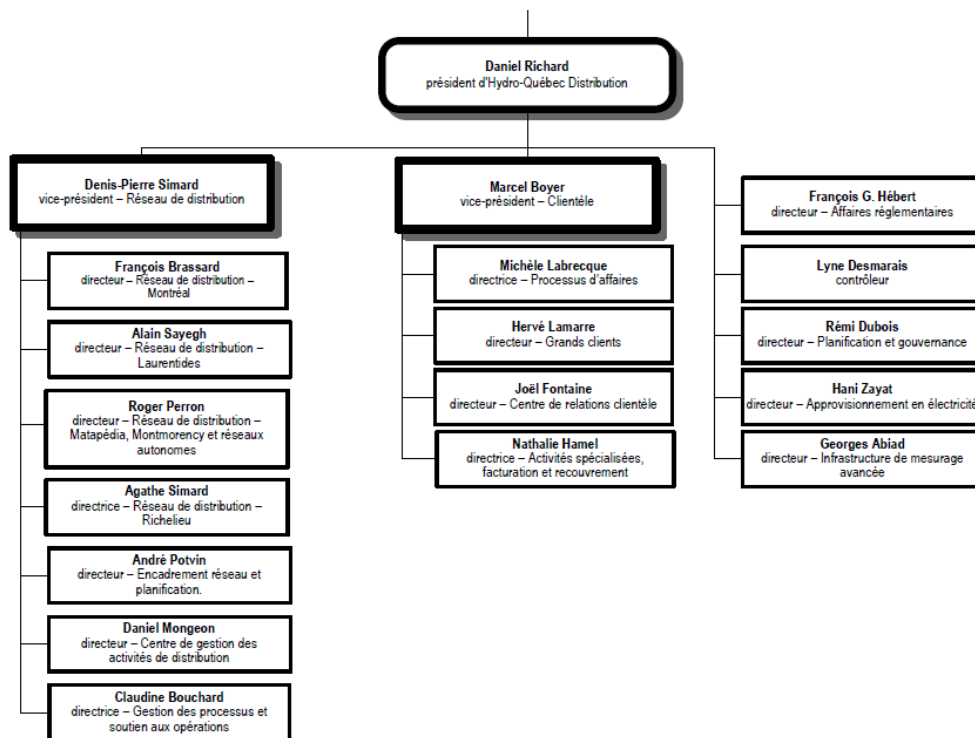
- Dans la présentation d'Hydro-Québec Distribution, au site Internet d'Hydro-Québec, aucune expression, notion de commercialisation, n'est utilisée :
  - « **Hydro-Québec Distribution c'est** : fournir à la clientèle québécoise une alimentation électrique fiable et sécuritaire. Assurer l'approvisionnement en électricité. Offrir des services adaptés aux attentes prioritaires de la clientèle. »<sup>19</sup>

Aussi, on ne trouve plus dans les nouveaux organigrammes des termes commerciaux dans les titres des unités administratives tels que « ventes », « développement » ni de « prospection » et ni de « mise en marché » (« marketing »).

Voir l'organigramme ci-dessous<sup>20</sup> du Rapport annuel 2012, HQD-11, Document 1, En liasse, page 5 :

<sup>18</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDDR 2.7, page 10 et 11

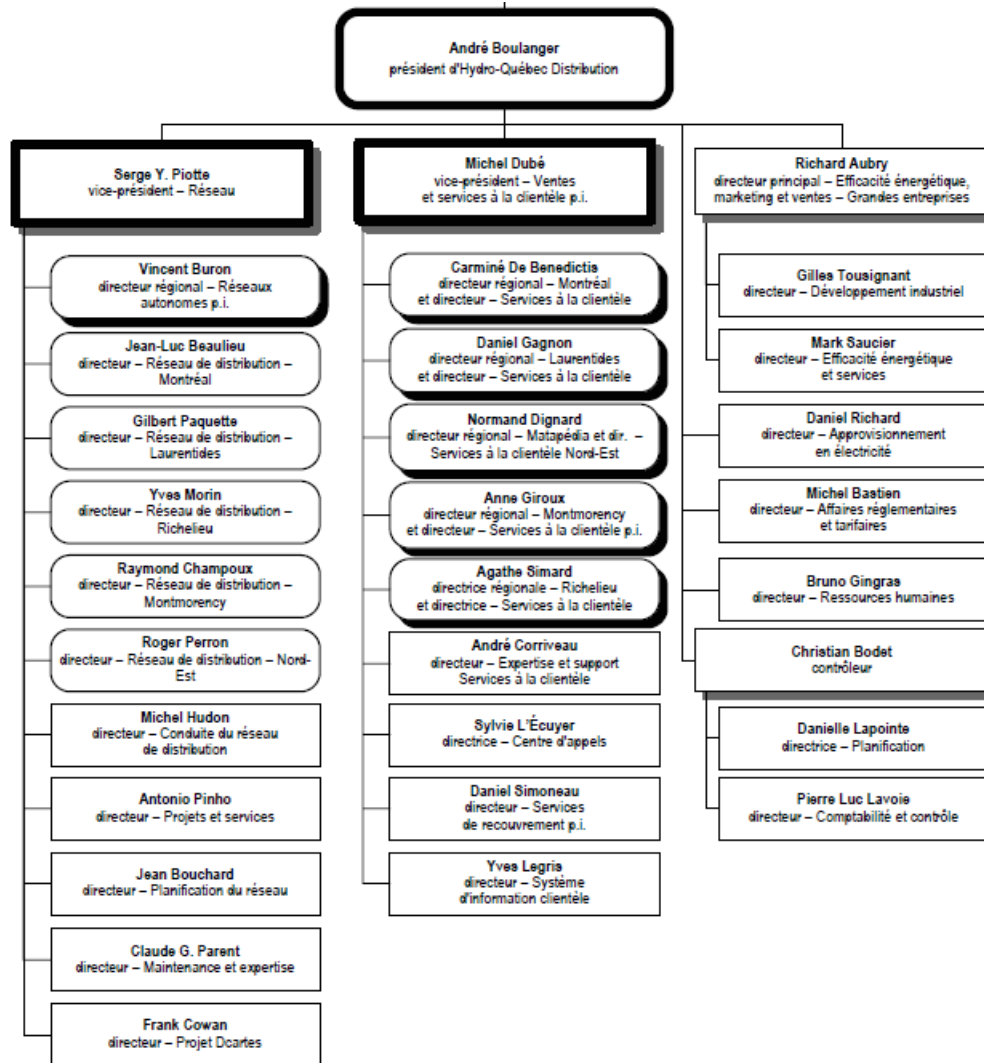
<sup>19</sup> <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/index.html>



<sup>20</sup> Rapport annuel 2012, HQD-11, Document 1, En liasse, page 5, [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2012/HQD-11-01\\_Organigrammes\\_Final.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2012/HQD-11-01_Organigrammes_Final.pdf)



Pourtant, ces termes apparaissent en 2006, soit une direction *Activités commerciales*,<sup>21</sup> et même en 2004 comme le démontre l'organigramme suivant :



Référence : Rapport annuel 2004, HQD-7, Document 1, En liasse, page 5

De plus, le site Internet sur le Développement industriel n'existe plus et le dernier organigramme que nous avons été en mesure de consulter, et où la direction Développement industriel apparaît, est celui de 2011<sup>22</sup>. Actuellement, les activités de cette direction trouveraient probablement leur équivalent en 2014 auprès d'Investissement Québec.

<sup>21</sup> Organigramme Hydro-Québec Distribution R-3610-2006, HQD-1, Document 2.1, En liasse page 5

<sup>22</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2010/HQD-11-01-Organigrammes\\_final.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2010/HQD-11-01-Organigrammes_final.pdf)

La promotion de la substitution des combustibles fossiles à l'électricité n'existe plus. Et pourtant Gaz Métro s'est bien lancée dans cette voie en 2013. (Mémoire de Gaz Métro à la Commission sur les Enjeux énergétiques du Québec : document 20130917-097, pages 17 à 22).

À notre connaissance, l'approche commerciale fut redéfinie depuis environ cinq ans, il appert que l'équipe de délégués commerciaux de la direction Grands clients ait été substantiellement réduite et que la fonction se limiterait maintenant à la satisfaction des besoins des clients existants. Aucun démarchage auprès des agents et concepteurs de projets en amont de l'implantation d'usines ne se réaliserait, ce que confirme le Distributeur, du moins pour les marchés alimentés par le mazout et le diesel, en réponse à une demande du GRAME :

**2.8** (Réf. i) Le Distributeur a-t-il une équipe de travail faisant la promotion et le développement de nouveaux marchés alimentés notamment par le mazout ou le diesel ?

**Réponse : Le Distributeur ne réalise pas d'activités en ce sens.**

Référence : R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDR 2.8, page 11

Chose certaine, les alliés d'affaires tels Investissement Québec et Montréal International servent d'antenne et proposent des projets d'implantation industrielle et de grande entreprise à Hydro-Québec. C'est comme si le Distributeur, possédant pourtant l'expertise et l'expérience requise, ne jouait qu'un rôle passif, en ne répondant qu'aux sollicitations de l'extérieur.

Quoiqu'il en soit, le GRAME croit qu'il y aurait lieu de réintroduire des programmes proactifs de commercialisation en matière de prospection au secteur industriel et de promotion plus intense de l'électricité, appliqués entre autres et justement à la vente des surplus.

Les secteurs de commercialisation visés sont plus précisément décrits dans la prochaine section.

En matière de tarification, l'accès au tarif L (grands clients) ne devrait-il pas être élargi à des secteurs prometteurs, même non industriels? Et quitte à réserver le tarif LG, moins concurrentiel, à la clientèle relativement plus captive comme les institutions, les banques et autres commerces de proximité ? Cette politique tarifaire pourrait être mise en vigueur soit par voie de décret ou suite à une demande d'exemption auprès de la Régie de l'énergie par des clients.

## 1.5 Secteurs à exploiter

### 1.5.1 Contexte historique

Qui se souvient des « *Nous sommes 12012 pour mieux vous servir* »? De la promotion du « *Tout à l'électricité* »? Des campagnes « *Propre, Propre, Propre* » du chauffage électrique? C'était à l'époque des années soixante, début 70', où le prix d'un baril de pétrole à New York a oscillé entre et 3 \$ et 3,50 \$ de 1967 à 1971 soit en moyenne 2 ¢/litre. Et malgré son coût relativement plus élevé, l'hydroélectricité québécoise effectuait déjà des percées dans le marché. Les crises pétrolières des années 70' et le prix plus élevé du pétrole ont par la suite facilité une pénétration plus intense de l'électricité.

Qui se souvient aussi, cette fois-ci dans les années 80, des campagnes promotionnelles de chauffe-eau électriques, de la bi-énergie du chauffage et des ventes d'énergie excédentaire dues aux surplus du complexe La Grande à la Baie James ?

En s'inspirant du passé, le GRAME croit qu'avec des campagnes de promotion appropriées, il est possible de vendre à court terme les surplus actuels principalement sur le marché interne du Québec. Spécifiquement, selon le GRAME, de tels programmes d'énergie excédentaire, ne pourraient-ils pas, après étude concluante, être ravivés, du moins sur une période transitoire ?

### 1.5.2 Marchés à développer

Que ce soit au niveau de l'énergie excédentaire ou de la fourniture normale d'électricité, plusieurs secteurs d'utilisation peuvent être stimulés par des campagnes bien ciblées de promotion, de publicité et de prospection, et ce, pour le court et le moyen terme.

Évidemment, puisqu'il s'agit dans ce rapport de surplus à écouler sur une base de dix ans, nous pensons à la promotion de l'énergie excédentaire et en particulier comme substitution à des combustibles fossiles. Ainsi, le rendement énergétique dans l'utilisation de l'énergie augmente sensiblement et les émanations polluantes sont réduites, dont les GES. À l'instar de Gaz Métro, tous les fossiles pourraient être ici visés à l'exception bien sûr de ceux considérés verts. Ce serait aussi en principe applicable à tous les secteurs de consommation de l'électricité : industriel, commercial, institutionnel et résidentiel.

Cependant, il faudra être prudent car l'énergie excédentaire à meilleur marché arrivera un jour à terme. Il faudra alors le prévoir à l'avance dans la tarification offerte; par exemple une base valide plusieurs années suivie d'un rattrapage. Car même cet aspect pris en compte, le consommateur aura tendance à prendre pour acquis que les excédentaires seront disponibles longtemps. C'est un problème qu'Hydro-Québec a rencontré lorsqu'elle a mis un terme à son programme de vente d'énergie excédentaire dans les années 80'.

Ceci étant dit, nous identifions maintenant des secteurs où la promotion pourrait s'avérer fructueuse. En plus des facteurs comme le rendement énergétique et la valorisation de

l'environnement, nous cherchons des utilisations à haut facteur de charge (utilisation élevée des kilowatts dans le temps).

Au secteur industriel, dans le monde des TICs (Technologies de l'Information et des Communications), tout ce qui touche le numérique et les bandes passantes, dont les centres d'hébergement de données, peut faire l'objet d'une cible prioritaire. D'autant plus, en tenant compte des répercussions du numérique sur le développement de notre avenir socio-économique. C'est même un besoin essentiel à combler au 21<sup>e</sup> siècle, tout comme l'a été l'électricité au 20<sup>e</sup> siècle. Et par surcroît, côté exportation, il s'agit de données exportées (teraoctets) grâce à l'infrastructure numérique et grâce à l'électricité.

D'autre part, l'alimentation électrique au Québec est verte alors que dans bien des régions du monde elle est d'origine fossile. Compte tenu de la croissance exponentielle du numérique et des conclusions alarmantes du GIEC (Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat), notre électricité verte disponible et fiable deviendra encore plus attrayante. Enfin, de telles implantations peuvent être considérées à proximité des grands centres de production d'hydroélectricité, surtout si des projets de bande passante (fibre optique) sont aussi prévus à proximité. Entre-autres, le projet Artic Fiber devant relier Londres à Tokyo avec un tronçon longeant la Baie James vers New York.

Les autres secteurs identifiés dans la politique économique du gouvernement sortant, la transformation des ressources naturelles, la fabrication de composantes liées à l'électrification des transports et aux énergies renouvelables et vertes, sont aussi des secteurs où l'électricité peut jouer un rôle d'entraînement économique, favoriser les investissements et créer des emplois. Ici, probablement que le nouveau tarif de Développement économique<sup>23</sup> qui sera présenté par le Distributeur en 2014 produira un impact intégré et permettra lui aussi d'écouler des surplus.

Le secteur minier est un autre secteur où Hydro-Québec dans son entièreté (production, transport et distribution) peut jouer un rôle de catalyseur du développement. Un chapelet de mines potentielles attend une telle conjugaison dans le Grand Nord.

D'autres créneaux méritent aussi une attention spéciale. L'électrification des transports comme telle, dans les projets où les investissements dans les infrastructures le permettront, les transformations secondaires et tertiaires dans l'industrie et ce qui a trait au secteur agricole, les serres et les fermes, disons, éco-énergétiques et éco-numériques modernes.

## **1.6 Recommandations du GRAME**

**Le GRAME propose,**

**En combinaison avec le tarif de Développement économique que proposera le Distributeur en 2014, de réintroduire des programmes proactifs de**

---

<sup>23</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDR 2.7, p. 10 et 11

**commercialisation en matière de prospection au secteur industriel et de promotion plus intense de l'électricité, appliquée entre autres et justement à la vente des surplus.**

**D'appliquer la commercialisation des surplus à des secteurs forts consommateurs d'électricité et à facteurs d'utilisation élevés, tels que dans l'industrie du numérique comme pour l'hébergement de centres de données et l'érection de bandes passantes. Ainsi, l'électricité contribuera à combler le besoin essentiel du 21e siècle, l'accès au numérique.**

**D'appliquer la commercialisation des surplus à titre de substitution dans la consommation des combustibles fossiles non verts avec comme résultante une meilleure efficacité énergétique et une valorisation environnementale.**

**De poursuivre les efforts de revente des surplus dans les marchés limitrophes favorisant les énergies renouvelables associé à des attributs où des démarches prospectives du Distributeur ont déjà permis d'amorcer des discussions.**

**D'élargir l'accès au tarif L (grands clients) à des secteurs prometteurs, même non industriels, quitte à réserver le tarif LG, moins concurrentiel, à la clientèle relativement plus captive comme les institutions, les banques et autre commerces de proximité.**

## II. IMPACT DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE LA GESTION DE LA DEMANDE SUR LA DEMANDE

### 2.1 Mise en contexte

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention<sup>24</sup>, le GRAME aborde la question de la contribution des interventions en efficacité énergétique et des options d'intervention en gestion de la demande sur la réduction des besoins en puissance. Le GRAME note que pour certaines interventions prévues, le Distributeur n'identifie pas de cible sur l'horizon du Plan. Le GRAME souhaite faire valoir l'importance de déterminer une cible à l'égard notamment de l'appel au public, et de prévoir une stratégie structurée pour l'atteindre des résultats pour l'appel au public.

### 2.2 Amélioration des approches de sensibilisation à la notion de pointe et poursuite des appels au public

Les prévisions de besoins en puissance à la pointe d'hiver vont en augmentant pour les secteurs résidentiels et agricoles. À cet égard, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe atteindront 40 340 MW à l'hiver 2022-2023 avec une croissance annuelle moyenne de 0,8% :

PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)

En MW	2012/13 <sup>1</sup>	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2012-22	
												MW	tx annuel moyen
Besoins réguliers du Distributeur (Besoins visés par le Plan)	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Référence : R-3664-2013, HQD-1, doc. 1, p.19, tableau 2-2

À l'instar du Québec, nombreux sont les États qui font face à des défis de réduction de la consommation de pointe. Parmi les moyens utilisés, l'appel au public gagne de plus en plus la faveur de la population et de diverses instances énergétiques. Bien structuré, l'appel au public comporte des réductions significatives de consommation sans être perçu comme une mesure insignifiante par les consommateurs. Dans cette section, le GRAME dresse un bref portrait d'exemples de réussite.

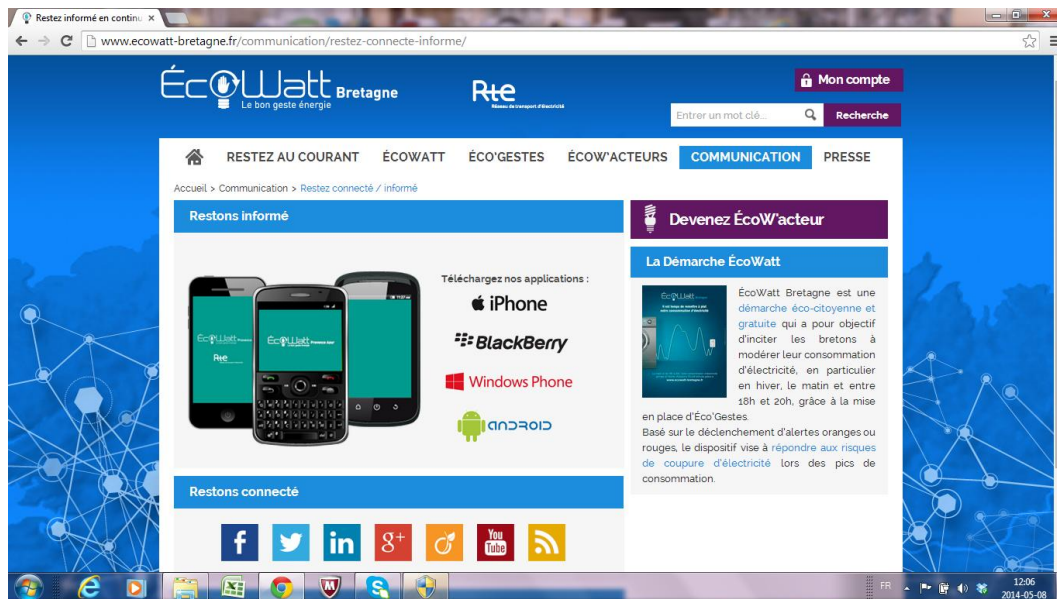
#### 2.2.1 Exemples de réussite

Instauré il y a 6 ans, ÉcoWatt Bretagne est un programme gratuit qui a pour objectif d'inciter les Bretons à modérer leur consommation particulièrement en hiver aux heures

R-3864-2013, C-GRAME-02<sup>24</sup>, par.17

de pointe. Basé sur l'envoi d'alertes aux abonnés, le dispositif vise à répondre au risque de coupure d'électricité lors des pics de consommation.<sup>25</sup>

Au cours des deux derniers hivers (2013-2014), les abonnés n'ont pas reçu de messages d'alertes en raison de conditions climatiques moins froides. Malgré l'absence d'alertes, ÉcoWatt Bretagne a néanmoins enregistré une hausse de 8,5% de nouveaux adhérents au programme atteignant plus de 52 000 inscriptions en mars 2014.<sup>26</sup> Sa popularité est, en grande partie, suscitée par une véritable plateforme interactive, très conviviale et dynamique.



Enfin, rappelons que durant les hivers plus froids, les appels au public envoyés par ÉcoWatt Bretagne se sont traduits par une **réduction de la consommation atteignant 2% à 3%** aux heures les plus chargées.<sup>27</sup> Fort de son succès, ce programme a été repris dans de nombreux autres territoires en France et en périphérie (ex : région du Var, les Alpes-Maritimes, principauté de Monaco, etc.).<sup>28</sup>

Du côté des États-Unis, de nombreux États doivent déployer des mesures importantes pour atteindre des cibles de réduction de la consommation énergétique et de la demande

<sup>25</sup> <http://www.ecowatt-bretagne.fr> - Annexe I

<sup>26</sup> EcoWatt Bretagne, Bilan de la 6ème édition, La mobilisation se poursuit : Le nombre d'Écow'Acteurs a passé la barre des 52 000 inscrits, 18 mars 2014 – Annexe II  
[http://www.ecowatt-bretagne.fr/wp-content/uploads/2014/04/EcoWatt-BZH-CP-Bilan-2014\\_18mars14\\_def.pdf](http://www.ecowatt-bretagne.fr/wp-content/uploads/2014/04/EcoWatt-BZH-CP-Bilan-2014_18mars14_def.pdf)

<sup>27</sup> Site Web consulté en novembre 2013 : Réseau de transport d'électricité – Écowatt Bretagne, Dossier de presse - Bilan Écowatt Bretagne 2011-2012, p.5, 15 mars 2012 – Annexe III  
[http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/presse/dp-2012/2012\\_03\\_15\\_DP\\_RTE\\_Ouest\\_Bilan\\_EcoWatt\\_bzh.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf)

<sup>28</sup> <http://www.ecowatt-paca.fr/ecowatt/partenaires/> – Annexe IV

de pointe. À titre d'exemple, le Maryland doit réduire sa demande de 15% pour 2015,<sup>29</sup> le New Jersey : de 20% pour 2020 et le district de Columbia : 15% pour 2015.<sup>30</sup>

Face à ces défis, de nombreux territoires américains ont implanté des mesures fortement incitatives pour réduire la consommation de pointe. Parmi les incitatifs qui connaissent une forte popularité, les mesures combinant les appels au public et réduction de la facture obtiennent des résultats forts concluants. Dans l'État du Maryland, la clientèle de Pepco Maryland est encouragée à gérer efficacement sa consommation énergétique lors des appels au public en obtenant un crédit de 1,25 \$ sur sa facture pour chaque kWh économisé grâce au programme *Peak Energy Savings Credit*. Pour cette clientèle, cet outil de gestion de la consommation est possible grâce aux compteurs de nouvelle génération. Le bilan de ce programme pour l'été 2013 concluait **une participation de l'ordre de 60% de la clientèle** et que les inscrits avaient obtenu 3,4\$ millions en crédit sur leur facture et **une réduction de pointe de 2,3 millions kWh**.<sup>31</sup> La consommation moyenne de ces abonnés résidentiels était de 1 000 kWh/mois.

En raison des résultats concluants, l'implantation de ce concept connaît une progression dans d'autres régions américaines (ex : Baltimore, District de Columbia, Delaware, etc.).

Soulignons également que ce concept, jumelé à d'autres programmes de gestion de la demande, a contribué significativement à l'acceptabilité sociale des compteurs intelligents car la clientèle est en mesure de constater les bénéfices financiers pour elle. À titre d'exemple, à l'automne 2013, l'acceptabilité sociale pour cette technologie pour le District de Columbia est passée de 27% à 40%.<sup>32</sup>

## 2.2.2 Conclusion

Le GRAME réitère la nécessité de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe et soutient que l'appel au public est un moyen pour y parvenir.

Le GRAME reconnaît le programme d'alertes d'Hydro-Québec qui a débuté à l'hiver 2013-2014<sup>33</sup> mais soumet la **nécessité d'être davantage proactif dans la conception d'outils interactifs avec la clientèle**.

Avec l'arrivée des compteurs intelligents, **le GRAME soumet que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d'un programme incitatif de**

---

<sup>29</sup> Maryland Energy Administration, Report to the Senate Finance Committee and House Economic Matters Committee to discuss whether to modify empower Maryland target beyond 2015, -Annexe V 2013

<http://energy.maryland.gov/empower3/documents/EmPOWERPlanningFinalReport2013-01-16.pdf>

<sup>30</sup> Intelligent Utility, Jay Demarest, Pepco Holdings Inc. approaches 400 MW under control, 370,000 customers for demand response, 14 avril 2014: <http://www.intelligentutility.com/article/14/04/pepco-holdings-inc-approaches-400-mw-under-control-370000-customers-demand-response> - Annexe VI

<sup>31</sup> Pepco Holdings Inc, PHI and U.S. Department of Energy Mark the Completion of the Smart Grid Investment Grant Programs, 15 janvier 2014

<http://www.pepcoholdings.com/about/news/archives/2014/article.aspx?cid=2455> - Annexe VII

<sup>32</sup> Energy.gov, Rayan Egidi, Smart Grid Update: Delivering More Reliable and Efficient Power to the Nation's Capital, mars 2014: <http://energy.gov/oe/articles/smart-grid-update-delivering-more-reliable-and-efficient-power-nation-s-capital> - Annexe VIII

<sup>33</sup> Site Web d'Hydro-Québec consulté Déc. 2103 <http://alerte-pointe.hydroquebec.com/index> - Annexe IX



**remboursement de crédit lors des pointes de consommation.** À l'inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu, l'appel au public avec remboursement de crédit peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe.

### **III. LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX ET LE SPEDE**

#### **3.1 Introduction**

En ce qui concerne les attributs environnementaux du Distributeur, le GRAME est d'avis que l'on doit examiner si l'énergie de sources éolienne, biomasse ou de petites centrales pourront faire l'objet de valorisation sur les marchés voisins, via la revente sur ces marchés sur la période du plan d'approvisionnement, en regard également des efforts qui doivent être faits pour réduire les surplus énergétiques sur la durée du Plan d'approvisionnement.

En ce qui concerne le SPEDE, considérant l'impact potentiel du SPEDE sur le maintien du parc de bi-énergie, donc sur les besoins additionnels d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré ; considérant l'impact potentiel sur les coûts pour les approvisionnements sur les marchés de court terme ; et considérant l'impact potentiel sur les coûts et les besoins additionnels d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit présenter une évaluation de ces impacts sur la demande et, si nécessaire, proposer des solutions de réduction de ces impacts.

#### **3.2 Attributs environnementaux**

Le GRAME aborde dans cette section le suivi du Distributeur<sup>34</sup> portant sur les opportunités de profiter de ses attributs environnementaux sur les marchés avoisinants, en lien avec la décision D-2011-162<sup>35</sup>, par. 275.

Concernant le programme Écologo, le Distributeur indique dans sa preuve qu'il entreprendra des démarches afin de participer aux marchés volontaires en visant la certification de ses parcs éoliens par le programme Écologo<sup>36</sup>, et cela, sans toutefois impliquer de nouvelles transactions sur les marchés.

*« Le Distributeur entreprendra des démarches afin de participer aux marchés volontaires, notamment en visant la certification de ses parcs éoliens par le programme Écologo. Les marchés volontaires au Québec, accessibles au Distributeur, pourraient permettre de valoriser les attributs environnementaux des parcs éoliens, sans toutefois impliquer de nouvelles transactions sur les marchés. »<sup>37</sup>*

Concernant le marché volontaire visant la certification des parcs éoliens du Distributeur, par le programme Écologo, «...sans toutefois impliquer de nouvelles transactions sur les

---

<sup>34</sup> R-3864-2013, C-GRAME-002, par. 20

<sup>35</sup> R-3748-2010, D-2011-162, p. 78 à 80, par. 275:

<sup>36</sup> R-3864-2014, B-005, HQD-1, doc. 1. p. 39

<sup>37</sup> R-3864-2014, B-005, HQD-1, doc. 1. p. 39

«<sup>38</sup>, le GRAME est d'avis que le Distributeur tarde à intervenir, alors qu'il *est titulaire de tous les attributs environnementaux existants et futurs associés à la production d'électricité des parcs éoliens sous contrat*<sup>39</sup> et rappelle que les fournisseurs se sont engagés contractuellement à effectuer les démarches pour produire les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits du Distributeur sur les crédits futurs et existants et **que ces frais encourus par le Fournisseur sont remboursés par le Distributeur**, augmentant le coût totaux des approvisionnements éoliens.

En effet, en réponse à une demande du GRAME, le Distributeur affirme que « *Les dispositions prévues aux contrats d'approvisionnement sont respectées par les fournisseurs.* »<sup>40</sup>, alors que « *Le Distributeur n'a pas encore procédé à la commercialisation des attributs environnementaux des parcs éoliens sous contrat.* »<sup>41</sup>

#### 24.2 Attributs environnementaux

Le **Fournisseur** reconnaît que le **Distributeur** est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus à l'égard :

- i) de réductions d'émissions ou d'émissions évitées de gaz à effet de serre ou de tout autre polluant, consécutives au déplacement réel ou présumé de moyens de production par la mise en service du *parc éolien* ;
- ii) des attributs ou caractéristiques des sources de production d'énergie renouvelable pour des fins de vente, d'échange, d'étiquetage, de certification, de publicité ou autres.

Le **Fournisseur** s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires identifiées par le **Distributeur** et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article. Les frais ainsi encourus sont remboursés au **Fournisseur** par le **Distributeur**.

Si, en vertu des lois applicables, les droits visés au présent article sont émis au nom du **Fournisseur**, ce dernier s'engage à les céder et à les transférer, sans frais, au **Distributeur** afin de donner effet aux présentes.

Référence : Articles 24.2 ou 24.3 des contrats

[http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/parc\\_eoliens.html](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/parc_eoliens.html)

Ainsi, le Distributeur semble indiquer que la certification selon le programme EcoLogo pour ces parcs éoliens n'est pas réalisée et que l'évaluation est toujours à venir.<sup>42</sup>

---

<sup>38</sup> R-3864-2014, B-005, HQD-1, doc. 1. p. 39

<sup>39</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, doc. 8, RDDR 4.1, p. 17

<sup>40</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDR 4.3

<sup>41</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, document 8, RDDR 4.4

<sup>42</sup> R-3864-2014, B-0039, HQD-3, document 12, RDDR 1-5 a)

Si on aborde maintenant la question de la revente d'énergie renouvelables (éolien, biomasse ou petite hydro) sur ces marchés, puisque le Distributeur nous indique que pour le cas des marchés réglementaires américains, il doit revendre de l'énergie sur les marchés de court terme pour pouvoir vendre des certificats d'énergie renouvelable (CER)<sup>43</sup>, il faut se pencher sur le prix de revente et le comparer aux coûts d'approvisionnement.

La preuve du Distributeur (Tableau 4V-1) démontre que les coûts post-patrimoniaux, qui incluent les coûts des énergies renouvelables (éolien, biomasse et petites-centrale) accessibles aux CER, sont supérieurs aux coûts des approvisionnements patrimoniaux qui, selon le Distributeur, seront utilisés sur la durée du Plan d'approvisionnement pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande<sup>44</sup>. Il serait donc très approprié de mettre en place une stratégie de revente des énergies post-patrimoniales accessibles aux CER sur les marchés limitrophes et ainsi récupérer ainsi, non seulement une partie de leur coût d'approvisionnement, mais également récupérer la valeur des attributs correspondants.

**TABLEAU 4B-1**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Approvisionnement totaux</b>										
Quantité (TWh)	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Prix (\$/MWh)	31,02	32,51	33,69	34,60	35,76	36,76	37,63	38,70	39,55	40,44
Coûts (M\$)	5 696,8	5 935,4	6 225,6	6 416,6	6 684,5	7 029,3	7 281,9	7 511,0	7 724,4	7 950,8
<b>Approvisionnements patrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Prix (\$/MWh)	26,15	26,67	27,21	27,75	28,31	28,87	29,45	30,04	30,64	31,25
Coûts (M\$)	4 483,6	4 501,2	4 601,2	4 693,7	4 792,9	4 959,1	5 100,4	5 194,0	5 319,2	5 446,8
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
Prix (\$/MWh)	99,73	103,64	103,76	105,73	107,33	106,32	107,25	109,53	110,73	112,15
Coûts (M\$)	1 213,1	1 434,2	1 624,4	1 722,9	1 891,6	2 070,1	2 181,5	2 317,0	2 405,2	2 504,0
<b>• Approvisionnements de long terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	11,9	13,7	15,5	16,0	17,2	18,8	19,2	19,7	19,8	19,9
Prix (\$/MWh)	99,62	103,09	103,13	105,17	106,96	106,18	107,37	109,57	111,00	112,43
Coûts (M\$)	1 189,3	1 416,0	1 599,4	1 687,0	1 843,5	1 998,6	2 060,8	2 160,5	2 193,9	2 238,2
<b>• Approvisionnements de court terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
Prix (\$/MWh)	53,13	47,99	48,89	50,13	51,73	53,94	56,49	59,45	62,62	66,00
Coûts (M\$)	12,0	5,0	7,2	12,8	20,2	35,0	64,7	85,3	122,5	159,7
<b>• Approvisionnements en puissance</b>										
Coûts (M\$)	11,8	13,3	17,8	23,1	27,9	36,6	56,0	71,2	88,9	106,1

Cependant, la revente devrait se faire à un prix de revente supérieur aux coûts des approvisionnements patrimoniaux (situé entre 26,15 \$/MWh et 31,25 \$/MW sur la durée du Plan<sup>45</sup>). Une telle stratégie réduirait les coûts totaux des approvisionnements pour la clientèle.

En ce qui concerne les CERs, rappelons la décision D-2011-162, par. 275, dans laquelle la Régie indique qu'elle s'attend à ce que le Distributeur «... *cherche concrètement à*

<sup>43</sup> R-3864-2013, B-0030, HQD-3, doc. 5, RDDR 4.3

<sup>44</sup> R-3864-2013, B-0021, RDDR no. 11.1

<sup>45</sup> R-3864-2013, B-0008, Tableau 4B-1, p. 37

*profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.»<sup>46</sup>*

*« [275] [...] .. En ce qui a trait aux CERs, la Régie partage l'avis des intervenants sur le fait que les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger. À titre d'exemple, si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif. **La Régie s'attend donc à ce que le Distributeur reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.»***

Il faut donc se poser la question s'il existe des opportunités, notamment sur les marchés avoisinants. Regardons les objectifs, ou cibles que les marchés limitrophes du Québec se sont données par les *Renewable portfolio standards* :

*Renewable portfolio standards (RPS) are policies designed to increase electricity generation from renewable resources, including wind, solar, geothermal, and biomass. While there is no national-level renewable portfolio standard, many states have established their own.*

[http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/renewable\\_portfolio\\_standards.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/renewable_portfolio_standards.cfm)

Lieu	Cible	<a href="http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/renewable-energy-standards">http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/renewable-energy-standards</a> : Consulté le 29 avril 2014
Maine	40% by 2017	On September 28, 1999, Maine's Public Utilities Commission adopted a renewable portfolio standard, requiring that 30 percent of Maine's power come from renewable sources by 2000. Sources of energy that count toward the standard include fuel cells, tidal power, solar, <b>wind</b> , geothermal, <b>hydroelectric</b> , <b>biomass</b> , and generators fueled by municipal solid waste in conjunction with recycling. In June 2006, the state adopted a renewable portfolio goal to increase new renewable energy capacity by 10 percent by 2017. "New" renewable energy sources include those placed into service after September 1, 2005. In 2007 the state updated the 2006 goal and made it a mandatory target. Resources that satisfy the new capacity requirement cannot also be used to satisfy the 30 percent portfolio requirement.
New York	30% by 2015	On September 24, 2004, The New York Public Service Commission adopted a renewable portfolio standard. The standard required that 25 percent of the state's electricity come from renewable sources by 2013. In January 2010 the requirement was expanded to 30 percent by 2015 by order of the New York Public Service Commission.  The standard identifies two tiers of eligible resources, a "Main Tier" and a "Customer-Sited Tier". The "Main tier" is mandatory and is to account for 93 percent of the standard. Eligible sources include biogas, biomass, liquid biofuel, fuel cells, <b>hydroelectric</b> , solar, ocean or tidal power, and <b>wind</b> . The "customer-sited" tier will make up the remaining 7 percent of renewable energy sales and is to come from voluntary green market programs. Sources of energy that count toward

<sup>46</sup> Décision D-2011-162, R-3748-2010

		the Customer-Sited Tier include fuel cells, solar, and wind resources
New Hampshire	23.8% by 2025	On May 11, 2007, Governor John Lynch signed into law House Bill 873, the Renewable Energy Act, which establishes a renewable energy portfolio standard for the state. HB 873 mandates that 23.8 percent of the state's electricity come from renewable sources by 2025, a goal Governor Lynch had previously set for New Hampshire. Sources of energy that count toward the standard include <b>wind</b> , solar, geothermal, hydrogen derived from biomass fuels or methane gas, ocean thermal, wave, current, tidal energy, methane gas, <b>eligible biomass technologies</b> , and <b>existing small hydroelectric</b> .
Vermont	Equal to incremental load growth	On June 14, 2005, Governor Jim Douglas signed a renewable portfolio standard into law, requiring renewable generation to equal incremental load growth between 2005 and 2012, but not requiring utilities to hold renewable energy credits equal to renewable generation. If utilities have not met this requirement, the state will institute an RPS equal to the percentage of load growth between 2005 and 2012. If the state experiences 7 percent load growth, but utilities have not obtained 7 percent of their electricity from eligible renewables by 2012, the state will adopt an RPS of 7 percent. Sources of energy that count toward the standard include <b>wind</b> , solar, <b>small hydropower</b> , methane from landfill gas, anaerobic digesters, and sewage-treatment facilities, while excluding municipal solid waste. Vermont utilities are permitted to build generation capacity out of state to comply with the mandate.  On March 20, 2008, Governor Jim Douglas signed the Energy Efficiency and Affordability Act of 2008, which established a renewable energy goal for the state. The law sets a goal of producing 25 percent of the energy consumed in the state from renewable sources, particularly Vermont's farms and forests, by 2025.

### 3.2.1 Conclusions et recommandations

Le GRAME constate que le Distributeur ne propose pas de stratégie de valorisation des attributs environnementaux, et cela, même après la précédente décision (D-2011-162, R-3748-2010 [275]) de la Régie qui demandait au Distributeur *qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.*<sup>47</sup>

Le GRAME est d'avis que pour le cas des CERs, considérant la situation de surplus pour les 10 prochaines années du Plan d'approvisionnement, la solution à envisager serait de revendre sur les marchés réglementaires américains une portion des approvisionnements d'énergie renouvelable (éolien, biomasse et petites centrales hydraulique), via des contrats de long terme ou de court terme. Cette stratégie bénéficierait à deux objectifs, réduire les coûts des approvisionnements d'énergie renouvelable, de même que les surplus sur l'horizon du plan.

<sup>47</sup> D-2011-162, R-3748-2010 [275]

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose tout d'abord, à la plus brève échéance (en suivi du Plan d'approvisionnement ou à toute autre échéance déterminée par la Régie), un rapport indépendant qui établira une stratégie de vente d'énergie éolienne, de biomasse et de petites centrales hydrauliques sur les marchés limitrophes.

Cette stratégie de revente devrait établir un objectif quantitatif réalisable sur l'horizon du Plan et être associée à une stratégie de mise en valeur des attributs correspondants, visant notamment l'étude de la certification de ces parcs éoliens selon le programme EcoLogo.

Par la suite, dans le contexte des surplus du Plan, le Distributeur aura avantage à se doter d'une équipe dédiée à la promotion des énergies renouvelables sur les marchés limitrophes, donc une équipe dont l'objectif serait de mettre en place concrètement la stratégie précédemment élaborée. Le Distributeur pourrait aussi déléguer ces démarches à Hydro-Québec dans ses activités de production, via une entente pour en assumer les coûts éventuels.

### 3.3 Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES

Dans sa preuve, le Distributeur indique que le niveau d'émission de CO<sub>2</sub> de la centrale de Cap-aux-Meules de plus 125 000 tonnes équivalents de CO<sub>2</sub> dépasse de cinq fois le plafond autorisé de 25 000 tonnes par année et que le Distributeur a procédé dès 2013 à l'acquisition sur une base annuelle des droits nécessaire pour couvrir les excédents d'émission.<sup>48</sup> Selon le Distributeur seule la centrale de Cap-aux-Meules, du réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine, dépasse le niveau d'émission.<sup>49</sup>

*« Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des excédents d'émission de CO<sub>2</sub> pour la centrale de Cap-aux-Meules (Note 3). En 2012, le niveau d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub>, soit cinq fois plus élevés que le plafond autorisé. Dès 2013, le Distributeur procédera à l'acquisition sur une base annuelle des droits nécessaires visant à couvrir les excédents d'émission<sup>50</sup>. R-3864-2014, B-009, p 7*

De plus, au dossier R-3854-2013, le Distributeur indiquait que « les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre,<sup>51</sup> et que « ...les coûts évités en énergie de la centrale de Cap-aux-Meules tiennent compte du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. »<sup>52</sup>

<sup>48</sup> R-3864-2014, B-009, HQD-2, doc. 1, p 7

<sup>49</sup> R-3864-2013, B-0033, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n° 1 du GRAME, réseau intégré, HQD-3, doc. 8, RDDR 4.5, p.18

<sup>50</sup> R-3864-2014, B-009, HQD-2, doc. 1, p 7 (section 2.1 Îles-de-la-Madeleine)

<sup>51</sup> R-3854-2013, B-0020, HQD-5, doc. 1, page 16

<sup>52</sup> R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, p. 17, R. 9.6.1

Il indiquait également, en réponse à une demande du GRAME, que les coûts annuels visant à couvrir les excédents d'émission en 2013, en vertu du *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, s'établirait à 1M\$.<sup>53</sup>

1.10 Le Distributeur indique que les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (Référence ix).

1.10.1 Veuillez fournir le montant de ces coûts pour l'année projetée de même qu'indiquer à quels approvisionnements ils sont attachés ?

Réponse :

Selon les modalités prévues au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* et selon les achats planifiés sur le marché de référence, le coût s'établirait à 1 M\$.

Référence : R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, p. 17, R.1.10.1

Concernant les coûts d'approvisionnement, il faudra certes tenir compte des coûts du SPEDE, et cela, lors de l'analyse du coût d'opportunité d'un projet à venir, tel que la possibilité de relier les Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré, ou la mise en place d'un projet JED comme moyen de réduire les émissions de CO2 (Voir tableau 9, HQD-2, doc. 1, R-3748-2010).

De plus, concernant le scénario JED de Cap-Aux-Meules qui comporte selon le Distributeur un léger avantage économique, ce dernier « .. *devra être analysé[e] à la lumière d'un scénario de raccordement possible au poste de Percé.* »<sup>54</sup> Ainsi, dans ces deux cas, il y aura réduction des émissions équivalentes de CO2 et des coûts liés aux achats de droits d'émissions selon le Règlement concernant le SPEDE.

---

<sup>53</sup> R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, p. 17, R.1.10.1:

<sup>54</sup> R-3864-2013, B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, numéro 16.2

**TABEAU 9**  
**RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub>**  
**(TONNES DE CO<sub>2</sub> PAR AN)**

CENTRALE	Émissions CO <sub>2</sub> Tonnes/an	Scénarios envisagés	Réduction CO <sub>2</sub> Tonnes/an	Réduction CO <sub>2</sub> %
<b>Nunavik</b>				
Akulivik	1 956	JED	978	
Aupaluk	842	JED	526	
Inukjuak	5 890	Hydraulique	5 890	
Ivujivik	1 229	JED	614	
Kangiqlualjuuaq	2 907	JED	1 615	
Kangiqlujuaq	2 579	JED	1 181	
Kangirsuk	2 300	JED	1 035	
Kuujuaq	12 047	JED	3 475	
Kuujuarapik	7 412	JED	2 895	
Puvimittuq	6 154	JED	2 249	
Quagtaq	1 480	JED	423	
Salluit	4 569	JED	1 729	
Tasiujaq	1 561	JED	780	
Umiujaq	1 565	JED	963	
<b>Total</b>	<b>52 491</b> 26%		<b>24 333</b>	<b>46%</b>
<b>Basse-Côte-Nord</b>				
La Romaine	9 375	Raccordement	9 375	
La Tabatière	0	Aucun		
Blanc-Sablon	0	Aucun		
Saint-Augustin	0	Aucun		
<b>Total</b>	<b>9 375</b> 5%		<b>9 375</b>	<b>100%</b>
<b>Anticosti</b>				
Port-Menier <sup>1</sup>	3 169 2%	Biomasse	0	0%
<b>Haute-Mauricie</b>				
Opitowan <sup>1</sup>	8 126	Biomasse ou raccordement	8 126	
Wemotaci <sup>2</sup>	3 600	Raccordé	3 600	
Clova	583	Raccordement	583	
<b>Total</b>	<b>12 309</b> 6%		<b>12 309</b>	<b>100%</b>
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>				
Cap-aux-Meules	126 290	JED et raccordement	126 290	
L'Île-d'Entrée	748	Raccordement	748	
<b>Total</b>	<b>127 038</b> 62%		<b>127 038</b>	<b>100%</b>
<b>Total des réseaux</b>	<b>204 382</b>		<b>173 055</b>	<b>85%</b>

Note 1 : La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des projets de production d'électricité à partir de la biomasse forestière remplaçant la production thermique n'a pas encore été évaluée.

Note 2 : Réseau raccordé au réseau intégré en 2008, quantités de CO<sub>2</sub> du dernier plan d'approvisionnement.

*Original : 2010-11-01*

*HQD-2, Document 1  
Page 29 de 43*

D'autre part, le nombre d'abonnements en 2013, selon le tableau 2C-2, la prévision de la demande aux Îles-de-la-Madeleine était de 6 661<sup>55</sup>, alors que 2 900 clients participaient au PUEÉ en 2013<sup>56</sup>, donc ne se chauffaient pas TAÉ, ce qui constitue plus de 43 % de la clientèle.

<sup>55</sup> R-3864-2013, B-0010, HQD-2, document 2, annexe 2C, p. 45

<sup>56</sup> R-3864-2013, B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 20.3



## 1. Îles-de-la-Madeleine

**TABLEAU 2C-2**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE - ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
Abonnements résidentiels et agricoles	6 661	6 725	6 799	6 870	6 930	6 982	7 034	7 086	7 131	7 170	7 199	0,8%
Ventes (GWh)	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	1,1%
dont 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%
Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	1,1%
Besoins en énergie (GWh)	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	1,1%
Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup>	41,73	42,22	42,62	42,95	43,41	43,87	44,33	44,75	45,15	45,51		1,0%
<b>Interventions en efficacité énergétique</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	
Economies d'énergie												
Ventes (GWh)	9,2	9,6	10,6	11,5	12,5	13,4	14,4	15,3	16,3	17,2	18,2	
Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup>	2,27	2,44	2,67	2,90	3,12	3,35	3,58	3,81	4,03	4,26		
Utilisation efficace de l'énergie												
Ventes (GWh)	43,8	44,5	45,2	46,0	46,4	46,9	47,4	48,1	48,4	48,9	49,3	
Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup>	15,38	15,64	15,86	16,14	16,28	16,46	16,64	16,89	17,00	17,16		

<sup>1</sup> Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Ainsi, l'impact du SPEDE sur la hausse des prix du carburant distribué pour le chauffage des habitations pourrait avoir un impact à la hausse sur la demande en électricité dans ce réseau autonome, ou un impact sur la hausse du coût de l'avantage économique de 30 % remboursé à ces clients, selon le choix des clients. En effet, bien que les clients disposent d'un avantage économique remboursable sur le coût du mazout, ce réseau ne comporte pas de tarif dissuasif pour le chauffage des locaux, et la hausse des coûts du mazout pourrait avoir un impact sur le choix des clients de se convertir à l'électricité et ainsi augmenter la demande en puissance et en énergie.

Dans ce contexte, il est donc préoccupant qu'une part importante de la clientèle se chauffe au mazout. Ainsi la question<sup>57</sup> de la Régie à l'égard du lien entre la hausse de la demande en puissance à la pointe, l'évolution de la part du chauffage électrique et les résultats du programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA) prévus sur la durée du plan est très bien ciblée. Il est par ailleurs très surprenant que le Distributeur n'ait pas les résultats des remboursements de 30 % du programme du PUEÉ entre les années 2006 à 2012, et qu'il *ne dispose pas de l'information relative à l'évolution de la part du chauffage électrique aux Îles-de-la-Madeleine sur la période 2006 à 2012*, comme il l'indique en réponse à la Régie<sup>58</sup>.

En effet, le GRAME a suivi de près l'évolution des coûts pour la compensation mazout avec avantage économique de 30 %. Au dossier R-3648-2007, le Distributeur fournissait en réponse à une demande du GRAME les données réelles de compensation pour chacun des réseaux autonomes entre 2000 et 2007 (Tableau R-16.6.1), puis fournissait les prévisions de compensation entre les années 2008 et 2017 (Tableau R-16.6.2)<sup>59</sup>.

<sup>57</sup> R-3864-2013, B-0040, Réponses à la demande de renseignements no2 de la Régie RA, RDDR 29.1

<sup>58</sup> R-3864-2013, B-0040, Réponses à la demande de renseignements no2 de la Régie RA, RDDR 29.1

<sup>59</sup> R-3648-2007, B-0019, HQD-3, doc. 6, Réponses à la demande du GRAME, RDDR 16.6

16.6. Pouvez-vous nous fournir le coût de ce programme et les montants réels versés pour les années 2000 à 2007 et les présenter séparément pour chacun des réseaux autonomes, de même que ceux prévus pour la durée du présent plan d'approvisionnement pour chacun des réseaux autonomes sous la forme d'un tableau ?

Réponse :

**Tableau R-16.6.1**  
Compensation mazout avec avantage économique de 30 %  
(en k\$)

Territoires	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Îles-de-la-Madeleine	1 621	1 316	1 205	2 137	2 174	3 350	3 580	3 922
Anticosti	75	94	64	67	82	124	97	106
Haute-Mauricie	211	445	420	488	557	755	749	993
La Romaine	2	1	1	2	0	3	3	2
Nunavik	548	869	1 116	1 290	496	1 333	1 335	2 283
Whapmagoostui	125	180	203	200	181	339	317	399
<b>Total</b>	<b>2 581</b>	<b>2 906</b>	<b>3 009</b>	<b>4 184</b>	<b>3 491</b>	<b>5 904</b>	<b>6 081</b>	<b>7 704</b>

**Tableau R-16.6.2**  
Compensation mazout avec avantage économique de 30 %  
Données prévisionnelles (en M\$)

Réseaux autonomes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Îles-de-la-Madeleine	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,7	4,8
Anticosti	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Haute-Mauricie	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
La Romaine	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nunavik	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<b>Total</b>	<b>6,4</b>	<b>6,1</b>	<b>6,2</b>	<b>6,3</b>	<b>6,4</b>	<b>6,5</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>	<b>6,9</b>

Puis, au présent dossier, la Régie autorisait la demande de SÉ-AQLPA concernant la compensation au mazout<sup>60</sup>, dont nous reproduisons la réponse ci-dessous :

**TABLEAU R-19.1**  
COMPENSATIONS MAZOUT EN M\$  
ANNÉES 2008 À 2012

Territoires	2008	2009	2010	2011	2012
Îles-de-la-Madeleine	5,7	3,7	3,8	5,9	6,8
Basse-Côte-Nord	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Haute-Mauricie	1,2	2,8	0,8	0,9	1,0
Nunavik	2,4	4,0	4,0	4,4	5,5
<b>TOTAL</b>	<b>9,5</b>	<b>10,6</b>	<b>8,7</b>	<b>11,5</b>	<b>13,5</b>

Les montants relatifs au territoire du Nunavik correspondent à la somme des 14 réseaux du Nunavik, incluant la communauté de Whapmagoostui.

Référence : R-3864-2013, B-0048, Réponses à la demande de renseignements no1, de S.É./AQLPA, RDDR19.1

Dans le cas des Îles de-la-Madeleine, nous notons une croissance des coûts entre les prévisions initiales et les données réelles entre 2008 et 2012, bien que la croissance des coûts de la compensation mazout puisse être attribuable à une croissance du nombre d'abonnements, et/ou à la croissance du prix d'achat du mazout. Il serait donc important

<sup>60</sup> R-3864-2013, B-0048, Réponses à la demande de renseignements no1, de S.É./AQLPA, RDDR19.1

de pouvoir déterminer d'où provient la croissance des coûts afin de déterminer s'il est exact que la compensation au mazout sera suffisante pour éviter que la clientèle se convertisse à TÀÉ avec des impacts importants sur la croissance de la demande.

En réseau intégré, le même phénomène risque de se produire, avec plus d'impacts, puisqu'il n'y a pas de compensation pour le mazout. Le SPEDE pourra ainsi avoir un impact sur l'augmentation des coûts d'achat de carburant des clients qui se chauffent à la bi-énergie et inciter la conversion de ces clients au chauffage électrique (TÀÉ), donc avoir un impact sur les besoins d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré. À cet égard le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier un impact spécifique<sup>61</sup>.

Concernant les autres coûts du SPEDE liés aux achats à court terme, selon le Distributeur<sup>62</sup> les volumes assujettis correspondent aux quantités d'achats de court terme<sup>63</sup>, estimées au prix minimal prévu au règlement. Rappelons que lors de la vente à l'enchère du 3 décembre 2013, les droits d'émission ont été vendus 10,75\$<sup>64</sup>, et que le prix de vente au 4 mars 2014 était de 11,39 \$ l'unité de millésime 2014.<sup>65</sup> Reste à convertir les volumes assujettis, en quantités d'unités d'émissions atmosphériques équivalentes de CO2 afin obtenir les coûts résultants du SPEDE pour les achats à court terme.

### 3.3.1 Conclusion

**Considérant l'impact potentiel du SPEDE sur le maintien du parc de bi-énergie, donc sur les besoins additionnels d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré; Considérant l'impact potentiel sur les coûts pour les approvisionnements sur les marchés de court terme; et Considérant l'impact potentiel sur les coûts et les besoins additionnels d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit présenter une analyse de ces impacts sur la croissance de la demande en puissance, de même que sur l'augmentation des coûts d'approvisionnement et, si nécessaire, proposer des solutions de réduction de ces impacts.**

---

<sup>61</sup> R-3864-2013, B-0060, HQD-3, document 7, RDDR 7.6

<sup>62</sup> R-3864-2013, B-0039, HQD-3, document 12, RDDR-1-13

<sup>63</sup> R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, tableau 4-2

<sup>64</sup> Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 3 décembre 2013, Rapport sommaire des résultats : <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/carbone/index.asp>

<sup>65</sup> Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 3 décembre 2012.

## CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME

### 1. Options pour faire face aux surplus d’approvisionnements

Le GRAME propose,

En combinaison avec le tarif de Développement économique que proposera le Distributeur en 2014, de réintroduire des programmes proactifs de commercialisation en matière de prospection au secteur industriel et de promotion plus intense de l’électricité, appliqués entre autres et justement à la vente des surplus.

D’appliquer la commercialisation des surplus à des secteurs de forte consommation d’électricité et à facteurs d’utilisation élevés, tels que dans l’industrie du numérique comme pour l’hébergement de centres de données et l’érection de bandes passantes. Ainsi, l’électricité contribuera à combler le besoin essentiel du 21e siècle, l’accès au numérique.

D’appliquer la commercialisation des surplus à titre de substitution dans la consommation des combustibles fossiles non verts avec comme résultante une meilleure efficacité énergétique et une valorisation environnementale.

De poursuivre les efforts de revente des surplus dans les marchés limitrophes favorisant les énergies renouvelables associées à des attributs où des démarches prospectives du Distributeur ont déjà permis d’amorcer des discussions.

D’élargir l'accès au tarif L (grands clients) à des secteurs prometteurs, même non industriels, quitte à réserver le tarif LG, moins concurrentiel, à la clientèle relativement plus captive comme les institutions, les banques et autres commerces de proximité.

### II. Impact des mesures d’efficacité énergétique et de la gestion de la demande sur la demande

#### 2.2 Amélioration des approches de sensibilisation à la notion de pointe et poursuite des appels au public

Le GRAME réitère la nécessité de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe et soutient que l’appel au public est un moyen pour y parvenir.

Le GRAME reconnaît le programme d’alertes d’Hydro-Québec qui a débuté à l’hiver 2013-2014<sup>66</sup> mais soumet la nécessité d’être davantage proactif dans la conception d’outils interactifs avec la clientèle.

Avec l’arrivée des compteurs intelligents, le GRAME soumet que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d’un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation. À l’inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu, l’appel au public avec remboursement de crédit peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe.

### III. Les attributs environnementaux et le SPEDE

---

<sup>66</sup> Site Web d’Hydro-Québec consulté Déc. 2103 <http://alerte-pointe.hydroquebec.com/index> - Annexe IX

## Les attributs environnementaux

En ce qui concerne les attributs environnementaux du Distributeur, le GRAME est d'avis que l'on doit examiner si l'énergie de source éolienne, biomasse ou de petites centrales pourront faire l'objet de valorisation sur les marchés voisins, via la revente sur ces marchés sur la période du plan d'approvisionnement, en regard également des efforts qui doivent être faits pour réduire les surplus énergétiques sur la durée du Plan d'approvisionnement.

En ce qui concerne le SPEDE, considérant l'impact potentiel du SPEDE sur le maintien du parc de bi-énergie, donc sur les besoins additionnels d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré ; considérant l'impact potentiel sur les coûts pour les approvisionnements sur les marchés de court terme ; et considérant l'impact potentiel sur les coûts et les besoins additionnels d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit présenter une évaluation de ces impacts sur la demande et, si nécessaire, proposer des solutions de réduction de ces impacts.

Le GRAME est d'avis que pour le cas des CERs, considérant la situation de surplus pour les 10 prochaines années du Plan d'approvisionnement, la solution à envisager serait de revendre sur les marchés réglementaires américains une portion des approvisionnements d'énergie renouvelable (éolien, biomasse et petites centrales hydrauliques), via des contrats de long terme ou de court terme. Cette stratégie bénéficierait à deux objectifs, réduire les coûts des approvisionnements d'énergie renouvelable, de même que les surplus sur l'horizon du plan.

**Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose tout d'abord, à la plus brève échéance (en suivi du Plan d'approvisionnement ou à toute autre échéance déterminée par la Régie), un rapport indépendant qui établira une stratégie de vente d'énergie éolienne, de biomasse et de petites centrales hydrauliques sur les marchés limitrophes.**

Cette stratégie de revente devrait établir un objectif quantitatif réalisable sur l'horizon du Plan et être associée à une stratégie de mise en valeur des attributs correspondants, visant notamment l'étude de la certification de ces parcs éoliens selon le programme EcoLogo.

**Par la suite, dans le contexte des surplus du Plan, le Distributeur aura avantage à se doter d'une équipe dédiée à la promotion des énergies renouvelables sur les marchés limitrophes, donc une équipe dont l'objectif serait de mettre en place concrètement la stratégie précédemment élaborée. Le Distributeur pourrait aussi déléguer ces démarches à Hydro-Québec dans ses activités de production, via une entente pour en assumer les coûts éventuels.**

### 3.3 Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES

Considérant l'impact potentiel du SPEDE sur le maintien du parc de bi-énergie, donc sur les besoins additionnels d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau intégré ; Considérant l'impact potentiel sur les coûts pour les approvisionnements sur les marchés de court terme ; et Considérant l'impact potentiel sur les coûts et les besoins additionnels d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit présenter une analyse de ces impacts sur la croissance de la demande en puissance, de même que sur l'augmentation des coûts d'approvisionnement et, si nécessaire, proposer des solutions de réduction de ces impacts.

## ANNEXES

### Annexe I: La Démarche ÉcoWatt, <http://www.ecowatt-bretagne.fr>

The screenshot shows the website [www.ecowatt-bretagne.fr](http://www.ecowatt-bretagne.fr) with a blue background and a network diagram. The main header includes the EcoWatt Breizh logo, the RTE logo, and a search bar. The navigation menu contains: RESTEZ AU COURANT, ECOWATT, ECOGESTES, ECOW'ACTEURS, COMMUNICATION, PRESSE. A large central banner reads "MERCI pour votre MOBILISATION" and "Une mobilisation qui se poursuit avec 52400 EcoW'acteurs inscrits!". Below this, there are sections for "Devenez EcoW'acteur" with logos for "Ile de Begard" and "COMMUNAUTE Pays d'Iroise DE COMMUNES", and "Les EcoW'acteurs" with the "SAINT-MALO" logo. A section titled "Les EcoGestes" features an image of a hand holding a green plug and text about reducing electricity consumption. Another section, "Appel à témoignages", includes a photo of a woman and text asking for user experiences. The footer contains social media icons for Twitter, Facebook, YouTube, LinkedIn, and Google+, along with the EcoWatt Bretagne logo and a call to action to moderate electricity consumption.

## Annexe II: ÉcoWatt Bretagne – Bilan de la 6e édition

Site Web : [http://www.ecowatt-bretagne.fr/wp-content/uploads/2014/04/EcoWatt-BZH-CP-Bilan-2014\\_18mars14\\_def.pdf](http://www.ecowatt-bretagne.fr/wp-content/uploads/2014/04/EcoWatt-BZH-CP-Bilan-2014_18mars14_def.pdf)



Le 18 mars 2014

ECOWATT BRETAGNE, BILAN DE LA 6<sup>EME</sup> EDITION

### LA MOBILISATION SE POURSUIT : LE NOMBRE D'ECOW'ACTEURS A PASSE LA BARRE DES 52 000 INSCRITS

*A l'occasion de ces derniers jours de la saison hivernale, RTE et ses partenaires clôturent la 6<sup>ème</sup> saison d'ÉcoWatt Bretagne. La démarche a connu pour la seconde année consécutive un hiver sans alerte en raison de conditions climatiques tout à fait exceptionnelles. Cependant, le dispositif maintient et poursuit sa dynamique, avec 52 400 EcoW'acteurs à la fin de cette saison, soit 8,5% de plus par rapport à l'hiver dernier. Et une mobilisation toujours au rendez-vous, comme en témoignent les EcoW'acteurs sur le site [ecowatt-bretagne.fr](http://ecowatt-bretagne.fr), et qui doit se poursuivre pour les prochains hivers.*

#### Un hiver 2013–2014 exceptionnellement doux et pluvieux

Comme l'indique Météo France, « l'hiver 2013-2014 se place au deuxième rang des hivers les plus doux depuis 1900, derrière celui de 1989-1990 ». La pluviométrie de cet hiver est par ailleurs « la plus élevée de la période 1959-2014 en Bretagne » : on relève même des records de jours de pluie consécutifs.

Cette situation météorologique exceptionnelle, ainsi qu'une bonne disponibilité des moyens de production et du réseau, expliquent l'absence d'alerte pour cette 6<sup>ème</sup> saison d'EcoWatt Bretagne.

Dans le Sud-Est de la France, la démarche ÉcoWatt PACA a également connu un hiver sans alerte pour des raisons météorologiques strictement identiques.

#### La Bretagne produit 12% de l'électricité qu'elle consomme

La région Bretagne demeure une péninsule électrique, puisque, même si la production électrique en Bretagne est en hausse, elle ne représente en 2013 que 12% de l'électricité consommée. L'électricité reste néanmoins principalement acheminée depuis des sites de production éloignés. En période hivernale et notamment au moment des pics de froid et aux heures de pointe de consommation, le réseau électrique peut se retrouver à la limite de la saturation, avec un risque élevé de coupure électrique sur tout le territoire breton, notamment en cas d'incident sur le réseau ou sur un site de production.

Or il faut savoir qu'un écart de -1 degré sur la Bretagne équivaut à la consommation d'une ville de plus de 150 000 habitants. Les variations de température jouent ainsi considérablement sur la gestion du réseau.

La démarche EcoWatt continue donc à jouer son rôle pour passer les pics de consommation en hiver. Comme l'indique Didier Bény, Délégué pour RTE dans l'Ouest, « Il est important de souligner l'importance de la démarche de maîtrise de la demande en électricité dans le cadre du Pacte électrique breton. Il convient donc de poursuivre la mobilisation en faveur de la démarche ÉcoWatt Bretagne pour les prochains hivers. Rappelons que pour répondre durablement aux enjeux d'alimentation électrique de la Bretagne, le Pacte intègre également deux autres axes complémentaires, qui sont la sécurisation de l'alimentation et les énergies renouvelables ».

## Annexe II – suite : ÉcoWatt Bretagne – Bilan de la 6<sup>e</sup> édition



### Une démarche qui poursuit sa dynamique

Malgré cette saison sans alerte, on comptabilise en cette fin de 6<sup>ème</sup> édition :

- 52 400 EcoW'acteurs soit 4 100 nouveaux inscrits, durant le dernier hiver (+8,5%), avec, 6 130 « fans » sur facebook et 1305 « followers » sur twitter
- Plus de 180 chartes d'engagement signées au total, avec de nouveaux adhérents cette année
- Un nouveau site Internet [www.ecowatt-bretagne.fr](http://www.ecowatt-bretagne.fr) et de nombreux témoignages mis en ligne sur le nouveau [mur des EcoW'acteurs](#),
- De nouveaux [Eco'Gestes](#) mis en ligne, suite à des entretiens réalisés auprès d'experts en économie d'électricité

#### *ÉcoWatt Bretagne : apprenons à modérer notre consommation d'électricité*

*La démarche ÉcoWatt Bretagne a été initiée en novembre 2008 par RTE, en partenariat avec la Préfecture de la Région Bretagne, le Conseil régional de Bretagne, ERDF et l'ADEME. Elle a pour objectif d'inciter les Bretons à modérer leur consommation d'électricité, en particulier en hiver, aux périodes de pointe, le matin et entre 18h et 20h.*

*Le dispositif ÉcoWatt Bretagne repose sur un site internet [www.ecowatt-bretagne.fr](http://www.ecowatt-bretagne.fr), à partir duquel RTE déclenche des alertes lors des périodes à risques, dans l'esprit des journées vertes, orange ou rouges de Bison futé, afin d'inviter les Bretons (particuliers, collectivités et autres institutions, entreprises et associations, scolaires) à pratiquer les bons gestes énergie. La démarche ÉcoWatt s'inscrit dans l'axe maîtrise de la consommation électrique du Pacte électrique breton.*



**Annexe III : ÉcoWatt Bretagne 2011-2012.**

Site Web : [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/presse/dp-2012/2012\\_03\\_15\\_DP\\_RTE\\_Ouest\\_Bilan\\_EcoWatt\\_bzh.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf)

## DOSSIER DE PRESSE

BILAN ÉCOWATT BRETAGNE 2011 – 2012

15 MARS 2012



**CONTACTS PRESSE :**  
Gulfstream Communication  
Marie Poirier/ Françoise Landais  
Tél. : 02 72 64 72 21 & 06 86 06 15 62  
[mpoirier@gs-com.fr](mailto:mpoirier@gs-com.fr)/[flandais@gs-com.fr](mailto:flandais@gs-com.fr)

**CONTACTS RTE :**  
Sandrine Morassi  
Tél. : 02 40 67 37 08 & 06 12 49 60 91  
[sandrine.morassi@rte-france.com](mailto:sandrine.morassi@rte-france.com)  
Caroline Brigant  
Tél. : 02 40 67 45 70 & 06 62 26 83 67  
[caroline.brigant@rte-france.com](mailto:caroline.brigant@rte-france.com)

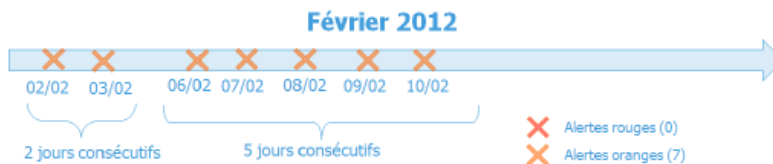
### Annexe III (Suite): Bilan ÉcoWatt Bretagne 2011-2012



## UNE DIMINUTION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN BRETAGNE LORS DE LA VAGUE DE FROID

Après un automne et un début d'hiver marqués par des températures exceptionnellement douces, une vague de froid s'est abattue sur la France, début février 2012.

Sur cette période, une série d'alertes ÉcoWatt a été déclenchée en Bretagne : au total, 7 alertes orange ont été lancées entre le jeudi 2 et le vendredi 10 février 2012.



La consommation d'électricité dans l'Ouest a ainsi atteint un pic historique à 18 000 MW, le jeudi 9 février 2012, dépassant le précédent pic de 17 150 MW, enregistrée le 7 janvier 2009.

Au regard de la bonne disponibilité du réseau et des moyens de production, ces niveaux de consommation ont pu être franchis sans coupure d'électricité, durant ces journées particulièrement froides.

La mobilisation des ÉcoW'acteurs - particuliers, mais aussi entreprises et collectivités - le matin (entre 8h00 et 12h00) et le soir (entre 18h00 et 20h00), a également contribué à passer ces pointes de consommation.

### Jusqu'à 2 à 3% de consommation économisée

Suivant les estimations effectuées par RTE, à partir des déclarations des ÉcoW'acteurs et de ses bilans de consommation, les effets des gestes des ÉcoW'acteurs durant les 7 jours de froid, se sont en effet traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre jusqu'à 2 % à 3 % aux heures les plus chargées, soit l'équivalent de la consommation cumulée des villes de Quimper, Vannes et Saint Malo.

### Annexe IV : Implantation de ÉcoWatt sur différents territoires :

Site Web : <http://www.ecowatt-paca.fr/ecowatt/partenaires/>

La démarche EcoWatt est soutenue par des partenaires institutionnels qui contribuent de manière active à la valorisation du dispositif.

### L'Etat en PACA



L'Etat soutient le dispositif EcoWatt porté par RTE, en lien avec le contrat d'objectifs pour la sécurisation électrique de l'Est PACA et le Schéma Régional Climat, Air, Energie.

La fragilité de l'alimentation électrique de l'est PACA a conduit l'Etat et ses partenaires à signer un contrat d'objectifs le 21 janvier 2011 pour agir sur les 3 axes complémentaires que sont le renforcement du réseau de transport d'électricité, la réduction des consommations d'électricité, notamment à la pointe, et le développement de la production locale d'énergie.

Cette stratégie s'inscrit en cohérence avec les orientations régionales inscrites dans le schéma régional climat, air, énergie.

Les contraintes de disponibilité de certaines sources de production d'électricité pour l'hiver 2013-2014, conduisent à élargir le périmètre de fragilité électrique à l'ensemble de la région PACA.

L'Etat s'engage donc pleinement dans le dispositif EcoWatt PACA, qui incite et accompagne les citoyens à modérer leurs consommations d'électricité, notamment en cas de risque de coupure, en promouvant des bonnes pratiques pour que chacun adapte son comportement énergétique.

[www.paca.developpement-durable.gouv.fr](http://www.paca.developpement-durable.gouv.fr)

### ADEME



#### Direction régionale Provence-Alpes-Côte d'Azur

Établissement public placé sous la tutelle conjointe des ministères en charge de l'Écologie du Développement Durable et de l'Énergie, et de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, l'ADEME participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la préservation des sols, des ressources et des matières premières, la gestion des déchets, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

De l'identification de questions de recherche au déploiement de solutions opérationnelles, l'Agence travaille à lever les freins et faire sauter les verrous technologiques, organisationnels et socio-économiques et faciliter l'émergence de biens, services et modes de gouvernance qui permettront la transition écologique et énergétique de notre société.

Dans ce but, sont mis à disposition des collectivités, administrations, acteurs de l'économie, associations, chercheurs... nos expertises techniques, accompagnements méthodologiques et aides financières. Ces dernières sont attribuées au moyen de différents dispositifs adaptés à chaque objectif, cible et nature de projet (appels à projets, appels à manifestations d'intérêt, projets de gré à gré...), déclinés à travers de grands programmes (Fonds Chaleur, Fonds Déchets, Investissements d'Avenir, convention État-Région-ADEME...).

L'implantation régionale de l'ADEME et le travail mené sur le terrain par l'équipe, constituée de 30 agents, favorisent une approche de proximité, la recherche de synergies et de complémentarités avec nos différents partenaires, et la co-construction de projets adaptés aux

contextes locaux à leurs différents stades de déploiement : premières opérations nationales, régionales, ou en phase de généralisation.

Connaître pour convaincre, convaincre pour mobiliser, et mobiliser pour réaliser, structure la dynamique de nos actions et de nos partenariats.

[www.ademe.fr/paca](http://www.ademe.fr/paca)

### Le Conseil Général des Alpes-Maritimes

Depuis plus de 30 ans, le Conseil général des Alpes-Maritimes se préoccupe du maintien d'un environnement de qualité. Il s'agit ainsi de concilier le développement et la préservation de notre cadre de vie dans toutes ses composantes jusqu'à son habitat et privilégier un management du territoire en adéquation avec les besoins d'équipement et la conservation du patrimoine.

**Le Département met en place des actions pour réduire sa consommation électrique. Parmi les principales actions mises en œuvre, on peut citer :**

- Un **Plan Climat départemental** qui estime à l'échelle du territoire des Alpes-Maritimes les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) sur l'ensemble des activités du département. Il va permettre de diminuer les émissions de GES de 20 % soit de 700 000 tonnes équivalent carbone à l'horizon 2020 au travers de 53 propositions très concrètes.
- Un **guide pour la haute qualité environnementale HQE®** des constructions dans les Alpes-Maritimes appliqué aux bâtiments neufs ou en réhabilitation construits en maîtrise d'ouvrage départementale ou financés par le Conseil général des Alpes-Maritimes.
- Une **assistance technique aux communes** afin de développer des projets exemplaires (constructions HQE/BBC, réhabilitations prenant en compte la maîtrise de la demande en énergie et les énergies renouvelables).
- Des travaux de rénovation énergétique menés sur l'ensemble du patrimoine bâti, les collèges, ainsi que sur la voirie départementale (réduction des puissances utilisées, extinction de l'éclairage la nuit sur certaines voies et lors des alertes EcoWatt PACA)
- L'**Établissement d'un atlas du potentiel solaire photovoltaïque et thermodynamique** en



- **Le Contrat d'objectifs sur la sécurisation de l'alimentation électrique de l'Est-PACA.** Il combine le nécessaire renforcement du réseau de transport de l'électricité avec une action résolue de maîtrise de la demande en énergie et de développement de l'utilisation des énergies renouvelables dans les départements du Var et des Alpes-Maritimes. Dans ce contexte, une campagne de communication à destination du grand public est menée conjointement par les deux Départements. Cette campagne appelée « gestes électro-gagnants » a pour but de sensibiliser la population aux économies d'électricité et de changer durablement les comportements. Retrouvez les « gestes électro-gagnants » sur le site internet [www.electrogagnant.fr](http://www.electrogagnant.fr)

Le

Conseil Général du Var

Un contexte particulier

La fragilité de l'approvisionnement électrique pèse très fortement sur la situation énergétique du Var. Les incidents récents qui ont provoqué des délestages ou coupures sur le réseau ont mis en avant cette problématique.

---

## GRAME-I – Plan d'approvisionnement - Réseau intégré

Ces dernières années, la consommation du Var s'est accrue de **3% par an**, quand la population a augmenté de 1% ; aussi le temps est venu **d'inverser la tendance en prenant en main notre avenir**.

Un Plan d'actions ambitieux et un engagement fort



En raison de cette problématique locale très spécifique, le **Conseil général s'engage** au titre d'un [Contrat d'Objectifs](#) Ministériel avec divers partenaires (l'Etat, le Conseil Régional PACA, le Conseil général des Alpes-Maritimes, la Principauté de Monaco, RTE, l'ADEME et l'EPA de la Plaine du Var) afin d'identifier et mener les actions pour :



- **renforcer le réseau de transport d'électricité** : en mettant en place d'ici fin 2015, un nouveau maillage de lignes plus performantes.
- **réduire la consommation énergétique** : en réduisant de 15% les consommations d'électricité d'ici fin 2013, et en poursuivant plus globalement l'effort pour respecter les objectifs du Grenelle de l'environnement en matière de consommation d'énergie (diminuer de 20% la consommation énergétique d'ici 2020).

- **promouvoir le développement des énergies renouvelables localement** : en produisant 15% d'ici fin 2012 puis 25% à l'horizon 2020 de la consommation d'énergie finale à partir de sources renouvelables locales.

**Dans ce contexte, le Conseil général du Var s'inscrit désormais dans le volet opérationnel « Sécurisation électrique » de son Plan Climat Energie Départemental.**

**La mobilisation de tous les Varois : un impératif pour réussir**

**Le Département s'engage**, mais nous n'atteindrons cet objectif ambitieux que si tous et chacun, acteurs publics, institutionnels, entreprises, professionnels, associations, mais aussi chaque varois, s'engage avec lui.

**Le Conseil général du Var travaille déjà** sur son propre patrimoine, sur le développement des énergies renouvelables qui viendront soutenir la production d'énergies, et prépare les actions nécessaires à une réussite durable car

La meilleure énergie est celle qu'on ne consomme pas

**Ce que chacun pourra faire**, par des gestes au quotidien, chez soi ou sur son lieu de travail, en investissant selon ses moyens dans des solutions durables : lampes basse consommation, isolation, électroménager performant, énergies renouvelables (bois, solaire, éolien, photovoltaïque,...), et tant d'autres possibilités, apportera à l'objectif commun.

Si tout ceci est bon pour la Planète, et bon pour le porte-monnaie ; c'est encore meilleur de le faire ensemble !

**Rejoignez nous**, et nous pourrons dans un même élan, contribuer à construire ce **Var choisi où il fait si bon vivre durablement**.

La principauté de Monaco

La Principauté de Monaco met en oeuvre un Plan Energie Climat afin de répondre à deux enjeux : la lutte contre le changement climatique et la sécurisation énergétique du pays.

En matière de lutte contre le changement climatique, Monaco s'est engagé d'ici 2020 à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 30 %, par rapport à celles de 1990.

En matière de sécurisation énergétique, Monaco s'est fixé comme objectifs pour 2020, d'améliorer l'efficacité énergétique de 20 %, et de consommer 20 % d'énergie finale provenant de sources d'énergies renouvelables.

Consciente de la situation électrique péninsulaire de la région frontalière, la Principauté s'est engagée dans le cadre du [Contrat d'Objectifs](#) à participer aux efforts réalisés par les territoires du Var et des Alpes-Maritimes. C'est dans ce cadre que la Principauté de Monaco s'est engagée aux côtés des partenaires français dans la démarche EcoWatt.

Ses initiatives en matière d'efficacité énergétique

Le Plan Energie Climat est mis en oeuvre par des actions techniques, réglementaires, financières et de sensibilisation. Ces actions touchent aux domaines tels que le bâtiment (patrimoine immobilier de l'Etat ou bâtiments privés), l'approvisionnement en énergie ou l'aménagement du territoire.

Parmi les actions mises en oeuvre, citons :

- la conduite de diagnostics de performance énergétique des bâtiments publics
- l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments publics
- l'application de la démarche HQE pour toutes les nouvelles constructions publiques, avec pour cible prioritaire l'optimisation énergétique
- l'expérimentation de contrats de performance énergétique
- la subvention des installations solaires thermiques à hauteur de 30%, en remplacement des installations thermiques fossiles
- la sensibilisation des acteurs aux économies d'énergie

ERDF



ERDF : au cœur des enjeux énergétiques actuels

Électricité Réseau Distribution France (ERDF), premier distributeur d'électricité européen est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur 95% du territoire français continental. En Provence-Alpes-Côte d'Azur, ses 2 900 collaborateurs assurent chaque jour l'exploitation, l'entretien et le développement de près de 90 000 km de lignes électriques, au service de 3 millions de clients. En 2012, ERDF a investi dans la région près de 300 millions d'euros pour l'amélioration,

le développement et la modernisation du réseau. De par sa mission et son expertise, ERDF est naturellement au cœur des évolutions des réseaux électriques. L'entreprise de service public joue un rôle clé dans tous les grands projets Smart Grids français tels que [Nice Grid](#), à Carros, dans les Alpes Maritimes.

ERDF & ECOWATT

ERDF est partie prenante de la démarche EcoWatt aux côtés de RTE et des autres partenaires depuis l'origine. Mobilisée 24 heures sur 24 et 365 jours sur 365, ERDF contribue à la sûreté du système électrique de la région PACA de par ses missions d'exploitant de réseau électrique. Elle développe des innovations permettant d'augmenter l'efficacité énergétique du réseau et accompagne le développement des énergies renouvelables en facilitant leur raccordement. Pour ERDF, la maîtrise de la consommation d'électricité est aussi un enjeu essentiel auquel elle souhaite prendre part activement en associant ses salariés.

[www.erfdistribution.fr](http://www.erfdistribution.fr)

**Annexe V** : Cible de réduction de la consommation énergétique et de la demande de pointe du Maryland :

Site Web : <http://energy.maryland.gov/empower3/documents/EmPOWERPlanningFinalReport2013-01-16.pdf>





**REPORT TO THE SENATE FINANCE COMMITTEE AND HOUSE ECONOMIC MATTERS COMMITTEE TO DISCUSS WHETHER TO MODIFY EMPOWER MARYLAND TARGETS BEYOND 2015**

The Maryland Energy Administration (MEA) is pleased to present this report to the Senate Finance Committee and House Economic Matters Committee to discuss the future direction of EmPOWER Maryland.

In 2008, the State passed the EmPOWER Maryland Energy Efficiency Act.<sup>1</sup> The current legislation set targets for electric energy and demand reductions through 2015. Specifically, the Act set a goal of a 15% reduction from a 2007 baseline in per capita electricity consumption and peak demand by 2015.<sup>2</sup>

The Act also directed MEA, in consultation with the Public Service Commission, to review the anticipated achievement of the goals of EmPOWER Maryland, to determine whether electricity consumption and peak demand reduction targets should be modified beyond 2015, and to advise the legislature on the feasibility of setting energy savings targets for natural gas companies.

This report details the steps that MEA has taken to perform these analyses and serves as the fulfillment of our requirement to report to the Senate Finance Committee and House Economic Matters Committee. We welcome the opportunity to address your Committees during the 2013 session to continue our discussion about EmPOWER Maryland.

Sincerely,

Abigail Ross Hopper  
Acting Director  
Maryland Energy Administration

Kevin Lucas  
Director, Energy Market Strategies  
Maryland Energy Administration

---

<sup>1</sup> EmPOWER Maryland Energy Efficiency Act of 2008, 2008 Md. Laws Ch. 131

<sup>2</sup> *Id.* at B(2)(i)-(ii)

---

## EXECUTIVE SUMMARY

In 2008, the Maryland General Assembly passed the EmPOWER Maryland Energy Efficiency Act (“the Act”).<sup>3</sup> The legislation set a target reduction of 15% from a 2007 baseline for per capita electricity consumption and peak demand by 2015. From its inception through September 2012, EmPOWER Maryland has helped to fund measures that will reduce energy usage of ratepayers by 2.0 million MWh per year, will reduce peak demand by over 1,000 MW, and will save ratepayers \$250 million annually in avoided electricity bills. These savings will continue for years, saving ratepayers \$3.7 billion over the useful life of currently installed measures.

While EmPOWER’s statutory authority and program reduction targets will continue beyond 2015, any revision to the reduction targets beyond 2015 will require legislative action. The Act directed MEA, in consultation with the Public Service Commission (PSC), to review the anticipated achievement of the goals of EmPOWER, determine whether electricity consumption and peak demand reduction targets should be modified beyond 2015, and advise the legislature on the feasibility of setting energy savings targets for natural gas companies.

To determine whether electricity and natural gas targets should be set beyond 2015, MEA has worked with relevant stakeholders, including electric and gas utilities and suppliers, the environmental advocacy community, and state agencies, to develop this report and its recommendations. PSC Staff provided valuable insight and review during this process, but the contents of this report should be viewed as MEA’s recommendations and may not represent the consensus position of the Commission or PSC Staff.

Maryland has made excellent progress and has achieved real results through the EmPOWER programs to date. Ratepayers will save billions of dollars as a result of programs already implemented and are positioned to save billions more in future savings. Credit is due to the many players who helped to advance the original legislation, who worked to design and implement the original programs, and who continue to push all parties forward.

Yet the programmatic progress to date, particularly in the electricity consumption programs, has been aided both by tailwinds of the economic downturn and by mild weather. When (not if) the economy accelerates its growth, when (not if) electricity and natural gas demand increases, and when (not if) electricity and natural gas prices resume their historic upward trajectory, Maryland will face anew the challenge of how to best meet our future energy needs.

After a thorough review of program performance to date, and based on feedback received through our stakeholder review process, MEA concludes that electricity and natural gas goals should be set beyond 2015. Further, MEA concludes that demand-side resources are the least-cost, lowest-risk solution to meet the anticipated increase in energy demand, and that the State should maximize the implementation of these resources as the first means of meeting our increasing energy needs. We also note that these programs will by design bring economic benefits to ratepayers and the State, will help create new jobs, and will assist in meeting the emission reduction goals of the Greenhouse Gas Reduction Act.

MEA recommends additional investment in energy efficiency and conservation programs for both electricity and natural gas and continued investment in demand response programs for electricity. In this report, we have laid out a framework and a path forward that will provide

---

<sup>3</sup> EmPOWER Maryland Energy Efficiency Act of 2008, 2008 Md. Laws Ch. 131

the necessary information to the 2014 General Assembly so that it can make an informed decision on how to best set specific EmPOWER goals for electricity and natural gas usage and electric peak demand beyond 2015.

MEA also proposes a number of major changes to the EmPOWER programs that will leverage the substantive work and experience that has been developed since 2009. These changes, collectively referred to as EmPOWER 3.0, are intended to work together in a holistic manner and should not be viewed as independently implementable. Rather, we expect substantial synergies from a coordinated development, design, and deployment of new programs. The changes proposed below will take time, effort, coordination, and cooperation to be prepared for the 2014 legislative session and the 2015-2017 program implementation cycle.

The intent of EmPOWER 3.0 is to introduce an analytically rigorous set of procedures and metrics that can be applied to demand response and energy efficiency and conservation program design and implementation. The process starts through a collaborative effort to determine how much energy and demand savings are available for a given level of investment under a cost effectiveness test that analyzes the true benefits of avoiding the marginal unit of energy supply. This action would be performed in a coordinated manner with direct input from relevant stakeholders. Our plan is for this group to make a consolidated recommendation to the 2014 General Assembly with achievable savings levels that will enable reasonable and achievable reduction goals to be set beyond 2015.

MEA's EmPOWER 3.0 recommendations can be summarized as follows and are discussed in more detail in the remainder of the report.

1. Determine the true lifetime value of saving a MWh of electric energy, a MW of electric capacity, and an MMBTU of natural gas (the "avoided cost of supply").
2. Define the parameters of the cost effectiveness test to be used when analyzing a portfolio of programs.
3. Establish the EmPOWER Planning Group, comprised of state agencies including MEA and the Public Service Commission, electric and gas suppliers and utilities, and other public and private stakeholders, to collectively determine the quantity and cost of achievable savings available in Maryland by fuel type and sector.
4. Set achievable EmPOWER goals that specify minimum annual energy and demand reduction while authorizing the Commission to approve programs up to the cost effectiveness test threshold.
5. Implement programs through standardized offerings following industry best practices to the greatest extent possible.

We look forward to discussing this report and its contents with your Committees.

## Annexe VI : Cible de réduction de la consommation et des pointes de consommation d'États américains.

Site Web : <http://www.intelligentutility.com/article/14/04/pepco-holdings-inc-approaches-400-mw-under-control-370000-customers-demand-response>

Home

### **Pepco Holdings Inc. approaches 400 MW under control, 370,000 customers for demand response**

Jay Demarest | Apr 14, 2014

Pepco Holdings, Inc. (PHI) is one of the largest energy delivery companies in the Mid-Atlantic region, serving about two million customers in Delaware, the District of Columbia, Maryland, and New Jersey. Our subsidiaries provide key services: Pepco, Delmarva Power, and Atlantic City Electric (regulated electricity); Delmarva Power (natural gas); and Pepco Energy Services (energy efficiency and renewable energy).

As a regulated transmission & distribution company, our business strategy focuses on upgrading infrastructure, building a smarter grid, and enhancing the customer experience as a means to achieve its shareholder and environmental sustainability goals. PHI has a long tradition of being among the best of U.S. electric utilities. In 2010, PHI was ranked as one of the top three in Newsweek's "Greenest Big Companies." In 2011, Pepco Holdings Inc. was named one of the top six by the Carbon Disclosure Project. In February 2014, PHI won the POWERGRID International "Project of the Year" award for its direct load control program, Energy Wise Rewards. In March 2014, Energy Central named PHI "Energy Company of the Year."

Operating across multiple jurisdictions (DE, DC, MD, and NJ) poses unique challenges. In Maryland, electric utilities are required to achieve specified peak-demand goals and a 15% reduction in electric energy demand by 2015. Other reduction goals: New Jersey: 20% by 2020, and the District of Columbia: 15% by 2015.

To meet these initiatives, we outlined aggressive energy efficiency (EE) and demand response (DR) programs. One was Energy Wise Rewards with the deployment of state-of-the-art advanced metering infrastructure (AMI) meters, driving high levels of customer participation in DR programs such as the recently launched Peak Energy Savings Credit.

#### Challenging energy-reduction goals

There are many challenges in launching multiple programs on a compressed schedule to meet state-specific goals:

- *Driving a variety of demand-side management (DSM) programs with limited internal staff*
- *Developing solutions to address communication with non-AMI devices*
- *Achieving state-specific goals, such as Maryland's greater than 50% program participation rate*
- *Ramping an implementation team capable of fast-tracking nearly 350,000 devices*
- *Recruiting participants without the advantage of an existing program*
- *Creating effective marketing campaigns to enroll and retain program participants*

#### Solution

For implementation options, we selected Comverge, a leading provider of intelligent energy management solutions for residential and C&I customers, based on its capabilities:

---

## **GRAME-I – Plan d'approvisionnement - Réseau intégré**

- Executing a broader vision by bundling energy-saving products
- Explaining the energy-saving products bundle to our customers face-to-face at their facilities and homes
- Cross-selling our other energy-saving products at no added charge to PHI
- Automating and tracking all major elements of our program via IntelliSOURCE demand response software platform
- Leveraging its program recruitment offering (IntelliMARKET) with extensive experience with DR, dynamic pricing, and EE program management and marketing
- Meeting regulatory reporting requirements
- Using its fulfillment experience and flexibility to ramp resources as needed

Under the expanded relationship, PHI and Comverge share various responsibilities. We provide oversight and guidance for the overall program and work with Comverge to develop tactics to meet regulatory goals. With its experienced program management, marketing, technical, commercial, engineering, IT, and customer support professionals, Comverge is responsible for virtually all of the program implementation. This includes development and execution of marketing tactics along with creation of collateral materials to increase participation levels.

Comverge is responsible for administering and managing the enrollment process along with the integration of participant information with our customer and billing systems. On the post-sales side, Comverge's staff undertakes all control device fulfillment, maintenance, and repairs, in addition to operating the call center to field customer questions.

As of March 2014, the collaboration with Comverge successfully deployed more than 306,000 intelligent energy management devices, including Comverge smart thermostats and control switches. For more goals and results, see Figure 1 below.

Figure 1. Energy Wise Rewards demand response program overview

	Pepco Maryland	Delmarva Power Maryland	Atlantic City Electric New Jersey	Pepco District of Columbia	Delmarva Power Delaware	Total
Participation Goal	184,850	58,900	50,000	25,250	51,500	370,500
Installations Through March 2014	166,800	38,100	44,800	28,500	27,800	306,000
Projected Megawatts Under Control	200	60	50	30	60	400
Year Launched	2009	2009	2010	2012	2013	
Target Installation Dates	2014	2014	2014	2013	2015	
DOE ARRA Grant Funding	To PHI	No	To PHI	To PHI	No	

Updated: March 31, 2014

Our Energy Wise Rewards program reflects our commitment to reduce energy consumption in all of our markets. We look to Comverge to expand this program to give us even more flexibility managing peak-energy demand. In addition, Comverge's IntelliSOURCE demand response platform provides us with the insight and control we need to optimize load control events and ensure we have capacity available when needed.

Recently, we decided to expand our existing agreement and make Comverge our implementation vendor for the Delaware market. The expanded agreement will see the Comverge platform supporting approximately 370,500 customer endpoints. Comverge will also help expand the Energy Wise Rewards program to new markets by providing end-to-end program support for additional participants.

## Results

Partnering since 2009, PHI and Comverge have achieved significant successes. Highlights include:

- Hitting 300 MW load reduction and counting
- Receiving PJM revenue for capacity
- Opening eight different markets in all five PHI jurisdictions
- Installed 306,000 control devices and counting
- Launched both commercial and master meter programs in Maryland
- Hit a 40% customer/program penetration among eligible households in the Pepco Maryland jurisdiction
- Received 2012 Platts Global Energy “Award of Excellence”
- Earned 2014 “Project of the Year” from POWERGRID International
- Named “Energy Company of the Year” by Energy Central in March 2014

**Annexe VII: Bilan 2013 du programme *Peak Energy Saving Credit* du Maryland**

Site Web: <http://www.pepcoholdings.com/about/news/archives/2014/article.aspx?cid=2455>



PHI and U.S. Department of Energy Mark the Completion of the Smart Grid Investment Grant Programs, Wednesday, January 15, 2014

***Close-Out Meetings Under Way for Customer, Technology Projects***

**WASHINGTON, D.C.** – Officials from the U.S. Department of Energy and Pepco Holdings Inc. (PHI) gathered this week for a two-day event to acknowledge the funding and successful completion of multiple smart grid programs. The projects were accelerated by Smart Grid Investment Grant funds awarded by the Department of Energy as part of the American Recovery and Reinvestment Act (ARRA).

Executives and team members from both organizations saw presentations on the status of projects including advanced metering infrastructure, direct load control and distribution automation.

“These funds have allowed PHI’s utilities to install new technologies that will give customers a better experience and enable them to save money through energy efficiencies,” said Karen Lefkowitz, PHI vice president, Business Transformation, who oversaw the smart grid programs. “Advanced technologies will help customers’ businesses be more productive and will give them more value for their money.”

Customers in New Jersey, Maryland and the District of Columbia are already seeing the benefits of the distribution automation program, which uses newly installed automated switching technology and communication equipment to isolate outages and restore power to customers in the vicinity of an outage almost instantly.

Customers in Maryland and the District of Columbia have also benefitted from outage notification capabilities and restoration efficiencies that the advanced meters provide.

Customers who participated in the Peak Energy Savings Credit program in the Pepco Maryland service area received over \$3.4 million in bill credits last summer and helped reduce peak load by 2.3 million kilowatt hours (kWh). The typical residential customer’s monthly use is 1,000 kWh. This program was enabled by the grant and with over 60 percent participation, clearly demonstrated customer engagement and acceptance.

“Recovery Act-funded investments have spurred the deployment of next-generation technologies and tools that are being used to modernize the nation’s electric delivery system,” said Patricia Hoffman, Assistant Secretary for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability at the Department of Energy. “These technologies are helping utilities such as Pepco and others detect and minimize system problems, improve operational efficiencies, and better manage and respond to disruptions, leading to reduced outages and restoration times.”

PHI has installed more than 1.4 million smart meters throughout its service territories, including Washington, D.C., Delaware and Maryland. This number includes both electric and gas smart meter equipment. DOE funds helped complete smart meter projects in the District of Columbia and Maryland.

## Annexe VII: Acceptabilité sociale des compteurs de nouvelle génération

**Site Web :** <http://energy.gov/oe/articles/smart-grid-update-delivering-more-reliable-and-efficient-power-nation-s-capital>

### ENERGY.GOV

Haut du formulaire

Smart Grid Update: Delivering More Reliable and Efficient Power to the Nation's Capital

March 6, 2014 - 1:37pm

#### **Ryan Egidi**

Energy Delivery Technologies Technical Project Officer

Smart grid investments are transforming power delivery in the nation's Capital and nearby states. I saw this first-hand when I visited Pepco Holdings Inc. (PHI) last month to mark the recent completion of three Recovery Act-funded Smart Grid Investment Grant (SGIG) projects.

Under these projects, PHI's utilities—Pepco and Atlantic City Electric—deployed more than 800,000 smart meters and wireless communication systems across Washington, DC and Maryland, giving the utilities greater control over disturbances. Upgrades to distribution systems from New Jersey to DC included smart sensors, switches, and controls that allow its utilities to detect and isolate faults with greater precision. These new systems showed impressive results, reducing the number of customers with power outages by as much as 40 percent on certain circuits.

That's good news for customers, who are now seeing a range of new benefits, depending on their service area, including:

**Outages are shorter, and service is smarter.** Smart meters in Maryland and DC automatically notify PHI's outage management system when customers lose or regain power. Geographic information system (GIS) mapping helps the utility pinpoint the disruption and deploy repair crews.

**Storms have less impact.** Targeted restoration makes repairs faster and more efficient. During Hurricane Sandy, for example, Pepco restored power to 130,000 customers in just two days. Smart switches also allow PHI to automatically reroute power to avoid blackouts and serve critical customers while major repairs are under way. According to PHI, since 2012, about 17,000 customer outages have been prevented.

**Customers can control when and how they use electricity to save money.** New pricing programs offer lower energy costs to customers who shift consumption to off-peak periods. Maryland customers received more than \$3.4 million in bill credits and reduced peak load by 2.3 million kilowatt hours last summer. Direct load control enables Pepco's Energy Wise Rewards program, which briefly turns air conditioners off during system emergencies to prevent blackouts. In addition, customer service representatives can now access customer usage data during service calls to help customers reduce their bills.



**Customers know how they benefit.** Consumer outreach quantified the impact of energy savings from new technologies. As a result, smart meter favorability in DC increased from 27% to 40% in fall 2013.

For PHI, grid advancements don't end here. The company is continuing a wider rollout of its Energy Wise Rewards air conditioner direct load control program, which installed nearly 270,000 switches through the SGIG grant. The Energy Wise Rewards program received POWERGRID International magazine's 2014 Demand Response/Energy Efficiency Project of the Year award.

With the smart grid backbone in place, PHI plans to invest \$5.8 billion over the next five years in advanced infrastructure to improve reliability, upgrade transmission and distribution equipment, integrate renewable generation, and help customers manage their energy use and costs.

These PHI projects are just 3 out of 99 Recovery Act-funded Smart Grid projects that are beginning to show important results related to energy reliability and resiliency. We'll be reporting more over the coming months. Stay tuned.

## Annexe VIII: Inscription au service d'alerte texto en cas de pointe exceptionnelle d'Hydro-Québec :

Site Web : <http://alerte-pointe.hydroquebec.com/index>

The screenshot shows a web browser window with the URL [alerte-pointe.hydroquebec.com/index](http://alerte-pointe.hydroquebec.com/index). The page features a green header with the Hydro-Québec logo and navigation links: Accueil, Résidentiel, Affaires, L'électricité et vous, and À propos d'Hydro-Québec. A search bar is also present.

### INSCRIPTION AU SERVICE D'ALERTE TEXTO EN CAS DE POINTE EXCEPTIONNELLE

Le réseau est fortement sollicité en période de pointe exceptionnelle, soit lorsque les températures sont très froides. Dans de telles situations, Hydro-Québec vous demande de faire des gestes simples afin de réduire votre consommation d'électricité pour une courte période de 1 ou 2 jours seulement. Tout le monde y gagne.

En savoir plus sur la [consommation hivernale](#).

Vous pouvez vous inscrire à un service d'alerte texto en cas de pointe exceptionnelle afin de recevoir un avis sur votre cellulaire quand Hydro-Québec a besoin de votre collaboration, de la mi-décembre 2013 à la fin février 2014. C'est simple et facile.

**ABONNEZ-VOUS À PARTIR DE VOTRE CELLULAIRE**  
Textez le mot **FROID** au **500500**. Vous recevrez un texto de confirmation.

**ABONNEZ-VOUS SUR LE WEB**  
Remplissez le formulaire suivant en y inscrivant votre numéro de cellulaire. Vous recevrez un texto de confirmation.

**IMPORTANT**

- En vous inscrivant au service d'alerte, vous acceptez qu'Hydro-Québec vous envoie un texto en cas de pointe exceptionnelle durant l'hiver 2013-2014.
- Hydro-Québec s'engage à ne pas utiliser votre numéro de cellulaire à d'autres fins et supprimera la liste des clients inscrits, y compris leur numéro de cellulaire, à la fin de la période visée pour 2013-2014.
- Bien que les textos (SMS) d'Hydro-Québec ne soient assortis d'aucuns frais, il est possible que votre fournisseur de téléphonie cellulaire vous en facture.

(\*) Champ obligatoire

**Numéro de cellulaire\***

Format requis : 555 555-5555

**Trois premiers caractères de votre code postal**

Format requis : A1A

**Soumettre**

**DÉSABONNEMENT DU SERVICE**  
Si vous désirez vous désabonner du service d'alerte texto en cas de pointe exceptionnelle pour l'hiver 2013-2014, [visitez cette page](#).