

MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)

**DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SUR L'HORIZON 2014-2023
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

Préparé dans le cadre du dossier

R-3864-2013

de la Régie de l'énergie du Québec

**Par
Lucie Gervais
et
Antoine Gosselin**

Montréal, le 15 mai 2014

Table des matières

1. Gestion des surplus d'énergie et du besoin de puissance	3
L'exemple du tarif DT.....	6
2. Dépassements aux services complémentaires.....	11
3. Caractéristiques des contrats	12
4. Réseaux autonomes.....	13
5. Conclusions et recommandations	14

1. Gestion des surplus d'énergie et du besoin de puissance

Le Distributeur prévoit des surplus d'énergie de l'ordre de 75 TWh sur la période couverte par le plan d'approvisionnement, soit de 2014 à 2023. Le Tableau 4.2 de la preuve du Distributeur, reproduit au Tableau 1 ci-dessous, montre que les surplus sont calculés après que le Distributeur ait eu recours aux moyens à sa disposition, notamment par la suspension des livraisons en provenance de la centrale de TransCanada Energy (TCE).

Tableau 1 -- Bilan en énergie

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnement non patrimonial	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
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	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)

Source : HQD, Pièce B-0005, page 27, Tableau 4.2 - Bilan en énergie

De plus, dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur indique qu'il ne planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions, que celles-ci ne peuvent plus être utilisées conformément à leur finalité, soit de reporter des livraisons qui permettent de combler des besoins futurs tout en s'assurant de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant l'échéance des conventions.

Le Distributeur indique qu'il doit maintenant compter principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour disposer des surplus énergétiques, puisqu'aucun autre contrat d'approvisionnement de long terme n'offre cette flexibilité. Il indique que la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale est sans coût pour le Distributeur.

La FCEI constate que les moyens contractuels de réduire les surplus sont assez limités selon le Distributeur. Toutefois, la compréhension de la FCEI diffère de celle du Distributeur à l'effet que la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale soit sans coût pour le Distributeur. En effet, la FCEI comprend qu'il n'y ait aucune pénalité directe, associée à une réduction des livraisons d'électricité patrimoniale, mais considère qu'il existe un coût, celui résultant de la réduction des livraisons d'un

bloc d’approvisionnement dont le prix est inférieur à d’autres blocs d’approvisionnement, comme par exemple, celui de l’éolien.

À titre illustratif, on peut estimer l’écart entre le coût de l’énergie patrimoniale (2,79¢/kWh) et le prix maximal de la fourniture pour l’énergie, selon les décrets D-1043-2008 et D-1045-2008, établit à 9,5¢/kWh (\$2008) pour l’énergie. Sans appliquer de facteur d’inflation, ni d’autre ajustement, la FCEI établit de manière très conservatrice, que le surcoût engendré par l’obligation du Distributeur d’acheter la production éolienne plutôt que l’électricité patrimoniale correspond à un surcoût de 6,71¢/kWh.

Le surcoût estimé ci-dessus est effectivement calculé de manière très conservatrice, puisque si on se réfère au Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, le prix pour certains contrats éoliens est de 12,5 ¢/kWh¹.

En appliquant l’écart de 6,71 ¢/kWh au surplus d’approvisionnement que détient le Distributeur, toujours sans facteur d’inflation, la FCEI estime que les clients du Distributeur débourseront collectivement un surplus estimé qui excède 5 milliards \$ sur la durée du Plan. Le revenu requis comprend implicitement ce surcoût, lequel est estimé à 496,5 M\$ pour 2014, soit une augmentation estimée du revenu requis de 4,8% pour 2014.

Tableau 2 - Calcul de la valeur du surcoût en \$2008

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Surcoût en ¢/kWh	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
Valeur du surcoût en millions\$	(496,5)	(677,7)	(650,9)	(650,9)	(637,5)	(476,4)	(382,5)	(395,9)	(355,6)	(308,7)
Surcoût cumulatif en millions\$	(496,5)	(1174,3)	(1825,1)	(2476,0)	(3113,4)	(3589,9)	(3972,3)	(4368,2)	(4723,8)	(5032,5)

Il importe de noter que l’exercice ci-dessus ne vise pas à modifier le Plan 2014-2023 proposé par le Distributeur, mais plutôt à sensibiliser la Régie au surcoût qui est imposé aux clients du Distributeur par le Gouvernement, par voie de décrets.

La FCEI comprend également que le Gouvernement vise, par la multiplication des appels d’offre éolien alors que la demande ne le justifie pas, à créer de l’emploi, développer une main d’œuvre et de l’expertise en matière d’éolienne. Toutefois, la FCEI est d’avis qu’il n’appartient pas à l’ensemble des clients du Distributeur de soutenir le développement économique des régions, en payant un surcoût sur l’approvisionnement. Ce surcoût devrait être assumé par le Gouvernement, tout comme il en est pour les ententes spéciales visant l’industrie de l’aluminium notamment.

En effet, nous comprenons que les clients du Tarif L qui bénéficie d’ententes spéciales avec le Gouvernement continuent de payer le tarif L au Distributeur et obtiennent directement par le Gouvernement les rabais nécessaires à donner effet aux ententes négociées. Ainsi, cette aide

¹ Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, page 182

économique du Gouvernement n'est pas subventionnée à même les tarifs d'électricité. Pourquoi en serait-il autrement pour l'industrie éolienne?

Par ailleurs, en réduisant ses besoins en électricité patrimoniale sur la période du Plan 2014-2023, le Distributeur rend ainsi disponible ce même approvisionnement au Producteur, qui pourrait effectuer des ventes interruptibles à des tiers, générant des revenus additionnels pour l'actionnaire. Dans ce scénario, le Gouvernement bénéficie ainsi d'un double avantage : il finance la filière éolienne et le développement économique via les tarifs du Distributeur tout en augmentant la possibilité du Producteur de générer des revenus additionnels sur le marché spot.

Cela dit, la FCEI est consciente que le Distributeur a l'obligation, en vertu des décrets, de maintenir son approvisionnement à partir de la filière éolienne. Les investissements liés aux projets éoliens déjà approuvés par la Régie sont présumés être prudemment acquis. La FCEI ne remet donc pas en question ces contrats, ni le fait que, par sa Loi², la Régie « *doit tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.* » La FCEI suggère plutôt que la Régie aura à trancher sur les futurs approvisionnements éoliens et autres, à savoir s'ils sont prudemment acquis dans le contexte des surplus d'approvisionnement et des surcoûts engendrés.

Toutefois, tant que le Plan d'approvisionnement du Distributeur montre des surplus, la Régie pourrait considérer un incitatif afin que le Distributeur prenne des mesures pour contrer la hausse de coûts liée aux approvisionnements futurs. Cet incitatif pourrait bien s'intégrer dans l'éventuel mécanisme incitatif à être approuvé par la Régie. Pour ce qui est des approvisionnements éoliens déjà contractés, leur impact pourrait être mitigé en augmentant les ventes rentables par de nouveaux services ou par d'autres avenues. Par exemple, en optimisant la tarification pour favoriser la consommation d'électricité hors pointe tel que discuté ci-après.

Parallèlement aux surplus d'énergie, le Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur présente également des besoins croissants de puissance. Le Distributeur prévoit dans un premier temps solliciter les marchés de court terme, mais ceux-ci ne permettent pas de combler l'ensemble des besoins sur l'horizon du Plan.

Autant les surplus énergétiques que la croissance du besoin en puissance engendrent des coûts importants pour l'ensemble des consommateurs québécois.

Ainsi, la FCEI estime que toutes les avenues permettant de maximiser les ventes d'électricité sans ajouter au besoin en puissance devraient être explorées. De la même façon, toutes les avenues économiquement rentables permettant de mitiger la croissance du besoin en puissance devraient être mises à contribution.

HQD a déjà posé certains gestes en ce sens. Par exemple, le Distributeur a récemment ouvert le tarif biénergie aux clients agricoles.³ Aussi, il a offert des options d'électricité additionnelle pour les clients de moyenne puissance ainsi que pour l'éclairage de photosynthèse.

² Loi sur la Régie de l'énergie, c.R-6.01, article 72

³ R-3854-2013

Toutefois, la FCEI estime que certaines opportunités demeurent sous-exploitées. Plus particulièrement, le déploiement des compteurs de nouvelle génération ouvre des options tarifaires qui permettraient d'accroître les ventes et de réduire la croissance du besoin de puissance au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

De façon générale, la tarification différenciée dans le temps pourrait présenter des avantages en ce qui a trait à la gestion du plan d'approvisionnement, particulièrement dans le cas du tarif biénergie.

Par exemple, on peut penser à des modifications relativement modestes au tarif DT (biénergie résidentielle) afin de favoriser la consommation d'électricité plutôt que celle de mazout en périodes hors pointe. Les bénéfices potentiels d'une telle option sont discutés de façon plus approfondie ci-après.

La possibilité d'offrir un tarif biénergie pour la clientèle du tarif G ou à des segments de cette clientèle pourrait également être étudiée. Il en va de même du tarif M. Outre ses effets bénéfiques sur le Plan d'approvisionnement, une telle offre tarifaire pourrait permettre d'améliorer la compétitivité des entreprises québécoises en leur donnant accès à de l'énergie à moindre coût.

L'exemple du tarif DT

L'un des moyens utilisés par le Distributeur pour limiter l'utilisation de la puissance est la biénergie résidentielle. L'objectif de ce tarif est de limiter la consommation à la pointe du réseau.

Toutefois, l'absence d'information détaillée sur le moment où l'énergie est consommée fait en sorte que le tarif en pointe s'applique lorsque la température descend en-deçà d'un certain seuil, et ce, indépendamment des besoins du réseau.

Ainsi, les clients du tarif DT sont régulièrement incités à réduire leur consommation d'électricité alors que le réseau pourrait très bien les desservir. Par exemple, les clients biénergie consomment du mazout lors de fins de semaine, la nuit ou lors de journées fériées. Le tarif biénergie a donc l'effet pervers de réduire non seulement les ventes à la pointe, mais aussi les ventes hors pointe. Cela n'est évidemment pas souhaitable dans un contexte de surplus énergétiques importants et durables.

Toutefois, l'arrivée de compteurs de nouvelle génération offre des possibilités d'amélioration à cet égard puisque cette technologie permet d'identifier plus finement le moment où l'énergie est consommée.

Selon la FCEI, l'intégration de l'heure du jour comme critère de détermination du taux applicable au tarif DT ouvre des possibilités intéressantes d'amélioration du point de vue de la gestion des approvisionnements. Notamment, elle pourrait permettre de réaliser des ventes additionnelles en périodes hors pointe. Elle pourrait également contribuer à réduire la demande de pointe.

Augmenter les ventes d'électricité

Si l'application du tarif DT tenait compte du moment de la journée, il serait possible de ne facturer le tarif de pointe qu'aux moments où le réseau est le plus susceptible d'être en pointe. Par exemple, la consommation de nuit entre les périodes de pointe du soir et du matin pourrait être considérée hors pointe peu importe la température extérieure. Il pourrait en être de même de la consommation lors des jours de fin de semaine ou fériés.

Puisque l'électricité hors pointe est plus abordable que le mazout, les ventes additionnelles d'électricité hors pointe permettraient de générer un bénéfice économique notable. Le cas type du tarif DT consomme 318L de mazout par an avec une efficacité énergétique de 75%.⁴ Sur la base d'un coût évité de l'énergie hors pointe en hiver de 4,5 cents du kWh et d'un coût de 1\$ le litre de mazout, on peut estimer qu'une réduction de moitié de la consommation de mazout des clients biénergie entraînerait en moyenne une hausse des ventes d'environ 1300 kWh et un gain économique de l'ordre d'une centaine de dollars par client.⁵ Puisque 124 000 clients adhèrent présentement à ce tarif, les ventes annuelles augmenteraient d'environ 160 GWh et la valeur créée avoisinerait les 12 M\$ lorsque l'ensemble de clients disposeront d'un compteur de nouvelle génération.

Ainsi, une application différente du tarif D permettrait d'écouler une portion des surplus d'énergie tout en générant un bénéfice économique pour la clientèle.

Les économies pourraient être plus importantes si l'électricité additionnelle vendue s'avère être de l'électricité patrimoniale ou si l'augmentation de la consommation hors pointe en hiver permet de réaliser des rappels d'énergie en vertu des conventions d'énergie différées.

Limiter la croissance du besoin de puissance en limitant les retraits de clients du tarif DT

Il est important de noter que la biénergie est pertinente dans la mesure où elle procure un avantage économique qui peut, au moyen d'une calibration adaptée, être partagé entre le client et le Distributeur. En réponse à une question du RNCREQ, le Distributeur confirme que la biénergie demeure rentable en fonction des paramètres actuels.⁶ Autrement dit, la présence d'un client au tarif DT plutôt qu'au tarif D entraîne un bénéfice économique pour l'ensemble de la clientèle. Dans ces circonstances, il est important de chercher à éviter les transferts du tarif DT au tarif D.

Or, l'information produite par le Distributeur montre une croissance du nombre de retraits du tarif DT, et ce, malgré des efforts promotionnels du Distributeur. De 2009 à 2012, près de 13 000 clients ont migré du tarif DT au tarif D, dont plus de 4 000 en 2012 avec une tendance croissante depuis 2010.⁷

⁴ R-3776-2012, B-0082

⁵ Sur la base d'un facteur de conversion de 8 kWh par litre de mazout.

⁶ HQD-3, document 10, p 5.

⁷ Rapport annuel 2012, HQD-7, doc 3, pp. 17 et 18

De plus, HQD indique que les anciens clients du tarif DT sont peu enclins à y retourner.⁸ Par conséquent, il apparaît souhaitable, dans une perspective de gestion à long terme du besoin de puissance d'offrir un tarif DT suffisamment attrayant pour éviter ces migrations.

Un avantage additionnel d'une modification du tarif DT pour éliminer la facturation au tarif de pointe d'électricité consommée hors des heures de pointe réelles serait de rendre le tarif plus attrayant pour la clientèle, le tout, sans affecter la rentabilité pour le Distributeur.

Le Distributeur a fait valoir au cours des dernières années qu'il n'était pas souhaitable de rendre le tarif DT trop attrayant de crainte qu'une migration trop importante des clients se chauffant exclusivement au mazout vers le tarif DT n'affaiblisse le secteur de la distribution de mazout, lequel est nécessaire au maintien du tarif DT. Nous reviendrons plus loin sur cet élément.

Cela étant dit, si l'on adhère à la position du Distributeur à cet égard, il suffirait, à terme, de calibrer le tarif DT de sorte que l'avantage pour le client relativement au tarif D demeure le même que présentement.

Limiter la croissance du besoin de puissance en augmentant les adhésions au tarif DT

Généralement, les nouvelles adhésions au tarif DT proviennent de clients au mazout qui se convertissent à la biénergie. Toutefois, certains clients mazout migrent directement au chauffage tout-électrique (tarif D). À l'instar de la migration d'un client au tarif DT vers le tarif D, la migration d'un client mazout vers le chauffage tout-électrique entraîne une augmentation du besoin de puissance. Tout comme pour les retraits, un tarif DT plus attrayant favoriserait les adhésions au tarif DT plutôt qu'au tarif D des clients se chauffant au mazout, et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

L'amélioration de l'attrait du tarif DT envers ces clients serait particulièrement pertinente considérant que la mise en place du programme *Chauffez vert*, lequel vise à inciter 60 000 clients à passer du mazout directement au TAE, de même que celle du crédit d'impôt *ÉcoRénov* menacent l'adhésion au tarif DT.

Réduire les émissions de GES et les coûts associés

Aussi, une telle modification au tarif DT permettrait de réduire les émissions de GES et les coûts qui y sont associés. Sur la base d'émissions de 2,725 Kg de GES par litre de mazout et d'un prix de 10\$ la tonne de GES, les réductions de GES seraient d'environ 0,5 tonne par client à chaque année, soit une économie de 5\$.

⁸ Rapport annuel 2012, HQD-7, doc 3, pp. 17 et 18

Possibilité de déplacement de la consommation hors des heures de pointe

Finalement, une modification du tarif DT qui ferait en sorte que le tarif de pointe ne s'appliquerait pas au cours de la plage horaire hors pointe la nuit (par exemple, entre 21 heures à 6 heures le matin), donnerait également la possibilité aux clients de déplacer certains usages (e.g. lave-vaisselle, laveuse, sècheuse, cuisson, chauffe) hors des heures de pointes. Cela viendrait réduire davantage le besoin en pointe et accroître le bénéfice économique pour le client DT et l'ensemble de la clientèle.

De plus, le Distributeur pourrait utiliser cette information pour parfaire sa connaissance de la réaction de la clientèle à une éventuelle tarification différenciée dans le temps. Cette information pourrait s'avérer utile aux fins du calibrage d'une telle tarification, le cas échéant.

Le potentiel de la biénergie aux tarifs généraux

L'analyse du potentiel technico-économique du Distributeur identifie le chauffage biénergie comme l'une des mesures ayant le plus fort potentiel de réduction du besoin de puissance à 1360 MW.⁹ Cette mesure offre donc un potentiel important pour gérer le besoin en puissance et écouler les surplus énergétiques du Distributeur. Pourtant, le Distributeur ne semble pas inclure cette mesure parmi celles qu'il traite en priorité.¹⁰

Dans le cadre du dossier R-3854-2013, le Distributeur a proposé d'étendre l'application du tarif DT aux exploitations agricoles qui ont des besoins de chauffe et qui pourraient bénéficier d'un tarif avantageux en contrepartie de l'effacement de cette chauffe en période de pointe. Les exploitations disposant d'un système biénergie et dont les besoins électriques autres n'excèdent pas 10 kW sont admissibles.

Beaucoup de clients commerciaux et institutionnels au tarif G qui utilisent le mazout pour se chauffer rencontreraient ces critères. Le Distributeur aurait avantage à développer une approche permettant à cette clientèle de contribuer à la gestion des approvisionnements.

Quant au tarif M, le Distributeur indique que le potentiel de la biénergie y est exploité via l'option d'électricité interruptible. Il indique également que, malgré ses efforts de commercialisation, aucun client biénergie n'a adhéré à cette option et qu'il est à en revoir les modalités en vue d'accroître l'intérêt des clients envers ces options.

La FCEI se questionne sur le potentiel de l'option d'énergie interruptible comme moyen de favoriser la biénergie. Le chauffage au tarif M peut être très coûteux pour un client si celui-ci subit une pointe de demande importante. Or, l'option d'énergie interruptible n'élimine pas le risque de pointe de demande parce que le client ne contrôle par le moment de l'interruption. Et comme le nombre d'interruption est limité à 25, le client risque de toute façon de devoir faire un appel de puissance important. Utiliser le tarif M pour la chauffe comporte donc un risque élevé pour un client, et ce,

⁹ Rapport sur le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance – réseau intégré, p.11, tableau 4. Déposé dans le cadre du suivi sur l'état d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020.

¹⁰ Pièce B-0064, p. 4.

avec ou sans option d'électricité interruptible. Dans tous les cas, le client n'a aucune garantie que le fait d'adhérer à l'option réduira son coût d'énergie.

En somme, la FCEI estime que le Distributeur devrait mettre davantage d'emphase sur la biénergie aux tarifs généraux comme moyen de gestion de la puissance et des surplus d'énergie. Tout comme dans le cas du tarif DT, elle voit une complémentarité importante entre le tarif biénergie et les options offertes par les compteurs de nouvelle génération qui offrent des possibilités qui n'étaient pas envisageables jusqu'ici.

Doit-on attendre que tous les compteurs soient déployés avant d'appliquer des modifications tarifaires?

Dans ses commentaires sur les demandes d'intervention, le Distributeur indiquait ne pas prévoir de nouvelles options tarifaires en lien avec les compteurs de nouvelle génération avant la fin du déploiement. Il invitait la Régie à ne pas retenir cet enjeu au présent dossier.

Au paragraphe 34 de la décision procédurale D-2014-017, la Régie indique :

« [34] Ainsi, même si le Distributeur ne prévoit pas de nouvelles options tarifaires avant la fin du déploiement des compteurs en 2018, il est opportun d'examiner les possibilités offertes par les compteurs de nouvelle génération dans le présent Plan, dont l'horizon s'étend jusqu'en 2023. Il y a d'abord lieu de s'interroger sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs. Par la suite, même si la Régie en venait à la conclusion qu'il serait préférable d'attendre que tous les compteurs soient installés avant de mettre en place des mesures, il y a lieu, dès à présent, de connaître les intentions du Distributeur quant à leur utilisation en lien avec la gestion de la pointe et l'efficacité énergétique. » ¹¹ (nos soulignements)

Comme elle l'indiquait dans sa lettre du 9 janvier 2014, la FCEI estime que les possibilités tarifaires offertes par les compteurs de nouvelle génération auraient avantages à être exploitées le plus tôt possible même si le déploiement des compteurs n'est pas complété. L'exemple discuté précédemment relativement au tarif DT montre bien qu'une telle option serait bénéfique à l'ensemble de la clientèle. Les clients pouvant substituer du mazout par de l'électricité hors pointe y verrait un avantage économique immédiat puisque le prix du mazout est environ trois fois plus élevé que le taux hors pointe du tarif DT. Le reste de la clientèle, incluant ceux n'ayant pas encore de compteur de nouvelle génération, en bénéficierait également. D'une part, ils ne subiraient aucun impact négatif au niveau des approvisionnements en électricité puisque le coût de l'électricité hors pointe en hiver est semblable au taux hors pointe du tarif DT. Par ailleurs, tel qu'expliqué précédemment, l'ensemble de la clientèle retirerait un bénéfice si plus de clients demeuraient au migraient vers le tarif DT.

La FCEI demande donc à la Régie de ne pas exclure la possibilité d'utilisation des fonctionnalités offertes par les compteurs de nouvelle génération avant que n'en soit complété le déploiement.

¹¹ Pièce A-0006

Impact de l'offre biénergie sur le secteur du mazout

Tel qu'indiqué précédemment, le Distributeur estime que la croissance de parc biénergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable. Il craint qu'une décroissance trop importante des livraisons de mazout ne fragilise le réseau de distribution et compromette l'accès au mazout des clients biénergie.

Toutefois, à la connaissance de la FCEI, aucune preuve tangible ni analyse de cette prétention n'a été déposée devant la Régie. Le Distributeur ne mentionne d'ailleurs que des rencontres avec des intervenants de l'industrie du mazout comme base à cette préoccupation.¹²

Sans remettre en cause la pertinence de la préoccupation du Distributeur, la FCEI estime que le Distributeur se doit de faire une démonstration plus probante pour justifier sa prétention.

Cela étant dit, la mise en place récente de mesures incitatives (programme *Chauffez vert*, crédit d'impôt *ÉcoRénov*) visant à favoriser la conversion des systèmes au mazout vers le chauffage tout-électrique pourrait remettre en cause la stratégie du Distributeur relativement à l'effritement de la consommation de mazout. En effet, ces programmes risquent d'accélérer la conversion vers le tout-électrique et donc d'affaiblir le secteur de distribution du mazout davantage que ne le ferait une conversion vers la biénergie. À cet égard, le Distributeur indique juger préférable de voir un client se convertir à la biénergie plutôt qu'au TAE.¹³ Dans ce contexte, il serait peut-être préférable d'augmenter l'attrait du tarif DT pour la clientèle que de laisser les clients se convertir au chauffage tout électrique.

Il est possible qu'une option biénergie plus avantageuse pour les clients favorise le maintien, voire la croissance de la clientèle à ce tarif, ce qui pourrait être un moindre mal pour le secteur du mazout.

2. Dépassements aux services complémentaires

Dans sa preuve, le Distributeur rappelle que parmi les services contenus à l'Entente des services complémentaires, certains sont soumis à des limites dont le dépassement peut être relié à l'évolution de la charge du Distributeur et qu'aucun mécanisme de compensation n'a été mis en place pour ces dépassements. Il indique notamment avoir historiquement relevé certains dépassements liés aux services de suivi de la charge et de provision pour aléas.

En réponse à une demande de renseignements de la FCEI¹⁴, le Distributeur indique que la constatation de dépassements aux services complémentaires associés à l'approvisionnement

¹² Pièce B-0032, p. 12, question 5.3

¹³ Idem

¹⁴ Pièce B-0032 – Réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n^o1 de la FCEI

patrimonial est susceptible d'engendrer des coûts pour le Distributeur. Il réfère également la FCEI à sa réponse à une question de la Régie¹⁵, laquelle indique :

« Lorsque le Distributeur et le Producteur auront convenu d'une méthodologie, les analyses requises pourront être réalisées et, par la suite, les deux parties pourront convenir d'un mode d'évaluation des coûts liés aux dépassements identifiés. Le Distributeur prévoit être en mesure de déposer un dossier à cet effet à la Régie au cours de la prochaine année, le cas échéant. » (nos soulignements)

La FCEI comprend donc de la réponse du Distributeur qu'il doit d'abord convenir avec le Producteur d'une méthodologie pour déterminer les dépassements, et ensuite convenir d'un mode d'évaluation des coûts liés aux dépassements identifiés.

La méthodologie pour déterminer les dépassements n'étant pas encore convenue entre le Producteur et le Distributeur, il est impossible d'en faire l'analyse dans le cadre de l'examen du Plan 2014-2023. La FCEI recommande que la méthodologie et l'évaluation des coûts liés aux dépassements identifiés fasse l'objet d'un examen spécifique devant la Régie et que l'approbation par la Régie de la méthode à être convenue soit antérieure à la conclusion de toute entente entre le Distributeur et le Producteur couvrant les coûts que devra assumer le Distributeur pour les dépassements.

3. Caractéristiques des contrats

Entente globale cadre :

La FCEI comprend que depuis le dépôt de son dossier du Plan 2014-2023 par le Distributeur, l'Entente globale cadre a fait l'objet d'une décision de la Régie dans un dossier distinct¹⁶.

Dans sa décision, la Régie notait que les conditions de marché rendaient moins pertinent le maintien de l'indexation au taux de 2,5% prévu à l'Entente initiale. Néanmoins, la Régie a approuvé l'Entente, mais demandait au Distributeur de justifier, dans le cadre de son rapport annuel, tout dépassement de coûts annuels au-delà de 1,9 M\$ et le cas échéant, la Régie indiquait qu'elle pourrait demander au Distributeur de revoir l'Entente.

Entente d'intégration éolienne :

La FCEI comprend que la prolongation de l'Entente d'intégration éolienne de 2005 a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2012-144. Le Distributeur est en attente d'une décision de la Régie au dossier R-3848-2014, avant de procéder à un appel d'offres pour l'acquisition d'un nouveau service.

¹⁵ Pièce B-0026 – Réponse à la question 28.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie

¹⁶ Décision D-2013-206, Dossier R-3861-2013

Après examen de la preuve et des réponses du Distributeurs aux demandes de renseignements, la FCEI en déduit qu'il est prématuré de conclure de quelque manière sur les conséquences qu'auront les nouvelles ententes, le cas échéant, sur le Plan 2014-2023.

En effet, le résultat de l'application de la nouvelle Entente globale cadre ne sera connu qu'en fin d'année et le Distributeur devra justifier tout dépassement du coût annuel autorisé de 1,9 M\$, alors qu'une nouvelle Entente d'intégration éolienne ne sera conclue qu'au terme d'un appel d'offres résultant d'une décision à venir dans le cadre du dossier R-3848-2013.

4. Réseaux autonomes

Le gouvernement a mis en place un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE). Dans le contexte de ce nouveau système, et en considérant que les réseaux autonomes consomment du pétrole, la FCEI se questionne sur les coûts potentiels pouvant découler des obligations liées au SPEDE et qui seraient susceptibles d'être à la charge des clients.

Plus précisément, la FCEI s'intéresse à comprendre comment le Distributeur tient compte du SPEDE dans ses analyses, particulièrement en ce qui a trait aux coûts.

En réponse aux questions de la FCEI, le Distributeur indique qu'il intègre les coûts pour les centrales thermiques dont les émissions sont supérieures à 25 000 tonnes et que le prix des droits d'émission est soumis à un prix plancher.

De plus, dans une réponse à une demande de renseignements de la Régie¹⁷, il précise que la centrale thermique de Cap-aux-Meules est la seule centrale thermique en réseau autonome qui émet plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année, sur la période du Plan.

Le Distributeur n'a pu répondre à la FCEI quant à l'impact sur ses coûts, pour des raisons de traitement confidentiel. Toutefois, l'achat du mazout ou du carburant fossile pour la production d'électricité des réseaux autonomes (visé eux aussi par le SPEDE) a un coût que le Distributeur doit connaître et que la Régie doit considérer. La FCEI ne peut donc valider l'ampleur de l'impact de l'application du SPEDE sur les coûts du Distributeur.

¹⁷ Pièce B-0022 – Réponse à la question 19.3 de la demande de renseignements n°1 de la Régie

5. Conclusions et recommandations

- La FCEI considère qu'il n'appartient pas à la clientèle du Distributeur de subventionner le développement économique des régions en perpétuant le développement de la production éolienne. Le surcoût ainsi imposé aux clients doit être considéré par la Régie lorsqu'elle évalue l'ensemble du Plan d'approvisionnement du Distributeur. La Régie devrait inciter le Distributeur à réduire ses surplus, notamment par le biais de sa tarification.
- Face aux coûts importants découlant des surplus d'approvisionnement, la FCEI estime que le futur mécanisme incitatif auquel sera soumis le Distributeur devrait inclure un incitatif pour le Distributeur à contenir les coûts d'approvisionnement.
- La FCEI estime que le déploiement de compteurs de nouvelle génération ouvre la porte à de nouvelles options tarifaires rapidement applicables et bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle. La FCEI demande à la Régie de ne pas exclure la possibilité de mettre en place dès maintenant des options tarifaires utilisant les fonctionnalités des compteurs de nouvelle génération.
- La FCEI estime que le Distributeur devrait mettre davantage d'emphase sur les options tarifaires offertes par les compteurs de nouvelles générations et conjonction avec la biénergie dans la gestion de ses approvisionnements.
 - Certaines modifications au tarif DT pourraient être applicables rapidement et pourraient ralentir la croissance du besoin en puissance et contribuer à écouler les surplus d'énergie.
 - Une offre tarifaire similaire au tarif DT pour les clients des tarifs G et M pourrait leur permettre de contribuer à équilibrer le plan d'approvisionnement en plus de favoriser leur compétitivité.

La FCEI invite la Régie à demander au Distributeur de développer des options tarifaires combinant la biénergie et la tarification selon l'heure afin de réduire les surplus d'énergie et les besoins de pointe.