



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*



## L'impact de l'énergie éolienne sur les tarifs d'Hydro-Québec Distribution

Préparé pour :

Association canadienne de l'énergie éolienne  
(CanWEA)

par

Philip Raphals, directeur général  
Centre Hélios

10 janvier 2013

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

10 janvier 2013

---

Raphals, Philip, Centre Hélios  
L'impact de l'énergie éolienne sur les tarifs d'Hydro-Québec Distribution  
Janvier 2013

© Centre Hélios

Le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante en énergie et en changements climatiques. Par ses activités de recherche et la diffusion de ses nombreuses publications, le **Centre Hélios** produit et rend disponibles les connaissances requises pour le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Les opinions exprimées dans ce rapport sont celles du Centre Hélios. Les prévisions y contenues ont été préparées à partir de données du domaine public jugées pertinentes par le Centre Hélios. Rien ne garantit que ces prévisions se concrétiseront.

Le Centre Hélios tient à remercier Me Olivier Charest, avocat-économiste, pour sa contribution à la présente étude.

Centre Hélios  
326, boul. St.-Joseph est, bureau 100  
Montréal (QC) H2T 1J2  
(514) 849-7900  
[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## Table des matières

|                                                                                      |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Sommaire exécutif.....</b>                                                        | <b>iii</b> |
| <b>1. Introduction.....</b>                                                          | <b>1</b>   |
| <b>2. Mise en contexte .....</b>                                                     | <b>3</b>   |
| 2.1. Quelques notions en matière d'électricité .....                                 | 3          |
| 2.2. Hydro-Québec et la séparation fonctionnelle .....                               | 4          |
| 2.3. La stratégie d'approvisionnement d'HQD .....                                    | 8          |
| 2.3.1. Général .....                                                                 | 8          |
| 2.3.2. Problématique des surplus : 2008-2020 et au-delà .....                        | 12         |
| <b>3. Méthodologie .....</b>                                                         | <b>15</b>  |
| 3.1. Modèle tarifaire .....                                                          | 16         |
| 3.1.1. Coûts d'approvisionnement .....                                               | 18         |
| 3.1.2. Coûts de transport .....                                                      | 27         |
| 3.1.3. Coûts de distribution.....                                                    | 28         |
| 3.2. Modèle d'approvisionnement.....                                                 | 29         |
| 3.2.1. Besoins.....                                                                  | 30         |
| 3.2.2. Caractéristiques des ressources .....                                         | 31         |
| 3.2.3. Choix de ressources.....                                                      | 35         |
| <b>4. Scénarios étudiés .....</b>                                                    | <b>37</b>  |
| 4.1. Scénario de référence .....                                                     | 37         |
| 4.2. Impact tarifaire de l'augmentation du prix de l'énergie patrimoniale .....      | 44         |
| 4.3. Impact tarifaire des contrats éoliens en vigueur .....                          | 46         |
| 4.3.1. Scénario annulant les contrats éoliens en vigueur .....                       | 47         |
| 4.3.2. Scénario remplaçant les contrats éoliens avec des ressources génériques ..... | 50         |
| 4.3.3. Scénarios d'encadrement de croissance de la demande.....                      | 53         |
| 4.4. Scénarios d'énergie éolienne additionnelle .....                                | 54         |
| 4.4.1. Scénario moyen de la demande.....                                             | 55         |
| 4.4.2. Scénario fort de la demande .....                                             | 61         |
| 4.4.3. Scénario faible de la demande.....                                            | 67         |
| <b>5. Résultats et conclusion.....</b>                                               | <b>69</b>  |
| 5.1. Sommaire des résultats .....                                                    | 69         |
| 5.2. Conclusion.....                                                                 | 73         |
| <b>Annexe I — Méthodologie.....</b>                                                  | <b>77</b>  |
| 6.1. Coûts de l'électricité post-patrimoniale (ressources existantes).....           | 77         |
| 6.2. Coûts de distribution .....                                                     | 83         |

## Table de graphiques

|                                                                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Graphique 1. Approvisionnements engagés et besoins selon l'estimation d'efficacité énergétique de 2002 .....                               | 13 |
| Graphique 2. Le modèle du Centre Hélios.....                                                                                               | 15 |
| Graphique 3. Scénarios d'encadrement des prix des ressources génériques et des marchés. 26                                                 |    |
| Graphique 4. Scénarios d'encadrement des prix futurs d'énergie éolienne.....                                                               | 27 |
| Graphique 5. Scénarios d'encadrement de la croissance de la demande .....                                                                  | 31 |
| Graphique 6. Ressources requises - scénario de référence .....                                                                             | 39 |
| Graphique 7. Énergie différée et rappelée (scénario de référence).....                                                                     | 40 |
| Graphique 8. L'évolution du tarif moyen (scénario de référence) .....                                                                      | 42 |
| Graphique 9. Ventilation du tarif moyen .....                                                                                              | 43 |
| Graphique 10. Tarif moyen sans l'augmentation du tarif du bloc patrimonial .....                                                           | 45 |
| Graphique 11. Ventilation du tarif moyen .....                                                                                             | 46 |
| Graphique 12. Évolution du portefeuille de ressources - sans contrats éoliens existants.....                                               | 49 |
| Graphique 13. Impact tarifaire de l'annulation des contrats éoliens existants .....                                                        | 49 |
| Graphique 14. Approvisionnements – remplacement des contrats éoliens par des ressources génériques .....                                   | 51 |
| Graphique 15. Effet tarifaire du remplacement des contrats éoliens par des ressources génériques .....                                     | 51 |
| Graphique 16. Répartition du tarif moyen, 2018 .....                                                                                       | 52 |
| Graphique 17. Approvisionnements (scénario faible) .....                                                                                   | 54 |
| Graphique 18. Évolution du portefeuille d'approv. avec l'ajout de 700 MW en 2017 (scénario moyen).....                                     | 57 |
| Graphique 19. Impact tarifaire de l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne additionnelle (scénario moyen).....                                 | 57 |
| Graphique 20. Portefeuille de ressources, 800 MW d'énergie éolienne additionnelle par année (scénario moyen) .....                         | 60 |
| Graphique 21. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW par année d'énergie éolienne (scénario moyen).....                                     | 60 |
| Graphique 22. Évolution du portefeuille de ressources, scénario de référence (scénario fort de la demande).....                            | 63 |
| Graphique 23. Tarif moyen, scénario de référence, scénario moyen vs scénario fort.....                                                     | 63 |
| Graphique 24. Évolution du portefeuille de ressources d'HQD, 800 MW d'énergie éolienne additionnelle à partir de 2018 (scénario fort)..... | 65 |
| Graphique 25. Ajout de 800 MW d'énergie éolienne par an dès 2018 (scénario fort).....                                                      | 66 |
| Graphique 26. Scénario de référence (scénario faible).....                                                                                 | 67 |
| Graphique 27. Répartition du tarif moyen, 2018 .....                                                                                       | 70 |

## Sommaire exécutif

La présente étude, préparée dans le cadre d'un mandat de l'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA), vise à quantifier l'impact de la filière éolienne sur les tarifs d'électricité au Québec. Cette question comporte deux volets : rétrospectif et prospectif.

Le volet rétrospectif porte sur l'impact tarifaire des quelque 3 100 MW<sup>1</sup> d'énergie éolienne déjà sous contrat auprès d'Hydro-Québec Distribution (HQD), en vertu de contrats octroyés lors des trois premiers appels d'offres en énergie éolienne.

Le volet prospectif permet d'examiner l'impact tarifaire de l'ajout, au-delà de ces 3 100 MW, de quantités additionnelles d'énergie éolienne aux approvisionnements d'HQD. Dans un premier temps, ce sont 700 MW qui seraient ajoutés entre 2016 et 2017, soit la quantité permettant d'atteindre l'objectif de 4000 MW fixé dans la *Stratégie énergétique 2006-2015* du gouvernement du Québec<sup>2</sup>. Dans un deuxième temps, il s'agit de 8 000 MW supplémentaires qui seraient ajoutés entre 2018 et 2027, à raison de 800 MW par année, portant ainsi la puissance éolienne installée au Québec à 12 000 MW, selon la proposition faite par CanWEA en 2010.<sup>3</sup>

Afin de quantifier ces impacts, le Centre Hélios a construit un modèle basé sur le cadre réglementaire en vigueur au Québec. Les particularités de ce cadre — notamment la séparation fonctionnelle des divisions d'Hydro-Québec et le traitement réglementaire de l'électricité patrimoniale — font en sorte que la méthodologie à suivre est propre au Québec. Soulignons que les résultats présentés ici sont tributaires de données prévisionnelles affectées par un haut niveau d'incertitude; ils sont donc présentés à titre indicatif seulement.

La présente étude tient aussi compte du contexte particulier dans lequel se trouve présentement Hydro-Québec Distribution (HQD), notamment à l'égard des importants surplus qui caractérisent ses approvisionnements d'électricité et les mesures mises en place pour en gérer les impacts. Ainsi, le modèle développé par le Centre Hélios permet d'isoler les impacts tarifaires dus à la

---

<sup>1</sup> En fait, 3 137 MW de capacité éolienne sont sous contrat avec HQD et environ 200 MW avec HQP. Voir le dossier R-3806-2012 de la Régie de l'énergie.

<sup>2</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec du demain : La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>.

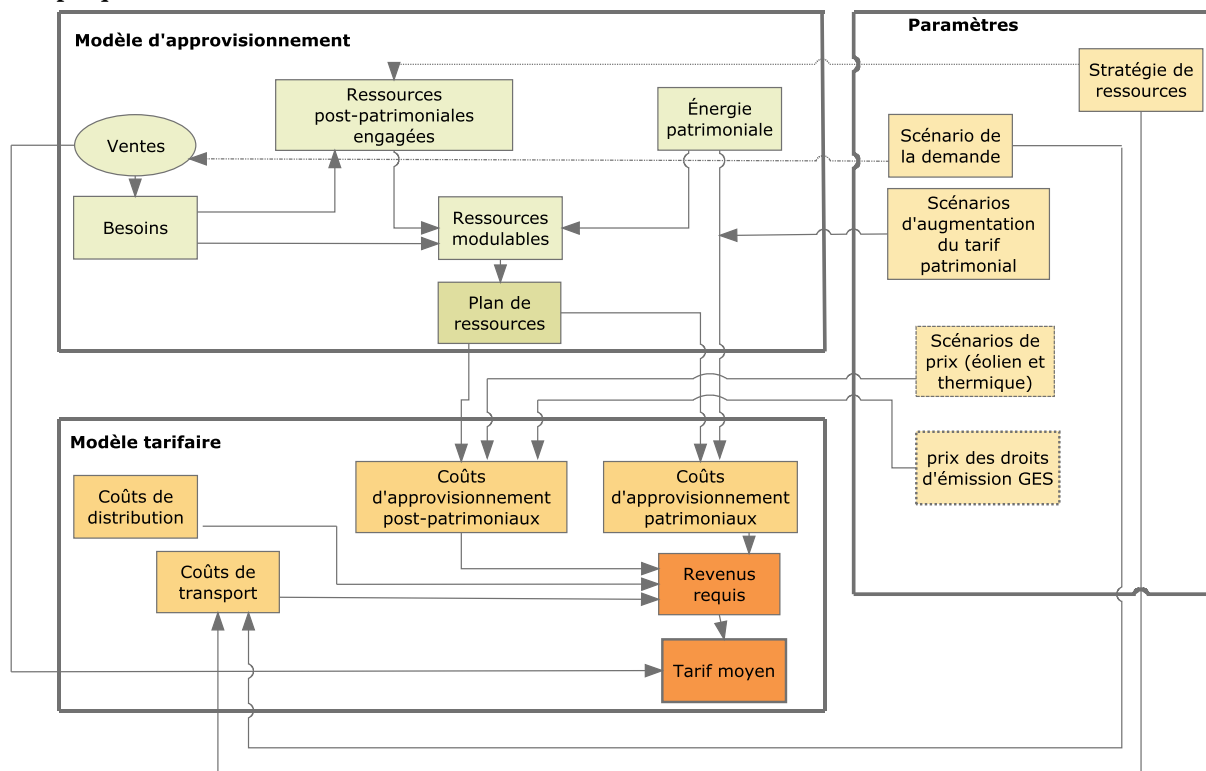
<sup>3</sup> CanWEA, *2025 La force du vent : une stratégie pour le Québec*. Dans ce document, CanWEA avait proposé l'ajout de 800 MW additionnels par an entre 2016 et 2025.

présence de surplus de ceux découlant uniquement de l'écart de prix entre l'énergie éolienne et ses substituts. Sa structure est présentée au Graphique 1.

Le modèle est utilisé afin de déterminer les tarifs moyens d'HQD selon différents scénarios à l'intérieur desquels on peut, notamment, retirer du portefeuille d'HQD les contrats existants d'achat d'énergie éolienne (3 300 MW) ou ajouter des ressources éoliennes additionnelles (700 MW en 2017 et 8 000 MW entre 2018 et 2027). La différence entre les tarifs moyens selon les différents scénarios permet de mesurer l'impact du changement effectué.

Ce modèle a deux composantes : un modèle tarifaire et un modèle d'approvisionnement. Le modèle d'approvisionnement se situe en amont : il sert à prévoir les quantités d'énergie achetées, vendues, différées ou rappelées en fonction des besoins des consommateurs d'électricité afin d'obtenir, pour chaque scénario étudié, un équilibre offre-demande à chacune des années. Ce modèle permet ainsi de prévoir l'évolution du portefeuille d'approvisionnements d'HQD en fonction de différents paramètres, dont différents scénarios de croissance de la demande et différentes stratégies d'approvisionnements (notamment, avec et sans les 8 700 MW d'énergie éolienne additionnelle).

**Graphique 1. Le modèle du Centre Hélios**



Les données générées par ce modèle d'approvisionnement sont ensuite utilisées comme intrants au modèle tarifaire, lequel permet de suivre l'évolution du tarif moyen en fonction des changements apportés à l'approvisionnement.

Le **modèle tarifaire** est basé sur la méthode des *revenus requis* appliquée par la Régie de l'énergie pour fixer les tarifs d'HQD. Il calcule, pour chaque année et selon chaque scénario, les différentes composantes des revenus requis, soit les coûts d'approvisionnement, les coûts du service de transport et les coûts de distribution. Ensuite, il divise les revenus requis par le nombre total de kilowattheures (kWh) vendus, afin de déterminer un tarif moyen.

En cela, le modèle tarifaire du Centre Hélios diverge de l'approche utilisée par la Régie selon laquelle les revenus requis sont répartis entre les différentes classes tarifaires; ainsi, le tarif moyen que nous calculons ne correspond pas à celui d'une classe tarifaire particulière, mais représente plutôt une moyenne de l'ensemble des tarifs. Il s'agit d'un tarif fictif pour un consommateur « moyen » (toutes classes tarifaires confondues), dans un monde où le seul paramètre de facturation est la consommation en énergie. Évidemment, c'est très différent de la réalité où les tarifs peuvent comporter, selon le cas, différents paliers de consommation d'énergie, une redevance d'abonnement fixe ou une prime de puissance. Cette simplification permet de résumer un scénario tarifaire en termes d'un seul paramètre, soit un coût par kWh.

Ce sont surtout les coûts des **approvisionnements post-patrimoniaux**<sup>4</sup> qui varient en fonction des différents scénarios sous étude<sup>5</sup>. Ainsi, par exemple, lorsque l'on retire les contrats éoliens existants du portefeuille énergétique d'HQD, celle-ci devra compenser cette perte en ajustant le niveau d'énergie acquise des autres ressources à sa disposition ou en engageant de nouvelles ressources à travers un appel d'offres afin de rétablir l'équilibre entre ses besoins et ses approvisionnements, et ce, au plus bas coût possible. Inversement, si, dans un scénario donné, HQD se retrouve avec plus d'énergie que nécessaire, il faudra trouver le moyen de gérer cette situation de surplus, que ce soit en réduisant les quantités d'énergie acquises de certaines sources ou en vendant l'énergie superflue sur les marchés. Dans notre modèle, ces tâches sont effectuées par le **modèle d'approvisionnement**.

Ce deuxième modèle est un outil d'optimisation sous contraintes, reposant à la fois sur une fonction qui fixe l'ordre de modification des approvisionnements, en fonction du coût marginal

---

<sup>4</sup> Le terme « approvisionnements post-patrimoniaux » fait référence aux approvisionnements d'HQD au-delà des 165 TWh d'électricité patrimoniale.

<sup>5</sup> Les coûts du service de transport changent également selon le scénario.

pour HQD de ces ressources, et sur une série de contraintes applicables aux différentes ressources.

Le premier scénario examiné est un **scénario de référence**, basé sur le scénario moyen de croissance de la demande d'électricité au Québec et sur les ressources engagées par HQD à l'heure actuelle, dont les 3 100 MW d'énergie éolienne acquise suite aux appels d'offres en 2003, 2005 et 2009. Le tarif moyen selon ce scénario de référence augmente de 42 % en dollars courants entre 2013 et 2027, soit 2,6 % par année en moyenne. Cette augmentation est concentrée au début de la période, avec une augmentation de 24% entre 2013 et 2018.

Le Graphique 2 permet de comparer l'évolution de ce tarif moyen dans le scénario de référence à celle d'un scénario où la hausse du tarif patrimonial, prévu pour la période 2014-2018<sup>6</sup>, serait annulée, comme l'a promis le Parti québécois lors de la campagne électorale de l'été 2012. La différence entre les deux, soit 0,77 ¢/kWh ou 9,4%, en moyenne, représente donc l'impact de la hausse du tarif patrimonial<sup>7</sup>.

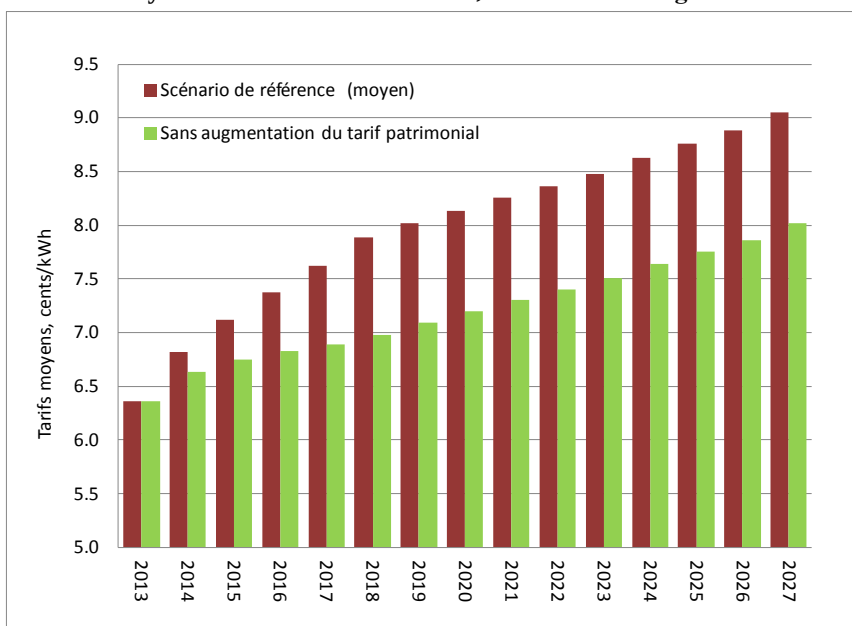
Les autres comparaisons effectuées dans cette étude fonctionnent de la même façon, en comparant un scénario donné au scénario de référence. Notons toutefois que, dans certains cas, le scénario de référence est, lui aussi, ajusté pour tenir compte des différents scénarios de croissance de la demande. Ainsi, lorsque nous étudions l'impact de l'ajout de nouvelles ressources éoliennes sous un scénario de forte croissance de la demande, le scénario de référence est basé sur ce même scénario fort.

Le Graphique 3 démontre l'évolution du portefeuille des approvisionnements d'HQD selon le scénario de référence. Ce graphique, comme les autres qui suivront, comporte les éléments suivants :

---

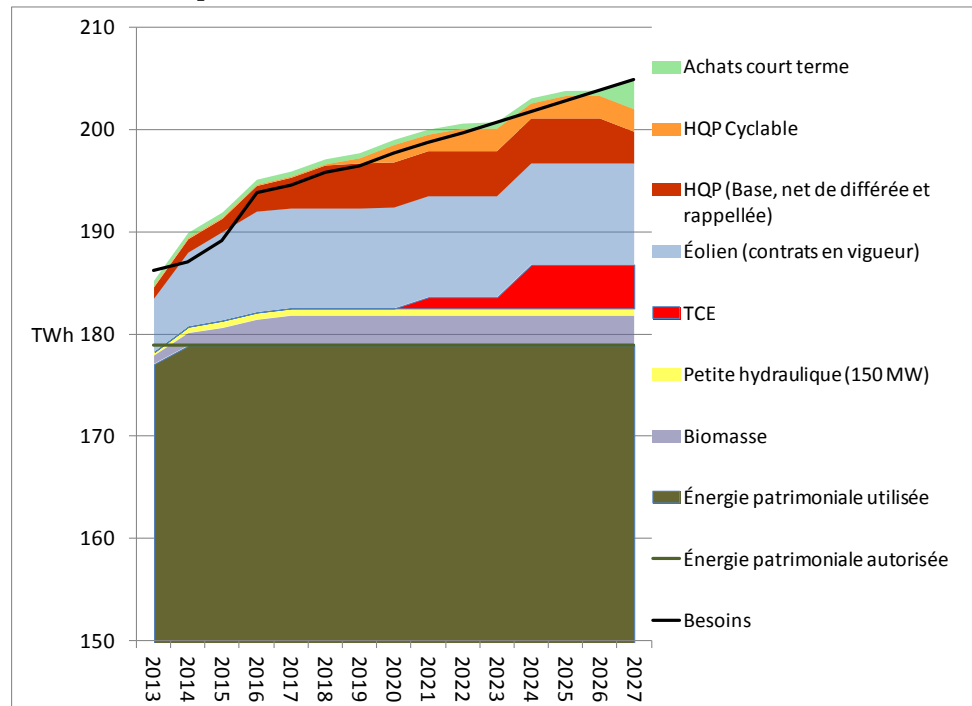
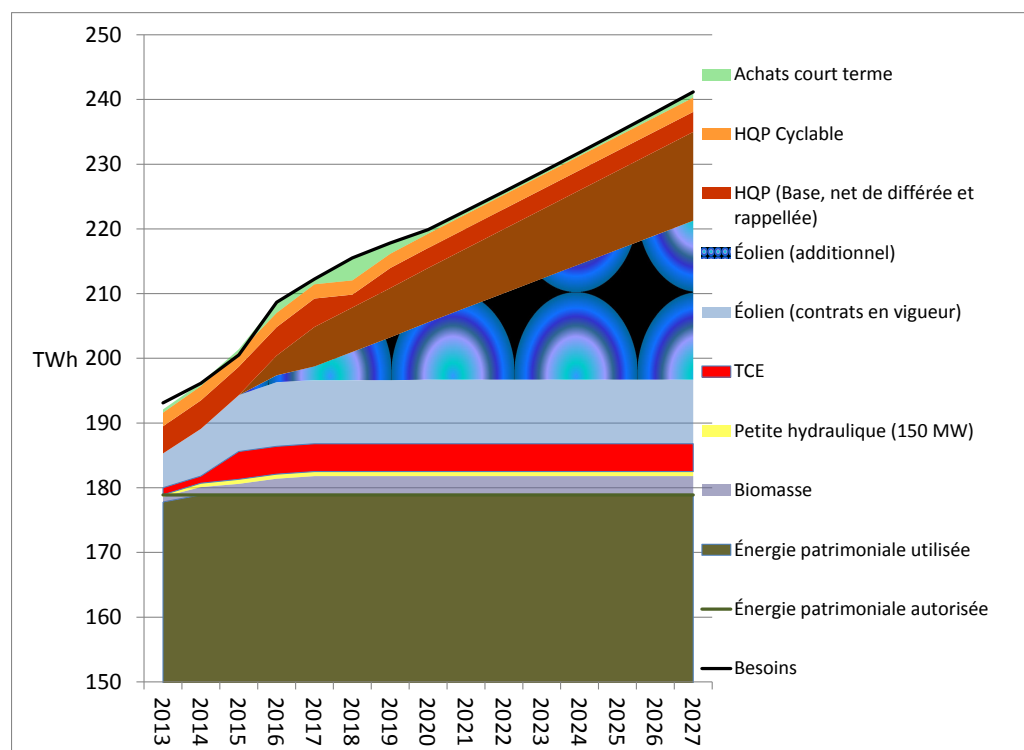
<sup>6</sup> *Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*, L.Q. 2010, c. 20, art. 64.

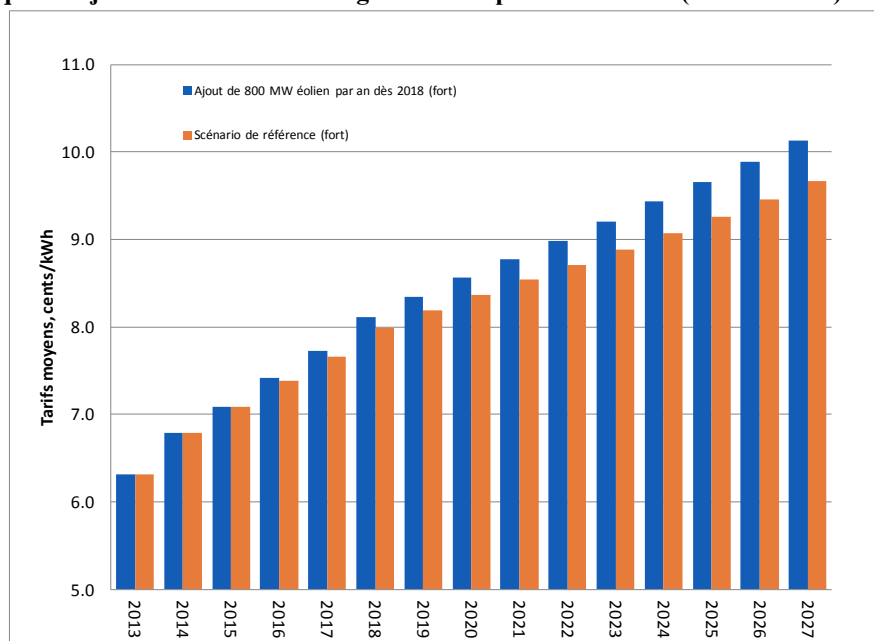
<sup>7</sup> En fait, si l'on se fie au budget déposé par le gouvernement Marois le 20 novembre 2012, le gouvernement déposera un projet de loi visant à modifier la loi 100 susmentionnée afin d'éliminer la hausse d'un cent du tarif patrimonial; cette hausse serait remplacée par une indexation de ce tarif dès 2014 plutôt que 2019. Voir le Plan budgétaire du Budget 2013-2014 du gouvernement du Québec, pages 117 à 126 : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2013-2014/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>

**Graphique 2. Tarif moyen du Scénario de référence, avec et sans l'augmentation du tarif patrimonial**

- Les besoins : les besoins totaux (ventes + pertes) sont indiqués par la ligne noire.
- Les approvisionnements : les zones de différentes couleurs représentent les différentes sources d'approvisionnement. Notons que le graphique ne montre qu'une petite partie de l'énergie patrimoniale utilisée. L'ordre selon lequel les ressources sont placées n'est pas significatif.
- Les ventes : Les approvisionnements qui dépassent la ligne noire des besoins permettent aussi d'identifier le volume des surplus qui devront être vendus par HQD sur les marchés.
- L'énergie patrimoniale inutilisée : Une ligne verte, à 178,9 TWh, représente la quantité maximale d'énergie patrimoniale. Lorsque le bloc d'énergie patrimoniale n'atteint pas cette ligne, comme c'est le cas pour l'année 2013, cela signifie qu'HQD n'achète pas toute l'énergie patrimoniale à laquelle elle a droit.

Le Graphique 4 illustre le scénario d'ajouts maximaux d'énergie éolienne (700 MW en 2016-17 et 800 MW par année entre 2018 et 2027), sous un scénario fort de la demande. Même avec cet apport important d'énergie éolienne additionnelle, d'importants ajouts de ressources génériques seraient aussi requis selon le scénario fort. L'impact tarifaire de ce scénario est indiqué au Graphique 5.

**Graphique 3. Ressources requises - scénario de référence****Graphique 4. Évolution du portefeuille de ressources d'HQD, 800 MW éoliens additionnels à partir de 2018 (scénario fort)**

**Graphique 5. Ajout de 800 MW d'énergie éolienne par an dès 2018 (scénario fort)**

### ***Sommaire des résultats***

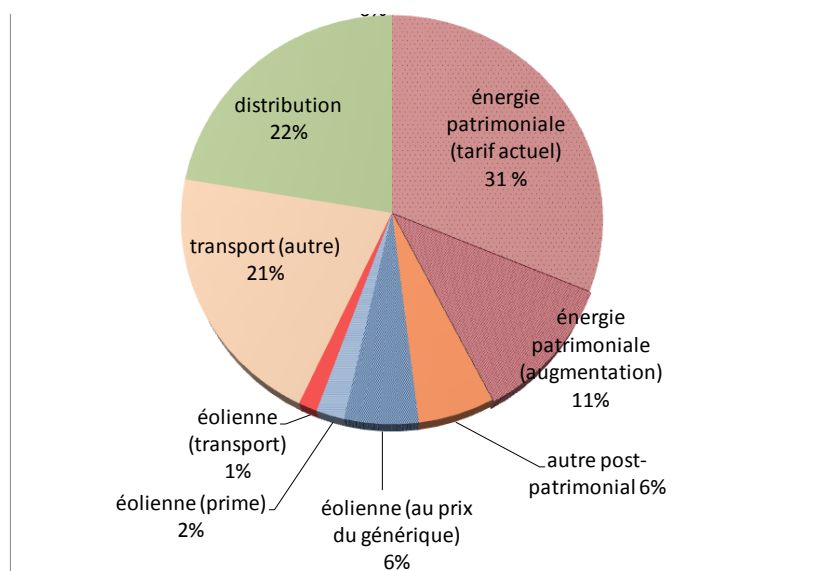
Le volet rétrospectif de cette étude (impact des contrats éoliens existants) nous a permis de faire les constatations suivantes :

1. Selon le scénario de référence, on devrait s'attendre à une augmentation de 2,7¢/kWh du tarif moyen entre 2013 et 2027 (42 % sur 14 ans).
2. Si l'on annule l'augmentation prévue du tarif patrimonial entre 2014 et 2018, l'augmentation du tarif moyen d'ici 2018 se limite à 10 %, comparé à 24 % sous le scénario de référence.
3. L'impact tarifaire sur la période 2013-2027 des contrats éoliens en vigueur, dans le contexte actuel, est tangible : 0,33¢/kWh, ou 4,2 % (en moyenne) sous le scénario moyen de la demande. Toutefois, environ le quart de cet impact découle de l'existence du surplus et non du coût de l'énergie éolienne.
4. Nous pouvons traduire ces résultats sous forme des différents coûts sous-jacents à une facture mensuelle typique en 2018 de 125,46 \$, que nous ventilons, comme l'indique le Graphique 6, comme suit :

- 28,05 \$ pour le service de distribution
- 27,61 \$ pour le service de transport, dont 1,75 \$ relié au transport de l'énergie éolienne
- 39,12 \$ pour l'énergie patrimoniale, selon le tarif en vigueur
- 14,02 \$ pour l'augmentation du tarif patrimonial
- 6,91 \$ pour l'énergie éolienne (au prix du générique)
- 2,62 \$ pour la « prime éolienne » (le surcoût de l'énergie éolienne par rapport aux ressources génériques), et
- 7,11 \$ pour les autres sources d'énergie post-patrimoniale.

Ainsi, la « prime éolienne », c'est-à-dire l'impact tarifaire découlant du coût de l'énergie éolienne et des infrastructures additionnelles de transport nécessaires pour l'intégrer au réseau, comptera pour environ  $2,62 \$ + 1,75 \$ = 4,38 \$$  sur une facture de 122\$, ou 3,5 % — moins qu'un tiers de l'impact tarifaire de l'augmentation du tarif patrimonial (14,02 \$ par mois en 2018, ou 11,2 % d'une facture résidentielle typique).

**Graphique 6. Répartition du tarif moyen, 2018**



- Quant au volet prospectif de l'étude (ajout de 700 MW puis 8 000 MW de nouveaux contrats éoliens d'ici à 2027), nous pouvons conclure que :
  - Sous le scénario fort, l'effet surplus disparaît, et la « prime éolienne » se réduit à 0,2 ¢/kWh.
  - Sous le scénario faible, par contre, l'effet surplus s'accroît — son impact tarifaire passe à 7,7 %.

6. L'impact tarifaire additionnel attribuable à l'atteinte de la cible de 4 000 MW de capacité éolienne installée, prévue à la *Stratégie énergétique* du gouvernement québécois, par l'ajout de 700 MW en 2017, est faible : 1,0 % ou moins, ou 0,08¢/kWh, sous le scénario moyen. Tenant compte des scénarios d'encadrement des prix des ressources éoliennes et thermiques, les résultats se résument ainsi :

**Tableau 1. Impact tarifaire de l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne, scénario moyen de la demande (scénarios d'encadrement)**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |      |
|-------------|----------------|------------------|------|
|             |                | ¢/kWh            | %    |
| faible      | haut           | 0.05             | 0.6% |
| moyen       | moyen          | 0.08             | 1.0% |
| haut        | faible         | 0.11             | 1.3% |

Sous le scénario fort de la demande, l'impact tarifaire diminue à 0,8 %. Sous le scénario faible, il augmente à 1,2 %.

On peut conclure que l'impact tarifaire de l'ajout de 700 MW additionnels de puissance éolienne est faible (entre 0,6 % et 1,3 %), peu importe le scénario de l'évolution de la demande ou des prix des ressources.

7. Quant à la proposition de CanWEA d'ajouter 800 MW par année de 2018 à 2027 pour un total de 8 000 MW, au-delà des 700 MW en 2017, les impacts tarifaires varient grandement selon la croissance de la demande.

Si la demande évolue selon le scénario moyen d'HQD, les impacts tarifaires risquent d'être salés, allant jusqu'à 23,4 % en 2027, si l'évolution des prix est défavorable à l'énergie éolienne (c.-à-d., si le prix de l'énergie éolienne évolue selon un scénario fort alors que celui du gaz suit un scénario faible). En prenant les scénarios de prix le plus favorable et le plus défavorable à l'énergie éolienne, le Tableau 2 permet de déterminer une fourchette des impacts tarifaires de cette énergie éolienne additionnelle, toujours selon un scénario moyen de la demande :

**Tableau 2. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario moyen de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 7.1%             | 11.8% | 4.8%    |
| moyen       | moyen          | 9.9%             | 17.6% | 7.0%    |
| élevé       | faible         | 12.8%            | 23.4% | 9.1%    |

De même, le Tableau 3 trace la fourchette de l'impact tarifaire selon un scénario fort de la demande : selon un scénario favorable à l'énergie éolienne, cet impact pourrait être aussi bas que 1,8% en 2027, et 1,2 % en moyenne.

**Tableau 3. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario fort de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 1.9%             | 1.8%  | 1.2%    |
| moyen       | moyen          | 3.2%             | 4.8%  | 2.3%    |
| élevé       | faible         | 7.6%             | 13.0% | 5.5%    |

Ainsi, dans un scénario où la croissance de la demande est forte, et sous des conditions favorables à la filière éolienne (prix éolien faible, prix thermique élevé), l'impact tarifaire qui résulte de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne chaque année entre 2018 et 2027 est modeste —moins de 2 % en 2027, et 1,2 % en moyenne. À titre comparatif, l'impact tarifaire causé par l'augmentation du tarif patrimonial atteint les 11 % dès 2018.

Par contre, dans un scénario de prix faibles de gaz naturel, combiné à des prix élevés pour l'énergie éolienne — et toujours selon le scénario fort de la demande — l'impact tarifaire passe à 13 % en 2027, avec une moyenne de 5,5 % pour toute la période : autrement dit, à partir de 2027, l'ajout de 8 000 MW sous ce scénario crée un impact tarifaire légèrement plus élevé que celui causé dès 2018 par l'augmentation du tarif patrimonial.

## Conclusion

Dans son dossier tarifaire actuellement sous étude devant la Régie de l'énergie, Hydro-Québec Distribution demande une augmentation tarifaire de 2,9%, dont la presque totalité serait, selon elle, attribuable à de nouveaux approvisionnements.

Considérant que ces nouveaux approvisionnements sont principalement de nature éolienne, on serait porté à penser que les contrats d'énergie éolienne sont responsables d'une hausse de près de 2% cette année, ce qui peut laisser croire que les mises en service d'autres parcs éoliens dans les années à venir auraient un impact tarifaire très salé.

En fait, ce genre de raisonnement simpliste ne reflète pas la réalité. Afin de bien mesurer l'impact tarifaire de l'ajout d'énergie éolienne au portefeuille d'HQD, il est nécessaire de considérer l'ensemble du bilan énergétique.

Soulignons, au départ, que plusieurs facteurs autres que les ajouts d'énergie éolienne contribuent à la hausse tarifaire demandée, dont, notamment, les coûts de la gestion du surplus d'HQD, qui est 30 % plus important que l'an passé (8,7 TWh versus 6,6 TWh). Les achats d'énergie éolienne contribuent à ce surplus, comme le font plusieurs autres facteurs. Afin de faire face à cette situation, HQD prévoit laisser 4,2 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée en 2013, contre 0,5 TWh prévus en 2012 lors du dernier dossier tarifaire.

Or, l'électricité patrimoniale est beaucoup moins chère que toutes les sources d'approvisionnement post-patrimonial de long terme. Le fait de ne pas utiliser toute l'électricité patrimoniale disponible a donc un impact important sur le coût moyen d'approvisionnement. Cet impact n'est pas attribuable au choix de la filière éolienne, mais plutôt à l'ensemble des décisions antérieures, tant d'HQD et de la Régie que du gouvernement, qui a mené à l'existence de ce surplus.

Notons par ailleurs que cet impact s'ajoute aux impacts des autres mesures de mitigation des surplus déjà en place (lesquels ne sont pas inclus dans ce 2,8%), tel que la suspension du contrat avec TCE, laquelle coûte déjà près de 50 millions \$ par année à HQD tout en lui faisant perdre le bénéfice de près de 500 MW de puissance.

Revenons donc à cette augmentation de 2,9 % proposée par HQD pour les tarifs de 2013. Laissons de côté la question du coût du surplus. Qu'est-ce que cela laisse présager pour les années à venir?

Comme nous l'avons vu, selon le scénario de référence, le tarif moyen connaîtra des augmentations importantes d'ici 2018, dues surtout à l'augmentation du tarif patrimonial. Si cette augmentation est annulée, comme l'a promis le Parti québécois lors de la campagne électorale de l'été 2012, l'augmentation du tarif moyen entre les années 2013 et 2018 se limitera à 10 %, comparé à 24 % dans le scénario de référence. Cela signifie que les augmentations tarifaires à venir qui découleront d'une hausse des coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux, y compris de ceux des éoliennes, seront relativement mineures par rapport à l'impact tarifaire de l'augmentation du tarif patrimonial. Cela est vrai aussi pour l'ajout de 700 MW de capacité éolienne additionnelle en 2017, proposé par l'ancien gouvernement libéral.

En ce qui concerne la proposition de CanWEA d'ajouter 8 000 MW de capacité éolienne supplémentaire entre 2018 et 2027, nos résultats démontrent que l'impact tarifaire dépend en très grande partie de l'évolution de la demande et des prix des autres ressources. Si la demande d'énergie électrique au Québec suit le scénario fort présenté par HQD, il sera possible d'ajouter des quantités importantes de nouvelles ressources éoliennes sans impact tarifaire substantiel, surtout si l'évolution des prix des ressources est favorable à l'énergie éolienne. Toutefois, selon d'autres scénarios, les impacts tarifaires de tels ajouts peuvent être salés.

Il importe de souligner que ces résultats se basent sur une projection conservatrice du prix des droits d'émissions de gaz à effet de serre (GES)<sup>8</sup>. Si ces prix sont plus élevés, le prix des ressources génériques le sera aussi. Dans un tel scénario, la « prime éolienne » des contrats en vigueur diminuera de 30 %. Et l'impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW d'énergie éolienne (2018-2027) diminuera davantage, comme l'indique le tableau 4.

**Tableau 4. Impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW d'énergie éolienne (2018-2027) : scénario fort de la demande et scénario de prix élevé du carbone**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | haut           | 0.6%             | -0.6% | 0.3%    |
| moyen       | moyen          | 2.1%             | 2.7%  | 1.5%    |
| haut        | faible         | 6.4%             | 10.6% | 4.6%    |

La présente étude démontre jusqu'à quel point l'impact tarifaire des ajouts futurs d'énergie éolienne au portefeuille d'HQD dépend de l'évolution incertaine de plusieurs paramètres dont, notamment, l'évolution de la croissance de la demande, du prix du gaz naturel et du prix du carbone, ainsi que du coût des installations éoliennes futures. Les délais de réalisation de la filière éolienne étant relativement courts, les décisions sur le développement à plus long terme peuvent être prises au fur et à mesure, selon l'évolution de ces paramètres.

Selon nous, l'impact tarifaire n'est qu'un des facteurs qui devrait guider nos choix en matière d'approvisionnement en électricité. Souhaitons que l'évolution du cadre décisionnel au Québec ouvre davantage la porte à la prise en compte de l'ensemble des facteurs pertinents.

<sup>8</sup> Sous les hypothèses que les droits d'émission et crédits compensatoires québécois pourront se transiger sur le marché californien, et que la participation au marché du carbone sera suffisamment élevée pour permettre l'utilisation de 75 % des crédits compensatoires permis.

## 1. Introduction

La présente étude, préparée dans le cadre d'un mandat de l'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA), vise à quantifier l'impact de la filière éolienne sur les tarifs d'électricité au Québec. Cette question comporte deux volets : rétrospectif et prospectif.

Le volet rétrospectif porte sur l'impact tarifaire des quelque 3 300 MW<sup>1</sup> d'énergie éolienne déjà sous contrat auprès d'Hydro-Québec Distribution (HQD), en vertu de contrats octroyés lors des trois premiers appels d'offres en énergie éolienne.

Le volet prospectif permet d'examiner l'impact tarifaire de l'ajout, au-delà de ces 3 300 MW, de quantités additionnelles d'énergie éolienne aux approvisionnements d'HQD. Dans un premier temps, ce sont 700 MW qui seraient ajoutés entre 2016 et 2017, soit la quantité permettant d'atteindre l'objectif de 4000 MW fixé dans la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec<sup>2</sup>. Dans un deuxième temps, il s'agit de 8 000 MW supplémentaires qui seraient ajoutés entre 2018 et 2027, à raison de 800 MW par année, portant ainsi la puissance éolienne installée au Québec à 12 000 MW, selon la proposition faite par CanWEA en 2010.<sup>3</sup>

Afin de quantifier ces impacts, le Centre Hélios a construit un modèle basé sur le cadre réglementaire en vigueur au Québec. Les particularités de ce cadre — notamment, la séparation fonctionnelle des divisions d'Hydro-Québec et le traitement réglementaire de l'électricité patrimoniale — font en sorte que la méthodologie à suivre est propre au Québec.

La présente étude tient aussi compte du contexte particulier dans lequel se trouve présentement Hydro-Québec Distribution (HQD), notamment à l'égard des importants surplus qui caractérisent ses approvisionnements d'électricité et les mesures mises en place pour en gérer les impacts. Ainsi, le modèle développé par le Centre Hélios permet d'isoler les impacts tarifaires dus à la présence de surplus des impacts tarifaires découlant uniquement de l'écart de prix entre l'énergie éolienne et ses substituts.

---

<sup>1</sup> En fait, 3 137 MW de capacité éolienne sont sous contrat avec HQD et environ 200 MW avec HQP. Voir le dossier R-3806-2012 de la Régie de l'énergie.

<sup>2</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec de demain : La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>.

<sup>3</sup> CanWEA, *2025 La force du vent : une stratégie pour le Québec*. Dans ce document, CanWEA avait proposé l'ajout de 800 MW additionnels par an entre 2016 et 2025.

---

*Structure du rapport*

La section 3 du rapport sert de mise en contexte générale du secteur de l'électricité au Québec; une attention particulière est portée aux approvisionnements en énergie d'HQD, notamment en énergie éolienne.

À la section 4, nous présentons les modèles utilisés, c'est-à-dire le modèle d'approvisionnement et le modèle tarifaire.

À la section 5, nous discutons de différents paramètres qui ont été utilisés dans le modèle afin de créer différents scénarios, et nous présentons les résultats pour chacun.

Finalement, à la section 6, nous présentons quelques conclusions ainsi qu'un sommaire des résultats.

## 2. Mise en contexte

### 2.1. *Quelques notions en matière d'électricité*

L'électricité est un produit essentiel au fonctionnement de notre société. Elle est consommée par tous les secteurs de l'économie : résidentiel, agricole, commercial, institutionnel et industriel (y compris les industries d'extraction).

Lorsque l'électricité est produite, consommée, perdue ou échangée, que ce soit en gros ou au détail, elle est généralement quantifiée en fonction de deux paramètres : la puissance et l'énergie. La puissance est une mesure instantanée que l'on peut concevoir comme une mesure d'intensité. Elle est généralement mesurée en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW), 1 MW étant égal à 1000 kW.

Quant à l'énergie, il s'agit d'une mesure de l'électricité sur une période donnée, en fonction de l'évolution de son intensité (sa puissance) : ainsi, un kilowattheure (kWh) est équivalent à l'énergie découlant d'une puissance de 1 kW maintenue pendant une heure. Il s'agit de la même quantité d'énergie qui découle d'une puissance de 2 kW maintenue pendant une demi-heure ou d'une puissance de 0,25 kW maintenue pendant quatre heures. Un mégawattheure (MWh) représente 1000 kWh. Avec un milliard de kWh, on obtient un térawattheure (TWh), soit mille gigawattheures (GWh) ou un million de MWh.

Les prix de l'électricité sont souvent exprimés en cents par kilowattheure (¢/kWh) ou en dollars par mégawattheure (\$/MWh). Entre ces deux mesures, il y a un rapport de 10; par exemple, 5¢/kWh est précisément identique à 5 \$/MWh. La première unité est généralement utilisée pour exprimer des tarifs au détail, tandis que la deuxième est utilisée dans les marchés de gros. Les deux unités seront utilisées dans ce rapport.

Contrairement à la plupart des autres commodités, l'électricité doit généralement être consommée au même moment où elle est produite, étant peu propice à l'entreposage.<sup>4</sup> C'est à travers un réseau électrique, composé de lignes de transport (haute tension) et de distribution (basse tension) que l'électricité est acheminée de la centrale à son utilisateur final. Au Québec, il existe un réseau principal reliant la plupart des centrales à la plupart des consommateurs; ce

---

<sup>4</sup> Notons toutefois que les réservoirs associés à des barrages hydroélectriques permettent de stocker de l'énergie électrique potentielle. Un producteur tel HQP peut donc « stocker » de l'énergie de cette façon.

réseau est aussi connecté aux réseaux voisins (Ontario, New York, Nouvelle-Angleterre, Nouveau-Brunswick et Labrador) à travers des interconnexions. Dans certaines communautés éloignées, on retrouve aussi des réseaux autonomes, lesquels ne sont pas reliés au réseau principal.

## ***2.2. Hydro-Québec et la séparation fonctionnelle***

Hydro-Québec est une personne morale de droit public créée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*. Depuis 1981, elle est une compagnie à fonds social, dont les actions font partie du domaine de l'État et ont été attribuées au ministre des Finances.

Hydro-Québec est une entreprise verticalement intégrée, c'est-à-dire qu'elle agit à la fois sur la production, le transport et la distribution d'électricité. Depuis 1997<sup>5</sup> et 2001<sup>6</sup>, respectivement, les divisions de transport (HQT) et de distribution (HQD) sont fonctionnellement séparées l'une de l'autre, de même que des autres divisions d'Hydro-Québec, ce qui implique notamment qu'elles doivent agir dans leur intérêt propre, lequel peut parfois être opposé à celui d'une autre division ou d'Hydro-Québec, la société, prise dans son ensemble.<sup>7</sup> Elles sont aussi gouvernées selon des Codes de conduite, lesquels visent à empêcher le transfert d'informations confidentielles entre certaines divisions.

HQD est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou par une coopérative régionale d'électricité<sup>8</sup>. En contrepartie de ce droit, HQD est tenue de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif<sup>9</sup>. Elle est aussi soumise à la compétence de la Régie de l'énergie, notamment pour la détermination de ses tarifs et l'approbation de ses contrats d'approvisionnement<sup>10</sup>.

---

<sup>5</sup> Décret no 276-97, 1997 G.O. II, page 1248, approuvant le règlement 659 adopté par Hydro-Québec.

<sup>6</sup> La loi 116, discutée ci-dessous.

<sup>7</sup> C'est le cas, notamment, lorsque ces divisions concluent des contrats entre elles: par exemple, si HQD achète de l'électricité d'Hydro-Québec Production, il est dans l'intérêt d'HQD, mais pas d'HQP ni d'Hydro-Québec, que le prix soit le plus bas possible. L'efficacité réelle de la séparation fonctionnelle fait l'objet d'un débat qui dépasse la portée de la présente étude.

<sup>8</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, article 62.

<sup>9</sup> *Ibid.*, art. 76.

<sup>10</sup> *Ibid.*, art. 73 et ss.

Les centrales hydroélectriques et autres ressources d'Hydro-Québec, notamment la centrale Gentilly-2 et le contrat d'approvisionnement conclu avec l'entité propriétaire de la centrale de Churchill Falls, demeurent sous le contrôle d'Hydro-Québec Production (HQP), une division qui n'est pas séparée fonctionnellement d'Hydro-Québec<sup>11</sup>.

### *L'électricité patrimoniale*

Afin de contrôler l'exercice d'un pouvoir monopolistique par HQP dans la fixation des prix et aussi pour éviter un choc tarifaire, le bloc d'électricité patrimoniale a été créé par l'adoption de la loi 116<sup>12</sup> : il s'agit d'un bloc de 165 TWh (178,9 TWh, avant pertes) qu'Hydro-Québec, par sa division HQP, est obligée de fournir à chaque année à HQD à un tarif de 2,79¢/kWh (2,57 ¢/kWh avant pertes)<sup>13</sup>.

Ce chiffre (165 TWh) représentait approximativement le niveau de ventes que pouvait fournir le parc d'équipements existants au moment de l'adoption de la loi 116 en l'an 2000, y compris les achats de Churchill Falls (Labrador). Selon des études de Merrill Lynch, faites à la demande du Ministère des Ressources naturelles et invoquées par le gouvernement à l'appui de la loi 116, la vente de ce bloc à ce prix comportait déjà un rendement sur l'avoir propre de 18 %<sup>14</sup>.

L'article 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, adopté à la même époque, précise que le gouvernement peut, par décret, diminuer (mais pas augmenter) le coût de l'électricité patrimoniale. Cela reflète bien l'esprit de la loi 116, selon laquelle le prix du bloc patrimonial devait compenser HQ Production pour les coûts que lui imposait l'obligation de fournir le bloc patrimonial, sans lui permettre de faire des profits extraordinaires en vendant la production de ses centrales alors existantes aux consommateurs québécois. Étant donné que le coût de production des centrales hydroélectriques existantes diminue avec le temps, la loi 116 accordait au gouvernement le droit de diminuer ce prix, mais pas de l'augmenter. Notons toutefois que la

---

<sup>11</sup> Les centrales utilisées dans les réseaux autonomes sont sous le contrôle d'HQD.

<sup>12</sup> *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q. 2000, c. 22.

<sup>13</sup> L'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, tel que modifié par la loi 116, fixe le coût moyen du bloc patrimonial de 165 TWh à 2,79¢/kWh après pertes, ce qui implique qu'HQD paye près de 2,57¢/kWh pour les 178,9 TWh (avant pertes) auxquels elle a droit.

<sup>14</sup> Philip Raphals, *Energy Policy in Quebec — Electric Generation*, mai 2000, p. 14

([http://www.centrehelios.org/downloads/studies\\_politique\\_energetique/2000\\_EN\\_Energy\\_Policy\\_in\\_Quebec.pdf](http://www.centrehelios.org/downloads/studies_politique_energetique/2000_EN_Energy_Policy_in_Quebec.pdf)).

récente loi 100<sup>15</sup>, à son article 61, prévoit l'abrogation de cet article 24.1 à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014; à partir de cette date, il semble donc qu'il faudra l'adoption d'une nouvelle loi par l'Assemblée nationale pour modifier le tarif patrimonial, dans un sens ou dans l'autre.

Bien que le bloc d'électricité patrimoniale suffît pour les premières années qui suivirent la séparation fonctionnelle d'HQD, il était acquis qu'HQD aurait éventuellement à obtenir des approvisionnements supplémentaires (ou « post-patrimoniaux ») afin de rencontrer la croissance de la demande d'électricité au Québec. À l'heure actuelle, ces approvisionnements ne représentent qu'une mince part des approvisionnements totaux d'HQD, lesquels sont composés majoritairement de l'électricité patrimoniale, mais leur impact sur les tarifs d'HQD commence à se faire sentir étant donné que le coût moyen de ces approvisionnements est largement supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.

La loi 116 a modifié en profondeur le régime de réglementation de l'électricité au Québec, qui, jusqu'alors, était régi par la loi 50<sup>16</sup>, la première *Loi sur la Régie de l'énergie*. En vertu de cette loi, telle qu'adoptée en 1996, les tarifs d'Hydro-Québec devaient être fixés en fonction de ses coûts, y compris les coûts de production d'électricité<sup>17</sup>.

Toutefois, avec la réorganisation créée par la loi 116, qui a imposé une « séparation fonctionnelle » de la division Distribution à l'intérieur de la société Hydro-Québec, les tarifs d'HQD seraient dorénavant basés, en ce qui a trait au bloc patrimonial et aux contrats éventuels entre HQD et HQP, sur le tarif patrimonial et sur le prix convenu à ces contrats, respectivement, plutôt que sur les coûts de production d'HQP<sup>18</sup>. Ceci permettait donc à Hydro-Québec, à travers HQP, de réaliser un profit accru sur l'électricité vendue au Québec (ce profit étant ultimement défrayé par les consommateurs québécois) en plus des profits réalisés sur les marchés, par ses exportations.

Dans les dernières années, plusieurs commentateurs ont suggéré que le prix du bloc patrimonial devait être augmenté, afin de permettre à Hydro-Québec d'encaisser des profits additionnels et d'inciter les Québécois à consommer moins d'électricité. Cette orientation n'a pas été retenue

---

<sup>15</sup> *Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*, L.Q. 2010, c. 20.

<sup>16</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.Q. 1996, c. 61

<sup>17</sup> Notons toutefois que la Régie n'a jamais eu l'occasion de fixer les tarifs d'Hydro-Québec dans le cadre de la loi 50.

<sup>18</sup> Ces coûts sont d'environ 2 ¢/kWh actuellement. Rapport annuel d'Hydro-Québec 2011, page 12.

dans la *Stratégie énergétique* de 2006. Par contre, afin de favoriser les économies d'électricité, cette stratégie prévoit la modification des structures tarifaires pour améliorer le signal de prix auprès des consommateurs. Ce faisant, le gouvernement demandait à Hydro-Québec de rendre le tarif D (secteur résidentiel) plus progressif, notamment en diminuant le prix de l'énergie du premier palier et en augmentant celui du deuxième, afin de refléter le coût marginal de l'énergie et d'inciter les consommateurs à réduire leur consommation.<sup>19</sup> Selon la politique tarifaire d'HQD, les augmentations tarifaires, pour le tarif résidentiel, sont concentrées sur le deuxième palier, afin de réduire l'écart entre le tarif applicable au dernier kWh consommé et le coût marginal d'approvisionnement attribuable à ce dernier kWh<sup>20</sup>.

Considérant que le tarif patrimonial en vigueur permet déjà à Hydro-Québec de réaliser un rendement raisonnable sur son avoir propre, la hausse du tarif patrimonial semble, à notre avis, relever davantage de la taxation que de la tarification.

Étant donné le contexte législatif que nous venons de décrire, un tel changement devait se faire par l'adoption d'une loi plutôt que par décret — d'où l'adoption de la loi 100, susmentionnée, qui fait passer le prix du bloc patrimonial de 2,79 ¢/kWh à 3,79 ¢/kWh entre 2014 et 2018, à raison de 0,2 ¢/kWh par année. Tel que mentionné, cette loi fera aussi perdre au gouvernement le pouvoir de réviser ce tarif à la baisse par décret.

Ce dernier aspect est important considérant que le gouvernement actuel, bien qu'ayant promis d'annuler cette hausse en campagne électorale, est minoritaire à l'Assemblée nationale : à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, s'il est encore au pouvoir et s'il souhaite toujours annuler la hausse du tarif patrimonial, le gouvernement péquiste devra faire adopter une loi en ce sens, malgré l'opposition du Parti Libéral du Québec et de la Coalition Avenir Québec. La question se pose toutefois, au niveau légal, de savoir si un décret émis en vertu de l'art. 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* avant le 1<sup>er</sup> janvier 2014 pourrait permettre à ce gouvernement de contrer l'effet de cette hausse.

---

<sup>19</sup> Voir par exemple la page 56 de la *Stratégie énergétique 2006-2015*.

<sup>20</sup> Le Centre Hélios a présenté des propositions à la Régie de l'énergie lors de ses audiences tarifaires de 2008 et de 2009 qui s'inspiraient plus directement de la *Stratégie énergétique*. Selon ces propositions, qui n'ont pas été retenues par la Régie, la redevance d'abonnement aurait été réduite et le tarif du deuxième palier augmenté sensiblement. Dossier R-3644-2007. Voir *Reforming the rate structure to better reflect marginal costs : Comments on Hydro-Québec Distribution's 2008 Rate Proposal*. Testimony of Jim Lazar, in collaboration with Philip Raphals, 30 octobre 2007, et Dossier R-3677-2009, *The fixed charge in Hydro-Québec Distribution's domestic rates*, Philip Raphals, 3 décembre 2008.

En fait, si l'on se fie au budget déposé par le gouvernement Marois le 20 novembre 2012, le gouvernement déposera un projet de loi visant à modifier la loi 100 susmentionnée afin d'éliminer la hausse d'un cent du tarif patrimonial; cette hausse serait remplacée par une indexation de ce tarif dès 2014 plutôt que 2019.<sup>21</sup>

## ***2.3. La stratégie d'approvisionnement d'HQD***

### **2.3.1. Général**

La consommation d'électricité, sur un réseau donné, varie constamment. Or, pour chaque heure de chaque journée, un distributeur d'électricité, tel HQD, doit s'assurer que ses approvisionnements correspondent aux besoins de sa clientèle. Dans cette optique, la prévision de la demande est un élément fondamental dans la gestion des réseaux électriques.

La prévision de la demande n'est pas un exercice ponctuel. En effet, on ne saurait se fier uniquement aux prévisions d'aujourd'hui pour prévoir l'électricité qui sera nécessaire pour rencontrer les besoins des clients d'HQD pour les dix prochaines années. Par ailleurs, le fait de procéder à des prévisions à court terme (donc avec des données plus récentes) ne rend pas les prévisions à long terme inutiles : considérant que la construction d'une nouvelle centrale peut prendre des années, il faut prévoir le coup longtemps d'avance.

En fait, les prévisions évoluent constamment, que ce soit à court terme, principalement en fonction des prévisions météorologiques, ou à long terme, notamment en fonction des prévisions démographiques et économiques.

La Régie de l'énergie est appelée à intervenir dans les prévisions d'HQD, principalement par l'approbation d'un plan d'approvisionnement décennal qu'HQD est tenu de déposer à la Régie à tous les trois ans. Ainsi, en 2011, la Régie s'est penchée sur le *Plan d'approvisionnement 2011-2020*, lequel suivait le *Plan d'approvisionnement 2008-2017*.

Dans ces plans, HQD prévoit notamment ses besoins en énergie pour la période en question, qu'elle compare aux ressources se trouvant déjà dans son portefeuille. Si elle constate un déficit énergétique, son plan devra prévoir l'acquisition de ressources supplémentaires afin d'obtenir de

---

<sup>21</sup> Voir le Plan budgétaire du Budget 2013-2014 du gouvernement du Québec, pages 117 à 126 : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2013-2014/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>

l'énergie additionnelle; à l'inverse, si elle constate un surplus d'énergie, elle devra trouver le moyen de gérer ces surplus au coût le plus faible, que ce soit en revendant ces surplus ou en convenant avec certains fournisseurs d'une modification à leurs contrats d'approvisionnements.

Lorsqu'HQD a besoin d'acquérir de nouvelles ressources à long terme, elle doit procéder par appel d'offres et faire approuver les contrats qui en découlent par la Régie de l'énergie.<sup>22</sup> C'est d'ailleurs ce qui s'est produit en 2002, dans le cadre du premier plan d'approvisionnement (2002-2011) : ce plan a mené au lancement de l'appel d'offres 2002-01 et à la conclusion de trois contrats d'approvisionnement, lesquels furent dûment approuvés par la Régie. Il s'agit de deux contrats pour des livraisons en base — 350 MW avec HQP et 507 MW avec Trans-Canada Energy Ltd. (TCE) — et un contrat pour des livraisons cyclables de 250 MW avec HQP.

Les deux contrats avec HQP sont desservis par deux centrales existantes : LG-2, pour le contrat d'énergie de base, et LG-1, pour le contrat cyclable.<sup>23</sup> Le contrat avec TCE est desservi par une nouvelle centrale de type turbine à gaz cycle combiné (TAGCC), alimentée par le gaz naturel et construite à Bécancour spécifiquement à cette fin.

Il arrive aussi qu'HQD lance un appel d'offres ou un programme d'achat d'électricité suite à l'émission d'un décret du gouvernement l'obligeant à acquérir un bloc d'énergie d'une source (filière) particulière.<sup>24</sup> Cela dit, le gouvernement n'est pas lié par le plan d'approvisionnement approuvé par la Régie. Si l'énergie qui en découle n'est pas requise, de tels décrets peuvent créer ou exacerber une situation de surplus. Dans la mesure où les revenus (nets des coûts de transaction) tirés de la revente de ces surplus sont moindres que le coût d'acquisition d'HQD, la perte subie viendra gonfler les coûts d'approvisionnement et, ultimement, les tarifs.

Par ailleurs, bien que le mécanisme d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats aux projets ayant les prix les plus bas, les ressources acquises de cette manière ne seront pas nécessairement les moins dispendieuses dans la mesure où le décret limite les types de projets éligibles à l'appel d'offres. En fait, si les coûts de la filière choisie pour l'appel d'offres étaient plus bas que ceux des autres filières, il n'aurait pas été nécessaire de limiter les types de projets éligibles à l'appel d'offres.

---

<sup>22</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, article 74.1.

<sup>23</sup> Généralement, la politique d'HQP est de ne jamais associer une vente d'énergie à une centrale particulière. Ces deux contrats font exception à cette règle, en conformité avec une exigence de l'appel d'offres.

<sup>24</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, article 112, paragraphe 2.1.

Depuis 2002, HQD a lancé les appels d'offres et programmes d'achats d'énergie suivants :

**Tableau 1. Appels d'offres d'HQD**

| <b>Appels d'offres</b> | <b>Type</b>                                                    | <b>Quantités visées</b>               |
|------------------------|----------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| A/O 2002-01            | Général : approvisionnements en base et cyclable               | 1050 MW                               |
| A/O 2003-01            | Biomasse (par décret)                                          | 100 MW                                |
| A/O 2003-02            | Éolien (par décret)                                            | 1000 MW                               |
| A/O 2004-02            | Biomasse (par décret)                                          | 350 MW                                |
| A/O 2005-03            | Éolien (par décret)                                            | 2000 MW                               |
| A/O 2009-01            | Biomasse (par décret)                                          | 125 MW                                |
| PAÉ 2009-01            | Petits projets hydroélectriques <50 MW (par décret)            | 150 MW                                |
| A/O 2009-02            | Éolien – municipalités et communautés autochtones (par décret) | 250 MW municipal<br>250 MW autochtone |
| PAÉ 2011-01            | Biomasse forestière (par décret)                               | 300 MW                                |

On constate de cette liste que le seul appel d'offres général qui découle directement d'un Plan d'approvisionnement (plutôt que d'un décret) est le premier, soit A/O 2002-01. Les autres s'inscrivent dans le cadre de décrets émis par le gouvernement du Québec, selon les politiques en vigueur.

Depuis 2006, cette politique est en partie définie par la *Stratégie énergétique 2006-2015* publiée par le gouvernement Charest, qui prévoit notamment l'ajout de 1 000 MW d'énergie éolienne au-delà des 3 000 MW déjà engagés à cette époque.

La *Stratégie énergétique* de 2006 prévoit également la construction de nouveaux grands projets hydroélectriques totalisant 4 500 MW. À ce jour, le seul décret visant l'acquisition d'énergie postpatrimoniale de source hydraulique par HQD est celui qui a mené au programme d'achat d'électricité 2009-01, pour 150 MW (petits projets hydrauliques). Qu'en est-il des autres 4 350 MW? Devrait-on s'attendre à ce que le gouvernement émette d'autres décrets obligeant HQD à lancer de nouveaux appels d'offres à cet égard?

En fait, il faut comprendre que la *Stratégie énergétique* ne vise pas seulement les approvisionnements d'HQD, mais plutôt le développement de l'ensemble du secteur énergétique au Québec. Ainsi, l'objectif de 4 500 MW de nouveaux projets hydroélectriques visait davantage Hydro-Québec Production (HQP). En effet, HQP produit et achète l'énergie électrique pour la vendre dans les différents marchés de gros (y compris à HQD), afin de faire des profits pour son actionnaire, le gouvernement du Québec.

Dans cette optique, même si HQP ajoutait ces 4 500 MW sur le réseau québécois d'électricité (ce qu'elle est en train de faire, du moins en partie, notamment avec la construction du complexe de La Romaine), HQD n'aurait pas à acheter l'énergie qui en découle et ainsi accroître ses surplus. Il se pourrait toutefois qu'HQD lance un nouvel appel d'offres général (ouvert à toutes les filières), lorsque ses besoins vont le justifier. HQP serait alors libre de participer — comme elle l'a fait, avec succès, en 2002.

Ainsi, on devrait s'attendre à ce que les nouvelles ressources de production acquises par Hydro-Québec, à travers HQP, ne servent à approvisionner HQD qu'à partir du moment où celle-ci en aurait besoin et à condition que la soumission d'HQP soit retenue dans un appel d'offres général. Un décret qui obligerait HQD à acheter de l'énergie produite par de grands projets hydro-électriques semble peu probable, et ce, pour plusieurs raisons, notamment :

- Étant donné le quasi-monopole juridique d'Hydro-Québec sur ces projets au Québec<sup>25</sup>, HQP serait possiblement la seule entité à participer à un tel appel d'offres, ce qui rend peu opportune la tenue d'un tel appel d'offres;
- Le temps de réalisation de ces projets est très long par rapport à l'horizon de planification d'HQD. Il faudrait donc lancer l'appel d'offres longtemps d'avance, ce qui augmente le risque que l'énergie ne soit plus requise.

En fait, le fait de laisser HQP continuer à développer les grands projets hydroélectriques pour les marchés de gros (exportation et besoins éventuels d'HQD), et de laisser HQD acquérir des approvisionnements par appel d'offres pour desservir les besoins québécois, est au cœur de la structure actuelle de l'industrie électrique établie par la loi 116. Il semble bien que cette structure ait été choisie dans un optique de maximiser les profits de l'actionnaire (l'État), en laissant les ressources les plus rentables (la grande hydraulique) à HQP et en obligeant HQD à acheter les ressources plus dispendieuses, pour ensuite refiler leurs coûts aux consommateurs à

---

<sup>25</sup> La force hydraulique des rivières du domaine de l'État est régie par la *Loi sur le régime des eaux*, L.R.Q. c. R-13 et par la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5. En vertu de la première de ces lois, l'État ne peut pas céder cette force hydraulique. Le gouvernement peut, par décret, émettre des baux pour la force hydraulique jusqu'à 50 MW; au-delà de cette puissance, une modification législative serait requise. En pratique, il semble peu probable que l'État, le seul actionnaire d'Hydro-Québec, permette à des tiers de développer de grands projets hydrauliques au Québec. Par ailleurs, en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, le MRNF et le MDDEP, avec l'autorisation du gouvernement, peuvent mettre à la disposition d'Hydro-Québec les forces hydrauliques du domaine de l'État, sans limite quant à la puissance installée, et moyennant le paiement d'une redevance.

travers les tarifs. Nous pourrions certes imaginer d'autres structures mais cela dépasserait, et de loin, la portée de notre mandat.

### 2.3.2. Problématique des surplus : 2008-2020 et au-delà

Si HQD prévoyait une croissance importante de la demande dans ses deux premiers plans d'approvisionnement en 2002 et 2005, l'examen du troisième plan d'approvisionnement (2008-2017) a permis de constater qu'elle se trouvait désormais en situation de surplus. Ainsi, plutôt que de prévoir de nouvelles sources d'approvisionnement, HQD devait dorénavant trouver le moyen de disposer de l'énergie excédentaire qu'elle s'était engagée à acheter.

Depuis, cette situation s'est aggravée, au point où, selon son dernier *État d'avancement* (publié annuellement) du *Plan d'approvisionnement 2011-2020*, ce surplus perdurera jusqu'à la fin de sa période de planification (2020) et même au-delà<sup>26</sup>.

Considérant que, pour les exportations, HQD se trouve en concurrence directe avec HQP (qui est beaucoup mieux outillée pour ce genre d'opération), et en tenant compte des coûts de transaction qu'implique ce genre d'opération, la revente se fait généralement à perte, surtout dans le contexte actuel de bas prix sur les marchés, de même que, de manière générale, lorsque le prix auquel HQD achète l'énergie vouée à la revente varie avec le prix du marché.<sup>27</sup>

Plutôt que de revendre cette énergie, HQD peut aussi chercher à s'entendre avec ses fournisseurs afin de suspendre ou de différer certains achats d'énergie : c'est ce qu'elle fait avec deux de ses fournisseurs, soit TCE et HQP. Cela dit, afin d'accepter de suspendre l'application d'un contrat d'approvisionnement, le fournisseur exigera généralement d'être dédommagé. Ces conventions sont présentées en détail à la page 33, ci-dessous.

Ainsi, ces surplus sont devenus un problème coûteux (surtout depuis 2009, alors que les prix sur les marchés ont chuté), lequel fait l'objet de discussions approfondies lors des dossiers tarifaires et de planification devant la Régie de l'énergie.

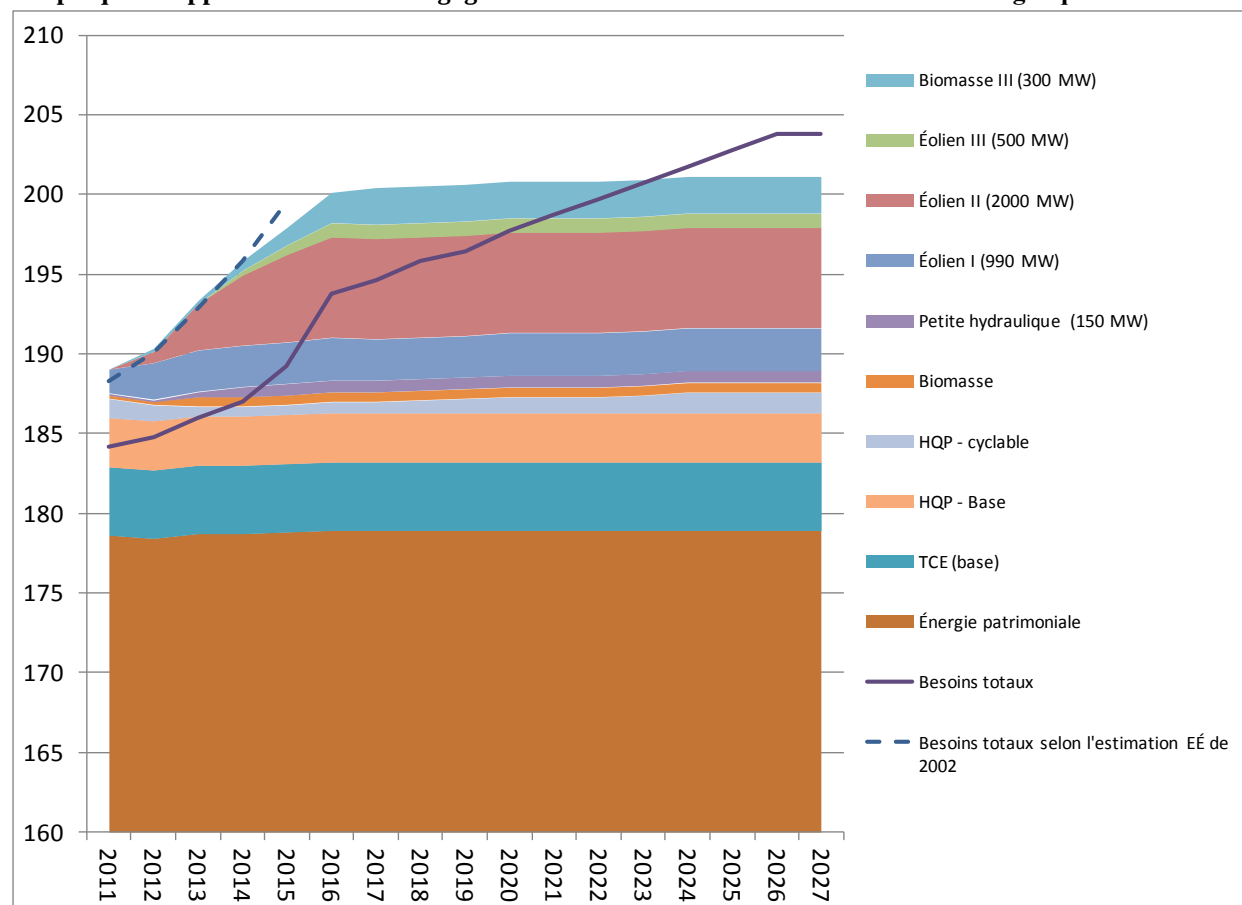
---

<sup>26</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2011-162\\_PlanAppro\\_2011-2020.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-162_PlanAppro_2011-2020.html).

<sup>27</sup> On ne peut pas, généralement, dire que l'énergie ayant fait l'objet de revente provient d'une ressource particulière. On peut toutefois comparer la revente à d'autres moyens de gestion des surplus, tel que la suspension d'un contrat d'approvisionnement donné, afin de déterminer lequel coûte le moins cher. Lorsque le prix de l'énergie prévu au contrat d'approvisionnement en question suit le prix du marché, il faut s'attendre à ce que la revente se fasse à perte, considérant, notamment, les coûts de transaction.

N'eût été des contrats pour l'acquisition d'énergie éolienne, les surplus d'HQD auraient certes été beaucoup moins importants et, en conséquence, moins coûteux. Toutefois, la présence et l'ampleur des surplus ne découlent pas uniquement des contrats éoliens, mais, plus généralement, d'un écart entre les besoins et l'ensemble des approvisionnements, qui découle de multiples causes.

**Graphique 1. Approvisionnements engagés et besoins selon l'estimation d'efficacité énergétique de 2002**



Ainsi, par exemple, dans son premier plan d'approvisionnement (2002-2011), HQD tablait sur des économies d'énergie de 5 TWh en 2011.<sup>28</sup> Or, les économies d'énergie ont été beaucoup plus importantes que prévu : elles atteignaient 8,8 TWh en 2011, et devraient continuer à augmenter

<sup>28</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2002-169, page 12.

sensiblement dans les années à venir.<sup>29</sup> N'eût été de ces 3,8 TWh d'économies d'énergie additionnelles, les surplus auraient été beaucoup moins importants en 2011; à l'inverse, si l'on avait mieux prévu les gains en efficacité énergétique, on aurait pu diminuer la quantité d'énergie à acquérir en 2002. Or, si on laisse de côté les moyens de gestion des surplus présentement utilisés par HQD (par exemple, la suspension du contrat TCE), les contrats conclus dans le cadre de l'A/O 2002-01 compteraient pour 60 % de l'énergie post-patrimoniale acquise par HQ en 2013<sup>30</sup>. Il s'agit donc d'un élément qui contribue de manière significative au surplus actuel.

Ceci ressort clairement du Graphique 1, à la page précédente. La ligne pointillée indique le niveau de besoins qui aurait existé si l'apport en efficacité énergétique s'était limité à ce qui était prévu au Plan d'approvisionnement 2002-2011<sup>31</sup>. On constate donc que, pour la période 2011-2016, l'écart dans la prévision des gains liés aux programmes d'efficacité énergétique correspond plus ou moins au surplus que doit gérer HQD.

Dans cette optique, il nous semble incorrect d'attribuer à la seule filière éolienne le coût rattaché à la présence de surplus dans le portefeuille d'approvisionnements d'HQD, même si, pour une année donnée, les volumes sont comparables. Ainsi, en quantifiant l'impact sur les tarifs des approvisionnements éoliens déjà engagés (ceux des trois premiers appels d'offres), nous utilisons une méthodologie qui nous permet d'isoler l'impact du choix de la filière éolienne, dont le coût est plus élevé que celui d'autres ressources (l'effet « prix », ou « la prime éolienne »), de l'impact tarifaire attribuable à la présence de surplus (l'effet « surplus »), lequel ne découle pas du choix d'une filière particulière mais plutôt du déséquilibre entre besoins et approvisionnements.

Cette méthodologie est expliquée à la section 5.3.

---

<sup>29</sup> État d'avancement, novembre 2011, page 12.

<sup>30</sup> TCE (4,3 TWh) + HQP base (3,1 TWh) + HQP cyclable (max de 2,2 TWh) = 9,6 TWh. En 2013, éolien (5,3 TWh) + biomasse (0,8 TWh) + petite hydraulique (0,3 TWh) = 6,4 TWh.  $9,6/16,0 = 60\%$ .

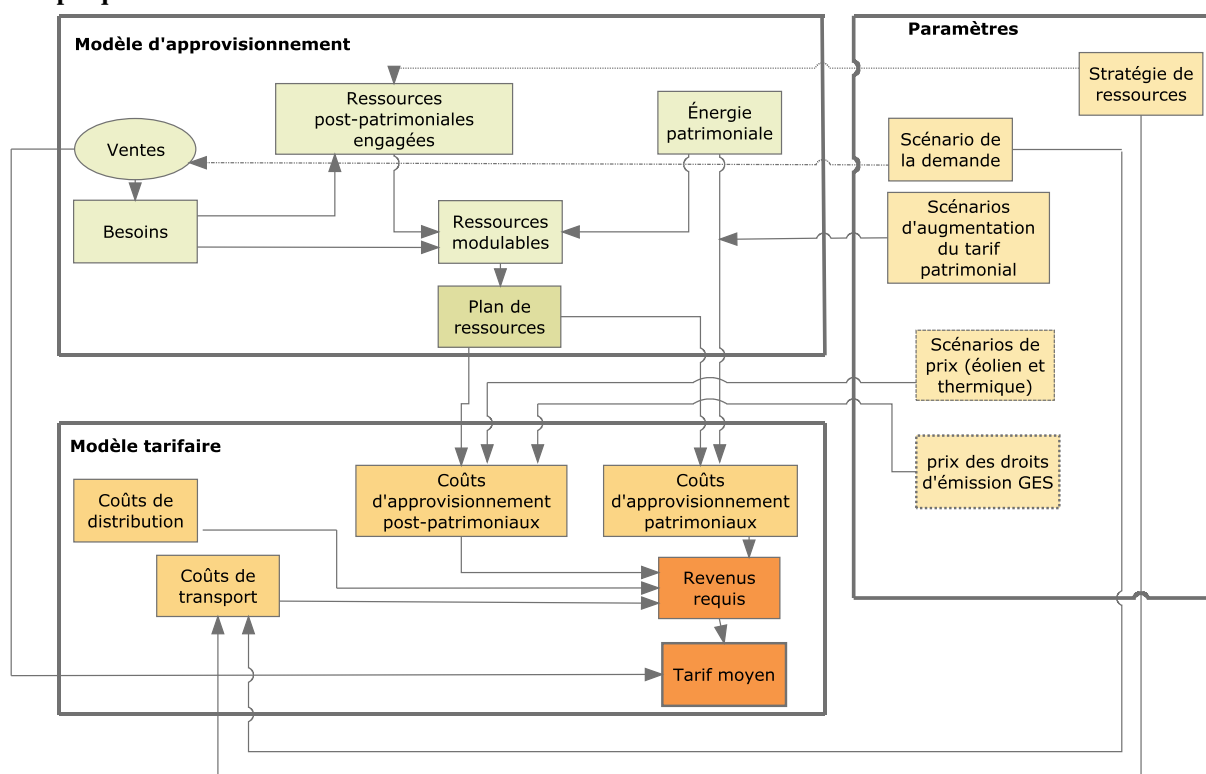
<sup>31</sup> La prévision de ce Plan termine en 2011. Nous l'avons prolongé jusqu'en 2017 en continuant le rythme d'augmentation des économies d'énergie tendanciels (0,3 TWh/an) et en maintenant la provision de 0,4 TWh/an pour les programmes à venir.

### 3. Méthodologie

Afin de déterminer l'impact sur les tarifs des approvisionnements effectués par HQD en énergie éolienne, deux modèles ont été créés : un modèle tarifaire et un modèle d'approvisionnement.

Le modèle d'approvisionnement se situe en amont : il sert à prévoir les quantités d'énergie achetées, vendues, différées ou rappelées en fonction des besoins des consommateurs d'électricité afin d'obtenir, pour chaque scénario étudié, un équilibre offre-demande à chacune des années. Ce modèle permet ainsi de prévoir l'évolution du portefeuille d'approvisionnements d'HQD en fonction de différents paramètres, dont différents scénarios de croissance de la demande et de différentes stratégies d'approvisionnements (notamment, avec et sans les 8 700 MW d'énergie éolienne additionnelle). Sa structure est présentée au Graphique 2.

Graphique 2. Le modèle du Centre Hélios



Les données générées par ce modèle d'approvisionnement sont ensuite utilisées comme intrants au modèle tarifaire, lequel permet de suivre l'évolution du tarif moyen en fonction des changements apportés à l'approvisionnement. Au-delà des paramètres utilisés sur le modèle d'approvisionnement, notons que le modèle tarifaire permet aussi de moduler le prix prévu des approvisionnements obtenus de certaines filières de même que le niveau général de l'inflation.

En fonction des paramètres utilisés, nous sommes donc en mesure de créer, à travers ces modèles, différents scénarios ayant chacun un tarif moyen, que l'on peut ensuite comparer au tarif moyen d'un scénario de référence. La différence entre ces deux tarifs nous permet donc de déterminer l'impact tarifaire qui découle de la modification apportée.

Dans les pages qui suivent, nous présentons d'abord le modèle tarifaire, puis le modèle d'approvisionnement.

### ***3.1. Modèle tarifaire***

Le modèle tarifaire développé par le Centre Helios pour cette étude permet de suivre l'évolution générale des tarifs dans les prochaines années. Ce modèle diverge de l'approche utilisée par la Régie selon laquelle les revenus requis sont répartis entre les différentes classes tarifaires; ainsi, le tarif moyen que nous calculons ne correspond pas à celui d'une classe tarifaire particulière, mais représente plutôt une moyenne de l'ensemble des tarifs. Il s'agit d'un tarif fictif pour un consommateur « moyen » (toutes classes tarifaires confondues), dans un monde où le seul paramètre de facturation est la consommation en énergie. Évidemment, c'est très différent de la réalité où les tarifs peuvent comporter, selon le cas, différents paliers de consommation d'énergie, une redevance d'abonnement fixe ou une prime de puissance. Cette simplification permet de résumer un scénario tarifaire en termes d'un seul paramètre, soit le coût par kWh. Elle permet aussi d'éviter de préjuger des décisions à venir de la Régie sur la répartition des coûts, notamment à l'égard de l'application de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale dans un contexte d'interfinancement.

Le modèle tarifaire est basé sur la méthode des *revenus requis* appliquée par la Régie de l'énergie pour fixer les tarifs d'HQD. Ce modèle repose principalement sur les équations suivantes :

1. Revenus requis = coûts d'approvisionnement (achats d'électricité) + coût du service de transport + coûts de distribution
2. Coûts d'approvisionnement = coût de l'électricité patrimoniale + coût des achats post-patrimoniaux – revenus de revente d'électricité
3. Coût du service de transport = revenus requis de HQ TransÉnergie \* part attribuable à la charge locale (besoins de transport de la charge locale/ besoins totaux de transport ferme)
4. Coûts de distribution = charges d'exploitation + rendement sur le capital + autres charges (y compris l'amortissement)

5. Tarif moyen = (revenus requis – revenus autres que ventes d'électricité) / volume des ventes

Tel que mentionné, la dernière étape, si elle s'apparente à l'exercice mené par la Régie, n'est qu'en fait une version simplifiée de celui-ci : notre tarif s'applique indistinctement à toutes les classes tarifaires et ne vise que l'énergie consommée, de manière uniforme, alors que la Régie aura à répartir les revenus requis nets selon les différentes classes tarifaires et, au sein d'une classe tarifaire donnée, selon les différentes modalités tarifaires, lesquelles peuvent aussi comporter une redevance d'abonnement ou une prime de puissance ainsi qu'une différenciation, au niveau de l'énergie, entre la première tranche et l'énergie consommée au-delà de cette tranche.

Étant donné que le modèle est utilisé uniquement en mode prévisionnel, il ne tient pas compte des outils réglementaires tels que les comptes d'écarts (*pass-on*, nivellement, etc.), le cavalier ou la provision réglementaire. Ces éléments sont importants dans la fixation des tarifs d'année en année, mais, à long terme, ils devraient s'annuler en bonne partie. Qui plus est, certains d'entre eux n'ont pas de raison d'être en mode prévisionnel, puisqu'ils visent justement à tenir compte des écarts entre les prévisions et la réalité.

À l'égard des contrats spéciaux détenus par certains grands consommateurs d'électricité, le cadre réglementaire en vigueur prévoit qu'HQP défraie une partie des coûts encourus pour les desservir, et qu'HQD réduit ses revenus requis du même montant afin de tenir ses autres consommateurs indemnes. Comme ces opérations s'annulent, du point de vue d'HQD et de ses autres clients, le modèle en fait abstraction.

Étant donné que le modèle se base sur les revenus requis, et non pas sur les revenus réels, aucun ajustement n'est requis à cet égard.

Pour assurer une plus grande cohérence avec les données relatives aux ventes et à l'approvisionnement, les données utilisées pour le scénario de référence du modèle tarifaire sont généralement celles du dossier tarifaire 2012 d'HQD<sup>32</sup>, modifiées en fonction des paramètres présentés dans les pages qui suivent. Des informations divulguées par HQD lors de son plus récent dossier tarifaire ont aussi été utilisées afin de pallier aux informations manquantes<sup>33</sup>.

---

<sup>32</sup> Dossier R-3776-2011 de la Régie de l'énergie.

<sup>33</sup> Dossier R-3814-2012, notamment HQD-5, Doc. 1, Annexe B, page 27.

---

Les résultats du modèle pour le scénario de référence sont présentés à la section 4.1.

### **3.1.1. Coûts d'approvisionnement**

Les coûts d'approvisionnements sont composés des coûts de l'électricité patrimoniale et de l'électricité post-patrimoniale.

#### **3.1.1.1. Coûts de l'électricité patrimoniale**

Le coût de l'électricité patrimoniale utilisé est celui qui est prévu à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, tel qu'amendé par la *Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*<sup>34</sup> qui fait passer ce coût unitaire de 2,79¢/kWh à 3,79¢/kWh entre 2014 et 2018. Un scénario qui explore les conséquences tarifaires de cette modification est présenté à la section 4.2.

Considérant que le modèle se base sur les besoins avant pertes, le tarif de l'électricité patrimoniale a été recalculé afin de s'appliquer à l'énergie fournie par HQP avant pertes. Ainsi, le coût unitaire de 2,79¢/kWh, applicable à une quantité maximale d'énergie livrée de 165 TWh (après pertes) a été converti au coût unitaire de 2,57¢/kWh applicable à une quantité maximale d'énergie fournie de 178,9 TWh (avant pertes).

#### **3.1.1.2. Coûts de l'électricité post-patrimoniale (ressources existantes)**

Le coût unitaire de l'électricité post-patrimoniale est déterminé en fonction de la formule de prix inscrite à chacun des divers contrats conclus par HQD. La plupart de ces formules sont connues, mais certaines demeurent confidentielles. Dans certains de ces cas (par exemple, les premiers contrats éoliens), un prix moyen a été utilisé pour l'ensemble des contrats conclus suite à un même appel d'offres.

Ce prix moyen par appel d'offres est généralement divulgué par HQD dans les documents accompagnant sa demande d'approbation par la Régie des contrats conclus suite à un appel d'offres donné, et repris par celle-ci dans sa décision. En fait, dans la plupart des cas, on retrouve

---

<sup>34</sup> L.Q. 2010, c. 20, art. 64.

deux prix : un prix « incluant les pertes et les coûts de transport » et un prix, plus bas, qui n'en tient pas compte. Bien que ce ne soit pas dit explicitement, nous présumons que ce deuxième prix est celui réellement payé par HQD à ses fournisseurs. Il s'agit du prix utilisé dans le modèle, lequel comptabilise déjà les pertes et les coûts de transport.

Au-delà de ces considérations et de celles propres à chaque type d'approvisionnement qui suivront dans les prochaines sous-sections, il se peut que les coûts utilisés dans le modèle ne correspondent pas aux coûts exacts auxquels fera face HQD. À ce sujet, notons que les contrats d'achat-vente d'électricité comportent généralement des dispositions pour l'indexation du ou des prix d'année en année, voire même de mois en mois. Bien que dans certains cas la formule soit simple (ex. : 2% par an), dans d'autres cas la formule est assez complexe, étant parfois basée sur d'autres variables telles que le taux de change, le taux d'intérêt, etc. Ces subtilités n'ont pas été reprises dans le modèle : à quelques exceptions près, un taux uniforme d'inflation a été utilisé, c'est-à-dire le même taux que pour les autres composantes du modèle.

Les détails méthodologiques concernant les ressources existantes d'électricité post-patrimoniale sont présentés en annexe, à la section 6.1.

### **3.1.1.3. Coûts de l'énergie post-patrimoniale — contrats futurs et de remplacement**

Afin de répondre au volet prospectif de la présente étude – et pour répondre aux scénarios où l'énergie éolienne est remplacée par de l'énergie d'autres sources moins dispendieuses, il est nécessaire de faire certaines hypothèses quant aux coûts unitaires de contrats hypothétiques pour l'achat de l'énergie par HQD. Toute estimation de ces coûts unitaires hypothétiques comporte nécessairement un haut degré d'incertitude.

#### **3.1.1.3.1. Énergie éolienne**

L'évolution des coûts dans l'industrie éolienne québécoise est, dans une certaine mesure, liée aux tendances lourdes qui affecteront cette industrie sur l'échelle continentale et mondiale dans les années à venir; elle est aussi affectée par des éléments qui lui sont propres, dont, notamment, le potentiel éolien du territoire québécois et l'exigence répétée au cours des trois premiers appels d'offres d'un fort contenu local.

Établir une prévision détaillée de l'évolution des coûts et des prix dans l'industrie québécoise de l'énergie éolienne dépasserait de loin le cadre de la présente étude. Toutefois, nous sommes d'avis que l'approche décrite dans les prochains paragraphes permettra d'encadrer ces incertitudes, de façon similaire à l'encadrement de l'incertitude des prix de l'énergie de ressources génériques décrit à la page 23, ci-dessous.

Il est néanmoins utile de remarquer que l'évolution de cette industrie reflète certaines tendances contradictoires. Les prix des métaux et autres composantes continuent d'augmenter, créant une pression à la hausse sur les coûts. Toutefois, des améliorations technologiques (augmentation de la puissance; nacelles plus hautes; rotors plus grands permettant l'exploitation rentable de sites avec des vents moins forts) créent une pression à la baisse sur les coûts de l'énergie éolienne. Notons par ailleurs que le grand nombre de soumissions à chacun des appels d'offres laisse entendre que le bassin de sites techniquement intéressants est loin d'être épuisé. Finalement, des éléments conjoncturels, comme l'incertitude qui règne actuellement aux États-Unis à l'égard de la continuation, ou non, du *Production Tax Credit* pour l'énergie éolienne ont un effet majeur sur le prix de cette filière.

Face à ces multiples pressions tant à la hausse qu'à la baisse sur les prix, nous avons choisi, pour le scénario moyen des coûts futurs pour l'énergie éolienne, d'extrapoler à partir des prix résultant du deuxième appel d'offres d'HQD (2 000 MW, A/O 2005-03), en suivant le taux d'indexation général utilisé dans la présente étude, soit 2%.

Pour encadrer ce scénario moyen, il faut fixer également des balises pour des scénarios de prix élevé et faible. Nous sommes d'avis que le prix résultant du premier appels d'offres éolien (990 MW en Gaspésie, A/O 2003-02), qui, en fonction du même taux d'indexation, se situe à près de 75 % du prix du scénario moyen, remplit bien le rôle de scénario faible. Quoiqu'il ne soit pas impossible que les prix des soumissions retenues lors d'un futur appel d'offres soient aussi bas que les 65 \$/MWh (indexé) de ce premier appel d'offres, un tel résultat serait néanmoins surprenant.

De la même façon, les résultats du troisième appel d'offres (500 MW, projets communautaires et autochtones, limite de 25 MW, A/O 2009-02) peuvent servir de scénario de prix élevé de contrats éoliens futurs. L'écart avec le scénario moyen est encore une fois de 25 %. La limite de 25 MW empêche ces projets de profiter des économies d'échelle, ce qui explique en grande mesure les prix plus élevés qui ont résulté de ce troisième appel d'offres. Quoiqu'il ne soit pas impossible que les prix des soumissions retenues lors d'un futur appel d'offres soient aussi hauts que les 113 \$/MWh (indexé) de ce troisième appel d'offres, un tel résultat serait néanmoins surprenant, à moins que le gouvernement ne décide encore une fois de limiter l'appel d'offres aux seuls projets communautaires et autochtones.

Tel qu'indiqué à la section 3.1.2, pour les scénarios d'énergie éolienne additionnelle, les investissements requis en transport ont été estimé en fonction des investissements historiques.

---

### 3.1.1.3.2. Énergie de source thermique

Le prix de l'électricité sur les marchés est généralement déterminé par le coût marginal de production. Depuis l'ouverture des marchés, en 1996, la ressource la plus souvent utilisée à la marge pour produire de l'électricité a été le gaz naturel. Puisque le coût de ce combustible représente une part très importante des coûts variables d'exploitation (donc du coût marginal) d'une centrale TAGCC, le prix de l'électricité affiche généralement une forte corrélation avec celui du gaz naturel.

Le Québec n'est pas à proprement parler un marché d'électricité comme le sont NYISO et ISO-NE (NEPOOL). Cela dit, les entreprises québécoises du domaine de l'électricité ont accès à ces marchés afin d'effectuer des achats et des ventes. Le coût ou le revenu de ces achats et de ces ventes pour une entreprise située au Québec sera différent du prix ayant cours sur ces marchés, considérant que cette entreprise doit aussi payer des frais de transaction (transport, courtage, etc.); ce coût et ce revenu seront toutefois fortement influencés par ce prix du marché.

Le modèle développé par le Centre Hélios tient compte de ces relations : les formules de prix utilisées pour les transactions de court terme (achat et vente) ainsi que pour les nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme sont toutes interreliées.<sup>35</sup>

### 3.1.1.3.3. Le marché du carbone

En 2011, le Québec a adopté par règlement un Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE), qui s'inscrit dans la logique du Western Climate Initiative, auquel le Québec s'est joint en 2008. Un projet de règlement, publié en juin 2012, vise à harmoniser le SPEDE avec celui de la Californie<sup>36</sup>. En vertu de ce Système, les coûts d'approvisionnement des producteurs et importateurs québécois d'électricité produite à partir de combustible fossile refléteront le coût des droits d'émission GES correspondants.

Un rapport préliminaire préparé par le Western Climate Initiative présente des prévisions des prix du carbone dans les marchés de la Californie et du Québec, pris séparément et ensemble. Pour le marché québécois seul, il prévoit des prix de 37 à 43 \$ la tonne en 2013, augmentant

---

<sup>35</sup> Tel que mentionné à la section 6.1.1 en annexe, ces formules sont aussi liées à la formule de prix du contrat TCE dans le modèle, dans la mesure où le coût de l'énergie, selon cette formule, est celui des achats court terme.

<sup>36</sup> <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/carbone/index.htm>.

jusqu'à 59 à 69 \$ la tonne en 2020. Sous la prémisses que les marchés seront liés et les permis seront transmissibles entre ces deux juridictions, ces prévisions varient entre 19 et 34 \$ en 2013, et entre 31 et 55 \$ en 2020<sup>37</sup>. Si, par contre, les permis ne sont pas transmissibles entre les deux juridictions, les prix prévus dans le marché québécois seront beaucoup plus élevés (autour de 40 \$ en 2013, et au-delà de 60 \$ en 2020). Pour les fins de cette étude, nous avons utilisé une prévision conservatrice, soit de 19 \$ la tonne en 2013 et de 31 \$ en 2020, avec extrapolation linéaire jusqu'en 2027.

Ces montants s'ajoutent à ceux de toute source d'énergie thermique, y compris les achats de court terme. Comme nous le verrons dans les prochaines pages, ils affecteront aussi le prix des futurs appels d'offres d'HQD (les « ressources génériques »), et ce, même lorsqu'il s'agit de l'énergie hydraulique fournie par Hydro-Québec Production.

#### 3.1.1.3.4. Prix des marchés de court terme

Pour les prix unitaires d'achats et de ventes à court terme par HQD, le scénario de référence est construit en fonction des prévisions utilisées par HQD dans son dossier tarifaire 2012-13 (R-3776-2011) rendues publiques à la demande d'un intervenant.<sup>38</sup> Ces prévisions se limitant à l'horizon 2012-2022, nos prévisions pour 2023-2027 se basent sur la tendance des quatre (4) années dernières de la période prévisionnelle (2019-2022).

Il y a évidemment un haut niveau d'incertitude quant aux prix futurs des marchés d'électricité du Nord-Est de l'Amérique du Nord. Afin de refléter cette incertitude, nous avons établi des fourchettes de  $\pm 20\%$  pour ces valeurs à l'horizon 2027, en nous basant, dans une certaine mesure, sur diverses prévisions du prix du gaz naturel publiées par l'*Energy Information Agency* des États-Unis<sup>39</sup>.

---

<sup>37</sup> <http://www.westernclimateinitiative.org/document-archives/Economic-Modeling-Team-Documents/Discussion-Draft-Economic-Analysis-Supporting-CA-and-QC-Linking/>. Le WCI permet l'utilisation de crédits compensatoires (*offsets*) afin de rencontrer jusqu'à 8 % des obligations de réduction d'émissions. Dans chacune des fourchettes de prix susmentionnées, la limite inférieure découle du scénario où 6% de la cible de réduction est atteinte par l'utilisation de crédits compensatoires; pour la limite supérieure, c'est 4%.

<sup>38</sup> Dossier R-3776-2011, HQD-14, Doc. 8, page 35.

<sup>39</sup> <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7710>.

Cela étant dit, lorsque, pour un scénario donné, le prix de vente est moindre que le prix de l'énergie patrimoniale, nous avons plutôt retenu ce dernier prix parce que, dans ces conditions, HQD devrait normalement choisir de consommer une quantité moindre d'énergie patrimoniale, plutôt de que vendre à perte; le prix de l'électricité patrimoniale agissant alors comme un plancher pour le prix de la revente. On constate d'ailleurs, dans le dossier tarifaire 2013-14 que, pour les années 2012 et 2013, HQD laissera sur la table près de 10 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée, sans doute en raison des très bas prix que l'on constate sur les marchés depuis la fin de l'année 2011 et qui sont attendus dans la prochaine année<sup>40</sup>.

### 3.1.1.3.5. Ressources « génériques »

Lorsque HQD doit recourir à de nouveaux approvisionnements à long terme, elle doit, selon le cadre législatif en vigueur, procéder par appels d'offres, en choisissant la ressource à moindre coût<sup>41</sup>. Tel que mentionné ci-dessus, un seul appel d'offres de cette nature a eu lieu depuis l'adoption de la loi 116. Il s'agit de l'A/O 2002-01, qui a donné lieu à deux contrats avec HQP (énergie de base et cyclable, de ses ressources existantes à la Baie-James) et un contrat avec TCÉ (énergie de base, d'une nouvelle centrale TAGCC à Bécancour)<sup>42</sup>; les autres appels d'offres ayant porté sur une source d'énergie particulière, décrétée par le gouvernement.

À moins que le gouvernement ne prévoit par décret l'ajout de nouveaux approvisionnements de sources particulières – comme il l'a fait lors des appels d'offres pour de l'énergie éolienne, la biomasse et la petite hydraulique – les besoins futurs d'HQD seront comblés par des ressources choisies en fonction des appels d'offres généraux d'HQD, dans lesquels, selon le cadre réglementaire et législatif en vigueur, les soumissions au plus bas prix doivent gagner.

Bien que personne ne puisse prédire quel soumissionnaire remportera un appel d'offres futur – ni même quelles filières seront choisies ni dans quelle proportion — il est néanmoins possible d'estimer le prix moyen des contrats octroyés lors d'un tel appel d'offres. Comme nous ne savons pas quelle ressource sera utilisée, nous utilisons le terme « ressources génériques » pour désigner les ressources retenues lors de nouveaux appels d'offres. À l'heure actuelle, les ressources de moindre coût — en excluant les ressources hydroélectriques existantes, dont le prix

---

<sup>40</sup> Dossier R-3814-2012 de la Régie, HQD-5, Doc. 1, pages 7 et 10.

<sup>41</sup> Art. 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>42</sup> Dans A/O 2002-01, la source de production devait être située au Québec, mais la Régie a indiqué qu'elle n'entend pas imposer cette restriction dans l'avenir.

de vente dépend notamment du coût d'opportunité — sont probablement les centrales TAGCC au gaz naturel.

Rappelons qu'Hydro-Québec (via sa division HQP) n'est aucunement obligée de participer dans un appel d'offres d'HQD et que, si elle le fait, elle n'est pas contrainte à baser sa soumission sur ses coûts de production. Elle prendra ses décisions notamment tenant compte de son propre bilan énergétique et des autres opportunités commerciales s'offrant à elle. Aux fins de cette étude, nous émettons l'hypothèse conservatrice qu'HQP participera à ces appels d'offres et soumissionnera à un prix légèrement inférieur à celui qui correspond au coût de revient d'une nouvelle centrale TAGCC. En effet, en présumant qu'HQP agisse en tant qu'acteur économique rationnel qui tente de maximiser ses profits, ses soumissions reflèteront surtout les coûts de ses plus proches concurrents, soit ceux produisant de l'électricité à partir d'une turbine à gaz à cycle combiné alimentée au gaz naturel; ces coûts reflètent notamment le coût en capital, le prix du combustible ainsi que le prix de droits d'émission de gaz à effet de serre (GES)<sup>43</sup>.

Par ailleurs, si la Régie persiste avec son intention de permettre des soumissions de sources hors Québec, il est également possible qu'un tel appel d'offres soit remporté par l'exploitant d'une centrale TAGCC existante mais sous-utilisée, située aux États-Unis. Comme HQP, un tel producteur pourra offrir son énergie à un prix moindre que celui d'une centrale nouvelle, en réduisant la composante « coût en capital » du prix total de l'approvisionnement offert.

Ainsi, le modèle présuppose que les appels d'offres d'HQD seront remportés à un prix légèrement plus bas que ceux qui correspondent à des nouvelles centrales TAGCC.

C'est d'ailleurs ce qui s'est produit lors du premier appel d'offres d'HQD (2002-01) : en fonction des prévisions de l'époque, le coût unitaire moyen attendu en 2007 du contrat de TCE était de 61 \$/MWh, alors que celui du contrat en base d'HQP était de 55 \$/MWh.<sup>44</sup>

Le coût unitaire utilisé pour une ressource générique dans le modèle a deux composantes : un coût de l'énergie basé sur les coûts variables d'exploitation de la centrale, lesquels sont

---

<sup>43</sup> En fait, certains autres producteurs hydroélectriques ayant des ressources au Québec ou proches du Québec pourraient aussi soumissionner sur de tels appels d'offres. Nous présumons toutefois que leurs soumissions n'auraient pas un impact significatif sur le prix.

<sup>44</sup> Voir la décision D-2003-159 de la Régie de l'énergie, page 17. Au-delà d'une différence de 6 \$/MWh selon les prévisions pour 2007, notons que la formule d'établissement du prix dans le cas d'HQP est fixe, alors que celle du contrat TCE fluctue en fonction du prix du gaz.

composés principalement du coût du combustible; et un coût unitaire de puissance, basé sur une répartition des coûts fixes (coûts en capital, coûts de branchement sur le réseau, etc.).

Pour le coût unitaire de puissance, le modèle se base sur les données publiées par l'EIA en juillet 2012<sup>45</sup>, soit 20,30\$/MWh en 2010, indexés à l'inflation. Ce coût est comparable à celui de TCE, établi, aux fins du modèle, à 95 M\$, sans indexation, soit 22,10\$/MWh pour 4,3 TWh. Cela dit, ce coût est nettement supérieur à la prime de puissance prévue au contrat pour des livraisons en base d'HQP : considérant une prime de puissance de près de 28 M\$ en 2010 pour 3,1 TWh d'énergie annuellement, le coût unitaire de puissance de ce contrat est donc de 9,03 \$/MWh. Afin de tenir compte de la participation d'HQP ou d'un autre joueur dont la soumission serait basée sur une centrale existante et dont les coûts sont partiellement amortis, le modèle utilise le coût unitaire de puissance suggéré par l'EIA (20,30 \$/MWh), auquel une réduction de 25 % est appliquée.

Quant au coût de l'énergie, en raison de la corrélation entre le prix du gaz naturel et le prix des marchés de l'électricité susmentionnés, et du fait que le prix du marché est souvent représentatif du coût marginal de production (coût d'exploitation) d'une centrale TAGCC, le prix utilisé par le modèle est le coût de revient, pour HQD, des achats de court terme sur les marchés, auquel une réduction de 5% est appliquée, ce qui permet, encore une fois, de tenir compte de la présence d'HQP, avec la grande marge de manœuvre dont celle-ci jouit quant aux prix.

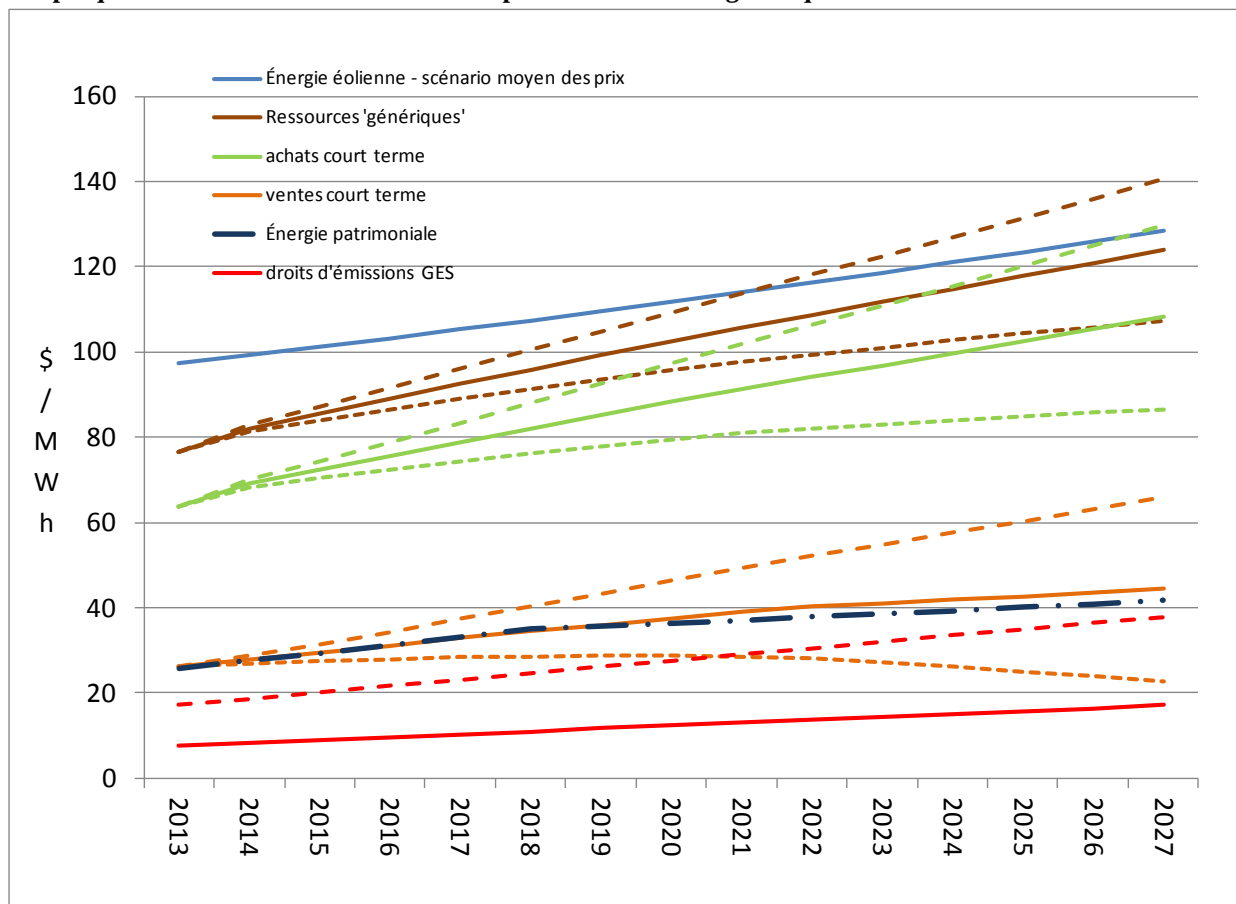
Le coût de l'énergie étant relié aux prix de gaz naturel, le modèle fait appel à différentes prévisions des prix du gaz, lesquels affectent à la fois les prix des achats et des ventes de court terme ainsi que les prix des ressources génériques, ce qui permet de créer différents scénarios. Étant donné le très haut niveau d'incertitude qui entoure les prévisions de prix dans les différents marchés de combustibles ainsi que la sensibilité des résultats de la présente étude à ces prix, ces différents scénarios servent de balises à ces résultats.

#### **3.1.1.3.6. Scénarios d'évolution des prix**

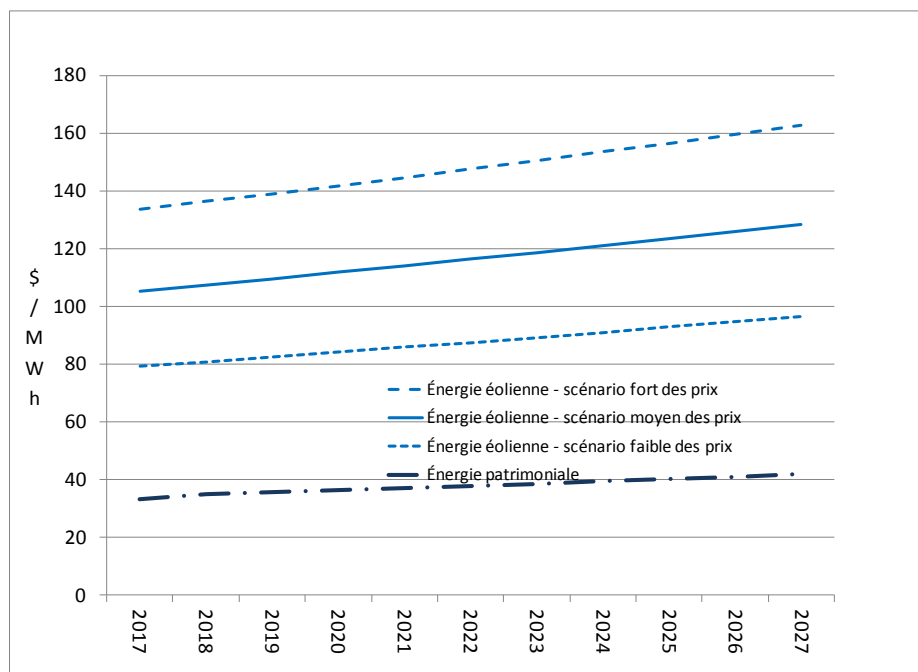
Ces scénarios d'encadrement, selon les formules décrites dans les sections précédentes, sont présentés dans le graphique 3, ci-dessous. L'évolution du tarif patrimonial y est également indiquée, étant donné que ce tarif agit à titre de prix plancher pour les ventes à court terme.

---

<sup>45</sup> EIA, Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2012.  
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity\\_generation.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm).

**Graphique 3. Scénarios d'encadrement des prix des ressources génériques et des marchés**

Le graphique 4, quant à lui, illustre les scénarios de prix utilisés pour l'énergie éolienne, décrits à la page 19. Des prix pour les années 2013-16 ne sont pas affichés, étant donné que, même si un appel offre était annoncé aujourd'hui, l'énergie ne serait probablement pas disponible avant 2017.

**Graphique 4. Scénarios d'encadrement des prix futurs d'énergie éolienne**

### 3.1.2. Coûts de transport

Les revenus requis du service de transport pour les années 2012-2021 utilisés dans le scénario de référence proviennent du plus récent dossier concernant les investissements d'HQT devant la Régie de l'énergie.<sup>46</sup> Ces données ont été extrapolées afin de couvrir la période 2022-2027. La part de ces revenus requis devant être défrayée par HQD a été calculée selon la méthode utilisée par la Régie de l'énergie<sup>47</sup>.

Ces estimations faites par HQT de ses revenus requis 2012-2021 tiennent compte de l'ensemble des ajouts prévus au réseau de transport, non seulement pour le maintien des actifs mais aussi, entre autres, pour répondre aux nouveaux besoins des clients de transport (croissance du réseau), notamment HQD. On peut donc comprendre que ces investissements prévus, et les prévisions de l'évolution des revenus requis qui en découlent, tiennent compte de l'ensemble des coûts de

<sup>46</sup> R-3817, HQT-1, Doc. 1, page 31.

<sup>47</sup> R-3777-2011, HQT-12, doc. 1, p. 8.

transport requis pour desservir les besoins d'HQD selon son scénario moyen de la croissance de la demande.

L'historique des mises en service de transport 2009-2011, de même que les prévisions d'investissements 2013-2016, nous enseignent que la catégorie « croissance des besoins de la clientèle », qui inclut non seulement les ajouts requis pour desservir la charge d'HQD mais aussi ceux requis pour la clientèle de point à point d'HQT, représente moins que 15 % des investissements totaux. En fait, la part du lion des investissements revient à la catégorie « maintien des actifs », qui ne varie pas avec les besoins en service du transport.

Par contre, les prévisions d'HQT démontrent que les revenus requis augmentent avec la croissance de la charge<sup>48</sup>. L'augmentation des revenus requis par kW de charge additionnelle varie beaucoup d'année en année ; la moyenne pour les années 2014-2022 est de 143\$/kW. Nous utilisons cette valeur moyenne pour ajuster le tarif facturé par HQT à HQD pour le service de transport selon les scénarios fort et faible de la demande<sup>49</sup>.

Pour les scénarios « sans énergie éolienne », des coûts annuels résultant des modifications ayant déjà été effectuées au réseau de transport pour intégrer les ressources éoliennes sous contrat ont été calculés et soustraits des revenus requis de transport. Pour les scénarios d'énergie éolienne additionnelle, les investissements requis en transport ont été estimés en fonction des investissements historiques, en tenant compte de l'évolution de la base de tarification, de l'amortissement, etc.

### 3.1.3. Coûts de distribution

Le modèle se base sur les données présentées dans le dossier tarifaire 2012-13 de la Régie de l'énergie.<sup>50</sup> Nous n'avons pas tenté de modéliser les implications pour les coûts de distribution d'un scénario fort de la demande, étant donné que ces variations n'auraient peu ou pas d'effet sur les objets de la présente étude.

Les détails relatifs aux coûts de distribution et de service à la clientèle utilisés dans le modèle tarifaire sont détaillés en annexe à la section 6.2.

---

<sup>48</sup> R-3718-2012, HQT-1, doc. 1, p. 31, Tableau 21.

<sup>49</sup> État d'avancement, Tableau B.4, p. 37.

<sup>50</sup> R-3776-2011, HQD-4, Doc. 1.

### **3.2. *Modèle d'approvisionnement***

À l'intérieur de son horizon prévisionnel, HQD doit planifier, pour chaque année, des achats d'énergie équivalents aux besoins des consommateurs québécois tout en tenant compte des pertes sur le réseau : elle doit établir son bilan en énergie. Étant donné que HQD dispose de plusieurs moyens pour ajouter ou soustraire de l'énergie à son bilan afin d'assurer cet équilibre offre-demande, il devient nécessaire de développer un modèle qui permettra de déterminer, pour chaque scénario évalué, d'où proviendra l'énergie additionnelle requise ou comment seront gérés les surplus, selon le cas.

En partant du bilan en énergie du plus récent *État d'avancement du Plan d'approvisionnement* d'HQD, utilisé comme scénario de référence, le modèle d'approvisionnement permet d'ajuster les approvisionnements en fonction des contraintes propres aux différents scénarios afin de retrouver l'équilibre offre-demande en énergie tout en minimisant les coûts d'approvisionnement pour chaque année de chaque scénario. En fait, même à l'égard du scénario de référence, le modèle joue un rôle important puisqu'il permet de déterminer les moyens utilisés pour atteindre cet équilibre pour les années 2021 à 2027, au-delà des prévisions rendues publiques par HQD.

Le modèle d'approvisionnement est un outil d'optimisation sous contrainte : pour un scénario donné, si l'énergie fournie par les ressources engagées est insuffisante ou trop importante, le modèle procèdera à la modification la moins coûteuse, que ce soit en achetant ou vendant de l'énergie sur les marchés ou en modifiant la quantité d'énergie obtenue à travers un contrat d'approvisionnement donné, en fonction du coût marginal de ces moyens jusqu'à ce que l'équilibre offre-demande soit rétabli. Ce modèle possède donc une fonction qui fixe l'ordre de modification des ressources et une série de contraintes applicables aux différentes ressources. Nous expliquerons d'abord ces contraintes avant de présenter le programme de modulation des ressources.

Ce modèle est structuré en fonction des besoins en énergie. En cela, il suit l'approche à la planification utilisée chez Hydro-Québec depuis des décennies, qui est propre aux réseaux de prépondérance hydroélectrique. Cette approche se distingue des réseaux thermiques, où la planification se fait surtout en termes de puissance.

Cela dit, il est important de souligner que la planification d'Hydro-Québec se fait également en termes de puissance, afin de prévoir suffisamment de ressources pour les périodes de pointe. Aux fins de cette étude, nous émettons l'hypothèse que les coûts additionnels reliés aux besoins en puissance varieront peu en fonction des différents scénarios que nous étudierons. En ce qui

concerne la problématique de la puissance propre aux contrats d'approvisionnement éolien, elle est traitée en annexe (page 81).

Soulignons également que ce modèle permet uniquement d'équilibrer besoins et approvisionnements sur une base annuelle. Une approche mensuelle, qui permet de mieux capter les effets saisonniers, dépasse la portée de cette étude. Cela dit, le modèle n'évacue pas complètement l'idée de modulation des approvisionnements en fonction des saisons : à l'instar de la proposition d'HQD dans le dossier tarifaire 2013-14, le modèle prévoit un minimum d'achats sur les marchés de court terme et, même en situation de surplus, et se sert des conventions d'énergie différée pour différer et rappeler au cours de la même année; ces paramètres permettant, dans une certaine mesure, de gérer les fluctuations saisonnières.

Le modèle considère les trois scénarios de croissance de la demande préparés par HQD. Il tient compte ensuite des deux types d'approvisionnements : les ressources engagées et les ressources modulables, afin d'établir l'évolution du portefeuille de ressources d'HQD qui correspond au scénario sous étude.

### **3.2.1. Besoins**

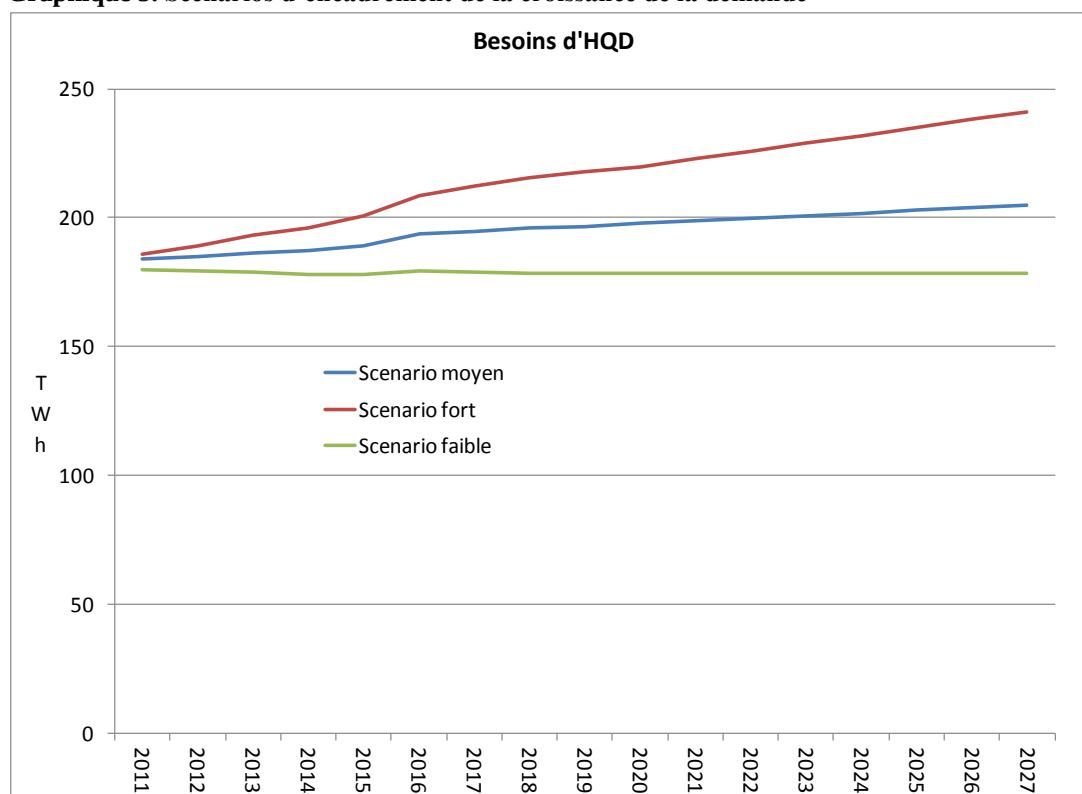
Dans son document de planification le plus récent, HQD présente trois scénarios de croissance de la demande : fort, moyen et faible. Les prévisions d'HQD s'arrêtent en 2020; nous les avons reprises au Graphique 5, ci-dessous, et avons extrapolé jusqu'en 2027.

Dans le scénario faible, les besoins d'HQD connaissent une très légère baisse sur cette période, ce qui aggrave le problème des surplus. Par contre, la situation est toute autre pour le scénario fort de la demande, qui prévoit d'importants nouveaux besoins en approvisionnements pour HQD.

Alors que pour le scénario moyen de la demande, HQD présente des informations détaillées dans son plan d'approvisionnement, pour les scénarios d'encadrement, elle se limite à présenter ses besoins annuels en énergie et en puissance<sup>51</sup>.

---

<sup>51</sup> État d'avancement, Tableaux B.3 et B.4, page 37.

**Graphique 5. Scénarios d'encadrement de la croissance de la demande**

### 3.2.2. Caractéristiques des ressources

#### 3.2.2.1. Ressources engagées

Les ressources engagées sont celles pour lesquelles HQD s'engage à acheter toute la production prévue au contrat, même lorsqu'elle n'en a pas besoin. C'est le cas de l'énergie issue de la plupart des contrats conclus suite aux appels d'offres d'HQD et dans le cadre de ses programmes d'achat, soit l'énergie éolienne, l'énergie produite à partir de biomasse et l'énergie produite par des petites centrales hydroélectriques. Les quantités d'énergie obtenues de ces sources, une fois engagées, ne seront donc pas modifiées par le modèle.

L'énergie du contrat avec HQP en base (350 MW) compte elle aussi parmi les ressources engagées, à hauteur de 3,1 TWh par an. Ce contrat est toutefois complété par les conventions relatives à l'énergie différée qui, elles, sont des ressources modulables.

Par ailleurs, en ce qui a trait au contrat avec TCE, bien qu'il fût conclu dans l'optique de servir de ressource engagée, la faculté que possède maintenant HQD de suspendre ce contrat en fait une ressource modulable.

Enfin, dans certains scénarios, HQD devra signer de nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme, que ce soit pour remplacer l'énergie éolienne absente ou en raison d'une plus forte demande. Lorsqu'un tel contrat est ajouté au plan d'approvisionnement, il devient une ressource engagée.

Dans le modèle, des ressources ont été engagées afin de maintenir le recours aux achats de court terme en deçà de 5 TWh, selon la politique d'HQD<sup>52</sup>, établie surtout pour des raisons de la sécurité des approvisionnements.

### **3.2.2.2. Ressources modulables et nouvelles ressources**

Quant aux ressources modulables, ce sont des ressources existantes pouvant fournir différentes quantités d'énergie pour une année donnée, selon les besoins d'HQD et à l'intérieur de certaines balises. Ces ressources sont :

- Centrale TCE à Bécancour;
- Contrat cyclable avec HQD (250 MW);
- Énergie différée et rappelée en vertu du contrat en base avec HQP; et
- Achats et ventes sur les marchés de court terme.

Ces ressources modulables sont assujetties aux contraintes suivantes.

#### **3.2.2.2.1. Centrale TCE à Bécancour (suspension ou reprise du contrat)**

Le contrat signé avec TCE prévoyait 4,3 TWh de livraisons de base annuellement. À l'origine, ce contrat ne devait donc pas être modulable. Or, en 2007, après avoir revu sa prévision de la demande, HQD a déterminé qu'elle n'avait plus besoin de l'énergie relative à ce contrat et qu'il était préférable de suspendre la production à la centrale TCE plutôt que de revendre ses surplus d'énergie, et ce, malgré le fait qu'HQD devait alors payer près de 50 M\$ par année pour

---

<sup>52</sup> R-3550-2004, HQD-3, doc. 3, p. 15. Voir aussi la décision D-2002-169, page 49.

dédommager TCE, en plus de continuer à payer une prime de puissance annuelle estimée, aux fins de cette étude, à 95 M\$.<sup>53</sup>

Dans le plus récent *État d'avancement* de son dernier *Plan d'approvisionnement*, HQD affirme qu'à compter de janvier 2016, la centrale TCE « *pourrait contribuer uniquement au comblement des besoins d'hiver. Pour ce faire, le Distributeur entreprendra des discussions avec TCE au moment opportun* ». <sup>54</sup> Dans un tel cas, la centrale TCE fournirait 1,1 TWh annuellement, si l'on se fie au bilan en énergie que l'on retrouve à cet état d'avancement.

Dans notre modèle, la modulation des livraisons à partir de centrale TCE sera limitée à trois niveaux : 0 TWh; 1,1 TWh; et 4,3 TWh. Par rapport au scénario de référence, la quantité d'énergie obtenue de la centrale TCE pour une année donnée ne sera augmentée à 4,3 TWh que si ses besoins justifient l'entière augmentation : le modèle ne procédera pas à l'augmentation des livraisons de TCE si une telle augmentation crée un nouveau surplus dont il faudra se débarrasser par la vente sur les marchés de court terme.

Par ailleurs, la centrale ne sera programmée au niveau de 1,1 TWh que pour les années pour lesquelles ce niveau est prévu au plan d'approvisionnement (celles pour lesquelles elle est à ce niveau dans le scénario de référence), et dans la mesure où l'énergie est requise pour équilibrer son bilan.

#### **3.2.2.2.2. Contrat cyclable avec HQP (250 MW)**

Le modèle permet de moduler l'énergie obtenue grâce au contrat avec HQP prévoyant des livraisons cyclables (250 MW), en faisant varier ces livraisons entre 0 TWh et 2,2 TWh, tel que prévu à ce contrat.

#### **3.2.2.2.3. Énergie différée et rappelée en vertu du contrat pour des livraisons en base avec HQP (350 MW)**

Tel que mentionné, HQD a la possibilité de différer et rappeler certaines livraisons d'énergie en vertu des conventions signées avec HQP en 2007 et amendées en 2010.

---

<sup>53</sup> Voir notamment la décision D-2007-134 de la Régie de l'énergie.

<sup>54</sup> À la page 19.

Le modèle reprend cette fonction, mais ne l'applique qu'au contrat pour des livraisons en base, étant donné que HQD ne prévoyait pas différer d'énergie en vertu du contrat pour des livraisons cyclables après 2010<sup>55</sup>.

En ce qui a trait au contrat pour des livraisons en base, le modèle permet de différer jusqu'à 3,1 TWh pour une année donnée. Cette énergie, de même que le solde existant en 2013, doit toutefois être rappelée au plus tard en 2027. Or, en vertu des conventions sur l'énergie différée, HQD ne peut compter sur plus de 3,5 TWh d'énergie rappelée ferme par année, c'est-à-dire une puissance additionnelle de 400 MW : en effet, bien que ces conventions prévoient des rappels allant jusqu'à 800 MW, HQP ne garantit la disponibilité que de 400 MW.

Le modèle reprend donc cette limite annuelle de 3,5 TWh d'énergie rappelée et impose comme contrainte que le solde d'énergie différée soit ramené à zéro à la fin 2027.

Par ailleurs, dans un document déposé récemment dans la cause tarifaire en cours, HQD précise de manière plus détaillée l'approche qu'elle prône pour l'utilisation de ces conventions<sup>56</sup>. Elle indique son intention de rappeler 400 MW pendant les mois les plus froids d'hiver, et de différer 350 MW pendant l'été. Ainsi, elle entend différer un peu plus d'un TWh chaque année et de rappeler une quantité légèrement moindre chaque année à partir de 2018. Ce faisant, les conventions deviennent en outil de gestion principalement intra-annuelle plutôt qu'interannuelle.

Aux fins du modèle, nous avons repris cette façon de faire, en prévoyant des rappels à chaque année (même en période de surplus), pour faire face à une plus grande demande à l'hiver, tout en permettant que ces conventions soient aussi utilisées comme outil interannuel de gestion des surplus lorsque nécessaire.

#### **3.2.2.2.4. Achats et ventes sur les marchés de court terme**

Dans sa décision D-2002-169<sup>57</sup>, la Régie a endossé l'approche à la planification d'HQD visant à engager suffisamment de ressources de long terme pour limiter les achats de court terme à moins de 5 TWh/an. Notre modèle suit cette même façon de faire.

---

<sup>55</sup> État d'avancement 2011, page p. 47.

<sup>56</sup> R-3814-2012, HQD-1, doc. 2.8, Tableau E7-B, page 5.

<sup>57</sup> Voir la page 49.

Pour les ventes, la situation est différente : HQD se retrouve en situation de concurrence avec HQP, Brookfield et d'autres entités qui détiennent des réservations de long terme couvrant presque toute la capacité disponible. Ces entités ont donc priorité sur les interconnexions. Bien qu'il soit possible pour HQD, comme pour des tiers, d'utiliser, sur une base non ferme (sans garantie), la partie inutilisée d'une réservation sur le réseau de transport faite par une autre entité, les opportunités pour ce faire risquent de se présenter surtout lorsque les prix sur les marchés sont bas, rendant de telles ventes moins intéressantes.

Par ailleurs, lorsque le prix disponible pour une vente (net des coûts de transaction) est moins élevé que le tarif patrimonial, on devrait s'attendre à ce qu'HQD laisse de l'énergie patrimoniale inutilisée plutôt que de vendre à un prix plus bas.

Dans la dernière année, le prix sur les marchés de court terme de NYISO, le principal marché auquel HQD a accès, s'est rapproché du prix de l'énergie patrimoniale, à un point tel qu'HQD prévoit laisser près de 5 TWh d'énergie patrimoniale inutilisée par année en 2012 et 2013. Cette situation pourrait même perdurer au cours des prochaines années si le tarif patrimonial augmente tel que prévu.

Ainsi, le modèle prévoit qu'HQD laissera une partie du bloc d'énergie patrimoniale inutilisée, plutôt que d'avoir recours aux ventes, lorsque le prix unitaire des ventes tombera sous le prix de l'énergie patrimoniale ou lorsque la quantité d'énergie à revendre dépasse les 5 TWh.

Tel que mentionné, des achats minimums de 0,5 TWh sont programmés chaque année, même en situation de surplus, afin de répondre aux besoins additionnels d'énergie en période hivernale.

### **3.2.3. Choix de ressources**

Afin de minimiser les coûts d'approvisionnement, le modèle détermine pour chaque année les volumes requis des différentes ressources modulables — et, dans certains scénarios, procède à l'acquisition de nouvelles ressources génériques, au besoin — en fonction des besoins et du coût marginal de chacune de ces ressources, sous réserve des contraintes susmentionnées. Deux fonctions sont utilisées : dans un premier temps, des ressources sont choisies afin de rétablir l'équilibre énergétique pour chaque année; dans un deuxième temps, la convention d'énergie différée reliée au contrat de base (350 MW) est utilisée afin de diminuer le plus possible le recours aux ventes, dans la mesure où l'énergie différée peut être rappelée avant l'expiration des conventions, en 2027.

À l'égard de la première fonction, on distingue entre les situations de pénurie, où il faut augmenter les approvisionnements, et celles de surplus, où il faut diminuer les approvisionnements.

Dans le cas où, pour une année donnée, de nouveaux approvisionnements sont requis, la première stratégie utilisée par le modèle est la pleine réactivation de la centrale TCE (4,3 TWh), lorsque les besoins sont suffisants pour justifier une augmentation à ce niveau. En demandant à TCE de réactiver sa centrale de Béancour à sa pleine capacité pendant toute l'année, HQD s'évite le paiement de frais fixes de 50 M\$ à TCE. Ce montant équivaut à un « prix unitaire » de -11,63\$/MWh lorsque la centrale reprend pleinement ses activités après un arrêt complet (augmentation de 4,3 TWh), ou -15,63\$/MWh lorsque la centrale passe d'une utilisation hivernale (1,1 TWh par an) à une pleine utilisation (augmentation de 3,2 TWh); ce prix unitaire vient donc compenser en partie du coût de l'énergie acquise en vertu de ce contrat, lequel est établi, aux fins de la présente étude, au même niveau que celui des achats sur les marchés de court terme.

Par la suite, si les besoins en énergie sont toujours plus importants que l'énergie des ressources engagées, c'est au niveau du contrat cyclable avec HQP qu'HQD ira chercher plus d'énergie.

Lorsque, selon les prévisions, les ressources modulables seront utilisées à pleine capacité, le modèle prévoit l'ajout de nouvelles ressources génériques. Enfin, la dernière stratégie utilisée pour augmenter les approvisionnements est celle des achats à court terme.

À l'inverse, lorsqu'il s'agit de réduire les approvisionnements, dans le cas d'un surplus prévu, les seules stratégies disponibles sous la première fonction sont la vente sur les marchés et, lorsque le volume du surplus dépasse 5 TWh/an ou lorsque le prix à l'exportation est moins élevé que celui de l'énergie patrimoniale, le fait de laisser une plus grande partie de cette énergie patrimoniale inutilisée.

L'application de la première fonction ayant permis d'équilibrer les besoins et les approvisionnements pour chaque année, la deuxième fonction utilise les conventions d'énergie différée afin de minimiser les coûts sur l'ensemble de la période en minimisant les quantités d'énergie revendues. Ainsi, plutôt que de vendre à perte lors d'une année donnée pour racheter la même quantité lors d'une année ultérieure (et payer des frais de transport pour chaque transaction), le modèle permet qu'une quantité d'énergie soit « mise en banque » afin d'être utilisée plus tard, sans coût de transaction ni autre perte.

Toutefois, l'obligation mentionnée ci-dessus à l'effet que le solde du compte d'énergie différée doive être ramené à zéro d'ici 2027, combinée à la limite maximale sur laquelle HQD peut compter pour les rappels, soit 3,5 TWh/an (y compris les rappels associés aux besoins saisonniers) constituent des contraintes importantes, qui, en pratique, limitent l'utilisation de cet outil pour l'optimisation interannuelle aux premières années de la période de planification.

## 4. Scénarios étudiés

Tel que mentionné, le modèle développé par le Centre Hélios est utilisé, dans la présente étude, afin de comparer divers scénarios entre eux, ce qui permet de mesurer l'impact tarifaire des paramètres définissant ces scénarios, tel que l'existence des contrats qu'HQD a déjà signé pour acquérir de l'énergie éolienne. La plupart des scénarios sont comparés à un scénario de référence, basé sur les plus récentes prévisions publiées par Hydro-Québec.

Sauf mention à l'effet contraire, les impacts tarifaires mesurés ne sont pas propres à une année donnée, mais représentent plutôt une moyenne sur l'ensemble de la période 2013-2027.

Dans la présente section, nous présentons d'abord le scénario de référence. Puis, nous traitons de certains scénarios alternatifs examinés. Étant donné le grand nombre de variables qui affecteront les tarifs d'électricité au cours des quinze prochaines années, le nombre de scénarios à étudier peut facilement devenir ingérable; pour cette raison, il devient essentiel, dans certains cas, de limiter l'analyse aux scénarios traçant les balises d'une fourchette des valeurs probables de l'impact tarifaire étudié, de même qu'au scénario se situant au milieu de cette fourchette.

### 4.1. Scénario de référence

La croissance de la demande, dans le scénario de référence, découle du scénario moyen de la demande présenté dans l'*État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020* d'Hydro-Québec Distribution publié en novembre 2011. Pour les années 2021-2027, nous avons extrapolé à partir de ces prévisions, en appliquant le taux de croissance moyen des années 2017-2020 pour chaque scénario.

Tel qu'expliqué à la section 4.2, en se basant sur les besoins du réseau en fonction de chaque scénario de la demande, notre modèle d'approvisionnement établit les ressources requises chaque année afin de maintenir le bilan énergétique en équilibre, tout en respectant :

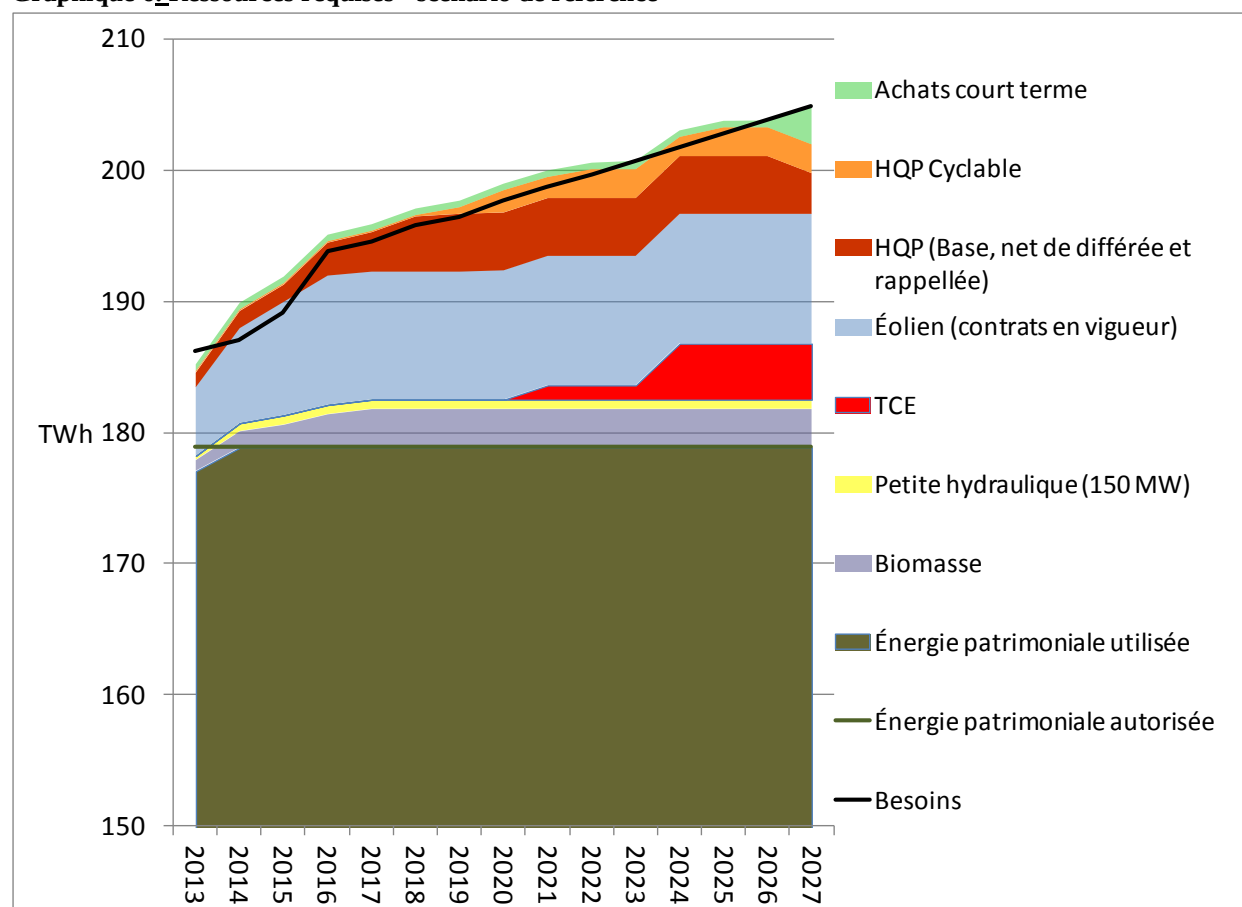
- L'ordre d'utilisation des ressources modulables, établi en fonction de leurs coûts respectifs;
- Le droit de différer, en tout ou en partie, les livraisons d'énergie prévues au contrat de base avec HQP, dans la mesure où le bilan de l'énergie différée est nul en 2027 et en rappelant un maximum de 3,5 TWh par année;
- Les contraintes propres à chaque ressource.

L'évolution des approvisionnements d'HQD selon le scénario de référence est indiquée au Graphique 6, ci-dessous. Ce graphique, comme les autres qui suivront, comporte les éléments suivants :

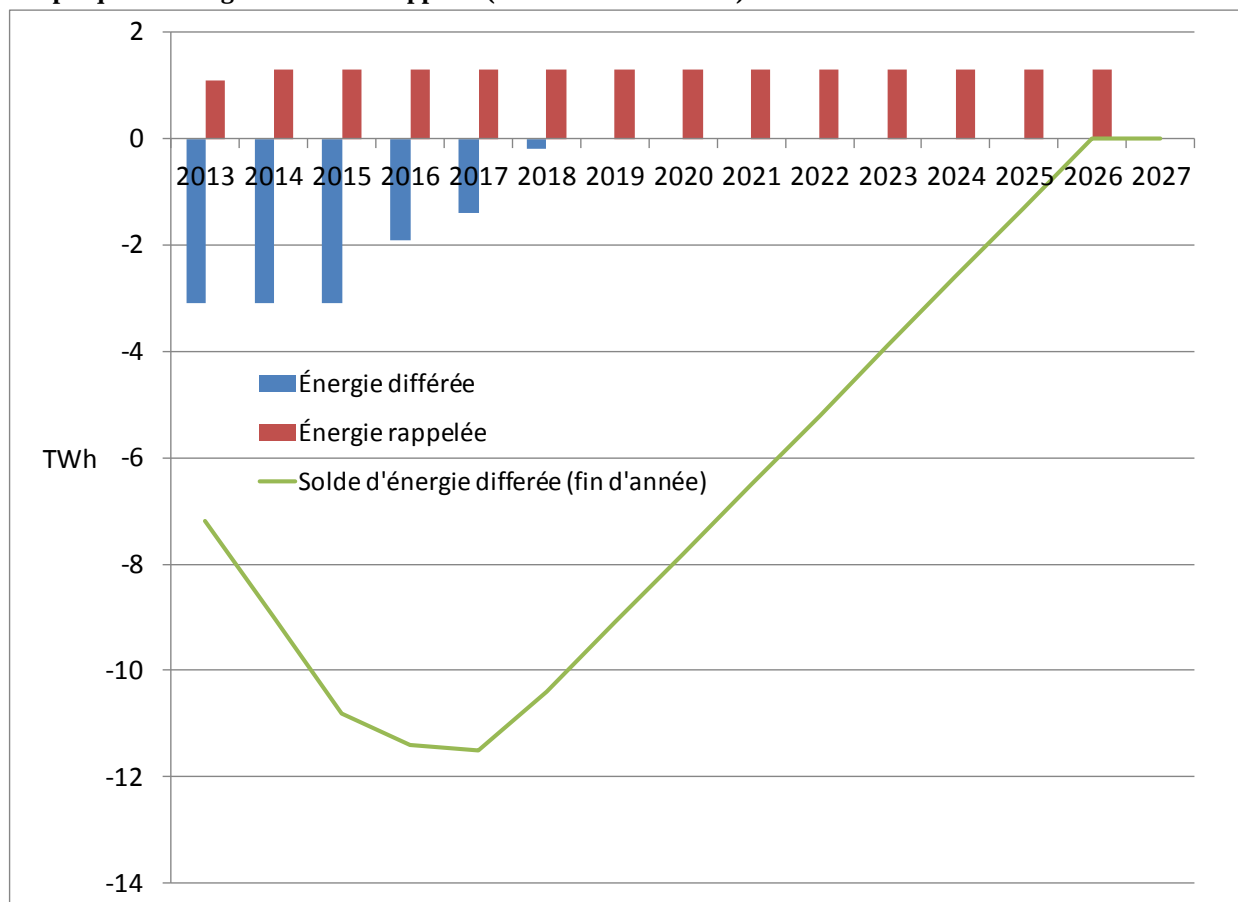
- Les besoins : les besoins totaux (ventes + pertes) sont indiqués par la ligne noire. Selon le scénario moyen de croissance de la demande, ils débutent à près de 186 TWh en 2013, pour aboutir à près de 204 TWh en 2027. On constate que la croissance est assez forte jusqu'en 2017, et qu'elle augmente de manière quasi linéaire par la suite, en fonction d'un taux de croissance plus faible.
- Les approvisionnements : les zones de différentes couleurs représentent les différentes sources d'approvisionnement, qu'il s'agisse de l'énergie patrimoniale ou post-patrimoniale (engagées, modulables et nouveaux approvisionnements). Notons que le graphique ne montre qu'une petite partie de l'énergie patrimoniale utilisée, l'axe des ordonnées coupant l'axe des abscisses à 150 TWh plutôt qu'à zéro. Les scénarios alternatifs étudiés reprennent, pour la plupart, ce graphique; les types de ressources y sont placés dans le même ordre afin de permettre une meilleure comparaison entre les différents scénarios.<sup>58</sup>
- Les ventes : Les approvisionnements qui dépassent la ligne noire des besoins permettent aussi d'identifier le volume des surplus qui devront être vendus par HQD sur les marchés. Bien que ces approvisionnements se retrouvent au-dessus de la ligne des besoins, cela n'implique pas qu'on doive imputer les coûts découlant de la situation de surplus à ces ressources plutôt qu'aux autres.
- L'énergie patrimoniale inutilisée : Une ligne verte, à 178,9 TWh, représente la quantité maximale d'énergie patrimoniale pouvant être acquise par HQD. Lorsque le bloc d'énergie patrimoniale n'atteint pas cette ligne, comme c'est le cas pour l'année 2013, cela signifie qu'HQD n'achète pas toute l'énergie patrimoniale à laquelle elle a droit.

---

<sup>58</sup> L'ordre selon lequel les ressources apparaissent suit la même logique : afin de limiter l'impact visuel, les ressources les moins susceptibles d'être modifiées ont été placées au-dessous (énergie patrimoniale, biomasse et petite hydraulique).

**Graphique 6\_ Ressources requises - scénario de référence**

Les quantités d'énergie différée et rappelée ne sont pas identifiées spécifiquement au graphique précédent; elles sont toutefois incluses dans la zone rouge identifiée comme étant « HQP (Base, net de différée et rappelée) ». Pour ce scénario de référence, une quantité importante d'énergie est différée dans les premières années et rappelée dans les dernières années, en plus de l'énergie qui est différée et rappelée à l'intérieur d'une même année, tel qu'il appert du Graphique 7, ci-dessous.

**Graphique 7. Énergie différée et rappelée (scénario de référence)**

Le modèle de planification ayant permis de déterminer le plan des ressources, le modèle tarifaire, décrit à la section 4.1, nous permet ensuite d'estimer les tarifs des années 2013 à 2027 selon le scénario de référence. En effet, à partir du plan des ressources, le modèle tarifaire détermine les coûts d'approvisionnement, lesquels viennent compléter les revenus requis nets pour chacune de ces années. Il ne reste alors plus qu'à diviser les revenus requis nets par les ventes totales (selon le scénario moyen de la demande) pour arriver au tarif moyen de chacune de ces années.

Tel qu'expliqué à cette même section, il s'agit d'un tarif fictif pour un consommateur « moyen » (toutes classes tarifaires confondues), dans un monde où le seul paramètre de facturation est la consommation en énergie. Évidemment, c'est très différent de la réalité où les factures des différentes classes tarifaires peuvent comporter, selon le cas, différents paliers de consommation d'énergie, une redevance d'abonnement fixe ou une prime de puissance.

À notre avis, ce tarif fictif constitue néanmoins un bon outil pour comparer les implications tarifaires de différents scénarios possibles, principalement en raison de sa simplicité. Par ailleurs,

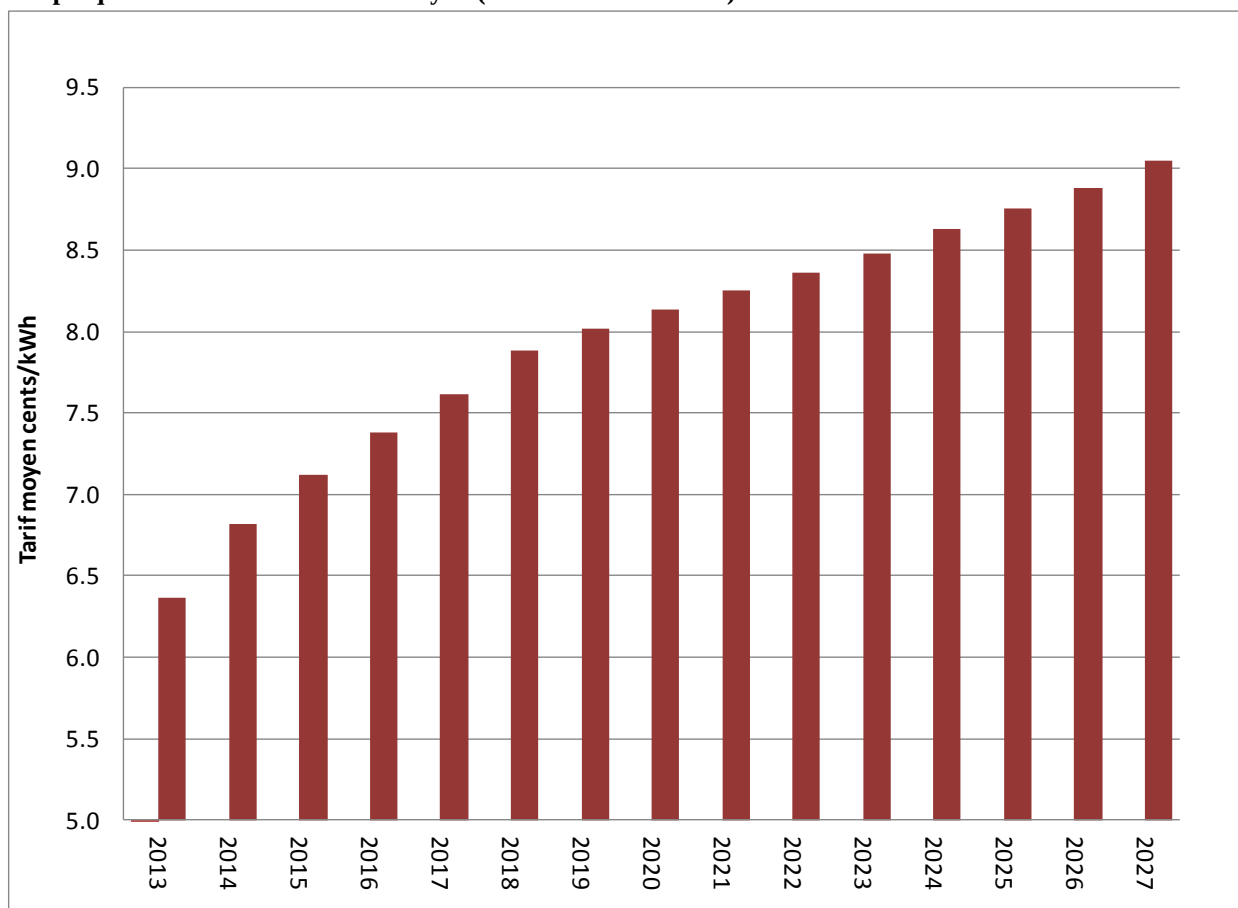
il est intéressant de noter que le tarif moyen déterminé par le modèle en 2012 sous le scénario de référence (6,4¢/kWh) se rapproche du tarif domestique. Plus précisément, il est légèrement moins élevé que le tarif moyen payé par un consommateur résidentiel dont la consommation ne dépasse pas 30 kWh par jour, c'est-à-dire qui ne consomme que de l'énergie du premier palier de tarification (5,32¢/kWh), en tenant compte de la redevance d'abonnement de 40,64¢ par jour.

Le Tableau 2 présente les composantes des revenus requis et l'évolution du tarif moyen selon le scénario de référence.

**Tableau 2. Revenus requis et tarif moyen, selon le scénario de référence**

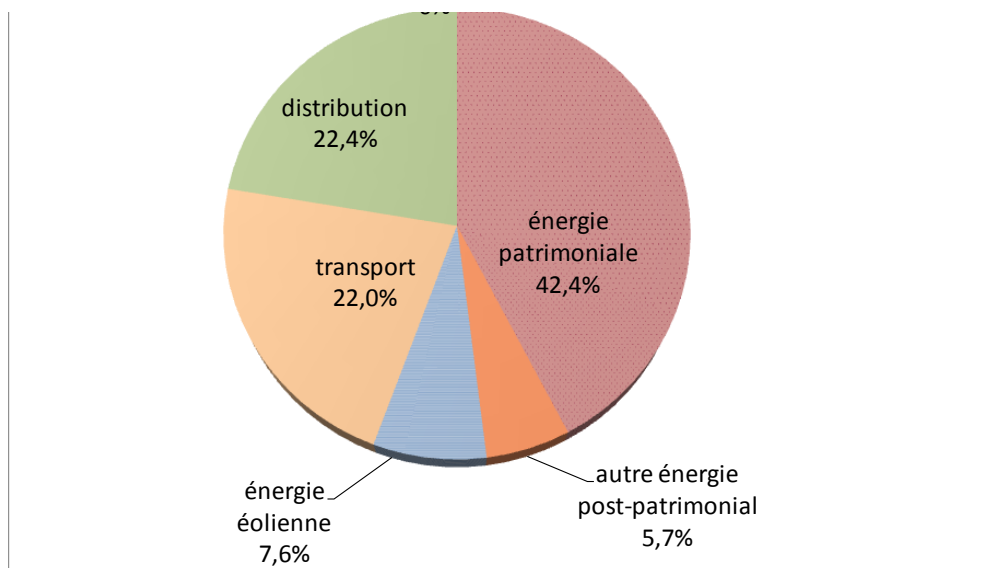
|                                             | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          |
|---------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Coûts de fourniture</b>                  | <b>5,477</b>  | <b>6,065</b>  | <b>6,642</b>  | <b>7,346</b>  | <b>7,775</b>  | <b>8,212</b>  | <b>8,406</b>  | <b>8,644</b>  | <b>8,892</b>  | <b>9,117</b>  | <b>9,345</b>  | <b>9,632</b>  | <b>9,880</b>  | <b>10,125</b> | <b>10,453</b> |
| patrimoniale                                | 4,604         | 4,934         | 5,264         | 5,594         | 5,924         | 6,254         | 6,379         | 6,506         | 6,636         | 6,769         | 6,904         | 7,042         | 7,183         | 7,327         | 7,474         |
| post patrimoniale                           | 874           | 1,132         | 1,379         | 1,752         | 1,852         | 1,959         | 2,028         | 2,138         | 2,256         | 2,348         | 2,441         | 2,589         | 2,697         | 2,798         | 2,980         |
| autres (ajustement contrats spéciaux, etc.) |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>Coût de transport</b>                    | <b>2607</b>   | <b>2780</b>   | <b>2855</b>   | <b>2899</b>   | <b>2934</b>   | <b>3043</b>   | <b>3098</b>   | <b>3130</b>   | <b>3144</b>   | <b>3156</b>   | <b>3185</b>   | <b>3214</b>   | <b>3243</b>   | <b>3273</b>   | <b>3303</b>   |
| <b>Coûts directs d'HQD</b>                  | <b>3,068</b>  | <b>3,200</b>  | <b>3,219</b>  | <b>3,238</b>  | <b>3,271</b>  | <b>3,301</b>  | <b>3,342</b>  | <b>3,382</b>  | <b>3,426</b>  | <b>3,474</b>  | <b>3,522</b>  | <b>3,572</b>  | <b>3,622</b>  | <b>3,674</b>  | <b>3,726</b>  |
| charges d'exploitation                      | 1,476         | 1,491         | 1,506         | 1,521         | 1,536         | 1,551         | 1,567         | 1,582         | 1,598         | 1,614         | 1,630         | 1,647         | 1,663         | 1,680         | 1,697         |
| rendement sur la base de tarification       | 642           | 655           | 668           | 681           | 695           | 708           | 723           | 737           | 752           | 767           | 782           | 798           | 814           | 830           | 847           |
| autres charges                              | 950           | 969           | 988           | 1,008         | 1,028         | 1,049         | 1,070         | 1,091         | 1,113         | 1,135         | 1,158         | 1,181         | 1,205         | 1,229         | 1,254         |
| projet LAD                                  |               | 86            | 57            | 29            | 12            | -8            | -18           | -29           | -37           | -43           | -48           | -54           | -59           | -65           | -71           |
| <b>REVENUS REQUIS</b>                       | <b>11,152</b> | <b>12,045</b> | <b>12,716</b> | <b>13,483</b> | <b>13,980</b> | <b>14,555</b> | <b>14,846</b> | <b>15,156</b> | <b>15,462</b> | <b>15,747</b> | <b>16,052</b> | <b>16,418</b> | <b>16,746</b> | <b>17,071</b> | <b>17,482</b> |
| Revenus autres que ventes d'électricité     | 175           | 209           | 213           | 217           | 222           | 226           | 231           | 235           | 240           | 245           | 250           | 255           | 260           | 265           | 270           |
| <b>REVENUS REQUIS NETS</b>                  | <b>10,977</b> | <b>11,836</b> | <b>12,503</b> | <b>13,266</b> | <b>13,759</b> | <b>14,329</b> | <b>14,615</b> | <b>14,921</b> | <b>15,222</b> | <b>15,502</b> | <b>15,802</b> | <b>16,163</b> | <b>16,486</b> | <b>16,806</b> | <b>17,212</b> |
| Ventes totales (TWh)                        | 172.5         | 173.5         | 175.6         | 179.8         | 180.6         | 181.7         | 182.3         | 183.5         | 184.44        | 185.38        | 186.32        | 187.28        | 188.23        | 189.19        | 190.16        |
| <b>Tarif moyen (¢/kWh)</b>                  | <b>6.4</b>    | <b>6.8</b>    | <b>7.1</b>    | <b>7.4</b>    | <b>7.6</b>    | <b>7.9</b>    | <b>8.0</b>    | <b>8.1</b>    | <b>8.3</b>    | <b>8.4</b>    | <b>8.5</b>    | <b>8.6</b>    | <b>8.8</b>    | <b>8.9</b>    | <b>9.1</b>    |
| <b>taux d'augmentation</b>                  | <b>2.4%</b>   | <b>7.2%</b>   | <b>4.4%</b>   | <b>3.6%</b>   | <b>3.3%</b>   | <b>3.5%</b>   | <b>1.7%</b>   | <b>1.4%</b>   | <b>1.5%</b>   | <b>1.3%</b>   | <b>1.4%</b>   | <b>1.8%</b>   | <b>1.5%</b>   | <b>1.4%</b>   | <b>1.9%</b>   |

L'évolution du tarif moyen pendant la période de planification, selon le scénario de référence, est présentée aussi sous forme d'histogramme, au Graphique 8.

**Graphique 8. L'évolution du tarif moyen (scénario de référence)**

Il est important de noter que, même selon ce scénario de référence, il y a d'importantes augmentations tarifaires à venir. Selon les hypothèses retenues, les tarifs moyens d'HQD augmenteront de 42 % d'ici 2027, pour atteindre 9,1¢/kWh. Cette augmentation découle principalement de l'inflation (établie à 2% par année) ainsi que de l'augmentation du tarif patrimonial.

Les données que l'on retrouve au Tableau 1, sur les revenus requis, peuvent aussi être présentées sous forme graphique afin de faire ressortir, pour une année donnée, la part du tarif moyen attribuable à chaque composante. C'est ce que nous faisons au Graphique 9, ci-dessous, pour l'année 2018, toujours en fonction du scénario de référence :

**Graphique 9. Ventilation du tarif moyen**

Selon HQD, en 2013, la facture moyenne mensuelle au tarif D – applicable surtout au secteur résidentiel – sera de 101,23\$, pour une consommation de près de 1370 kWh par mois<sup>59</sup>. En tenant compte des augmentations tarifaires prévues au scénario de référence – notamment de la hausse d’un cent par kWh sur le tarif patrimonial – cette même quantité d’énergie en 2018 coûtera 125,46 \$ si la hausse du tarif D suit celle du tarif moyen utilisé dans la présente étude.

De même, en supposant que la structure du tarif moyen s’applique à cette facture de 125,46\$, on peut ventiler ce montant comme suit :

- 28,05 \$ pour le service de distribution
- 27,61 \$ pour le service de transport
- 53,15 \$ pour l’énergie patrimoniale
- 16,64 \$ pour l’énergie post-patrimoniale, dont 9,53 \$ pour l’énergie éolienne.<sup>60</sup>

<sup>59</sup> Dossier R-3814-2012, HQD-12, Document 2, page 12.

<sup>60</sup> Cette ventilation varie de classe en classe. Ainsi, par exemple, pour un client du tarif D, le service de distribution devrait occuper une part plus importante de la facture totale; à l’inverse, pour un client du tarif L, le coût du service de distribution est beaucoup plus bas. Ces mêmes commentaires valent pour les autres ventilations faites d’une facture moyenne au tarif D dans cette étude.

---

#### ***4.2. Impact tarifaire de l'augmentation du prix de l'énergie patrimoniale***

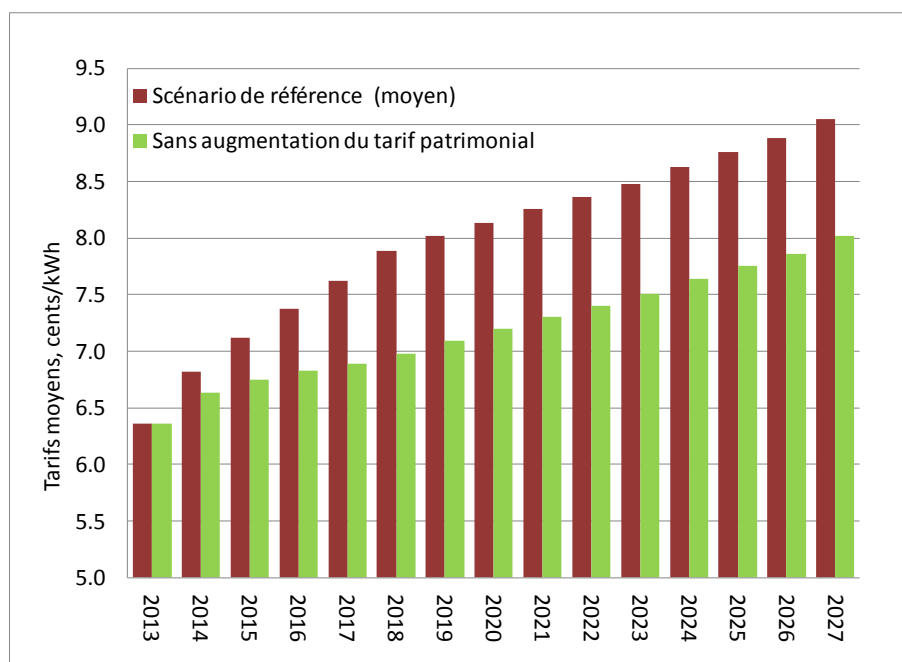
L'augmentation du prix de l'énergie patrimoniale, prévu à la *Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette* (la loi 100), est un élément important dans l'évolution du tarif moyen. Cette hausse consiste en des augmentations de 0,2 ¢/kWh chaque année entre 2014 et 2018 (inclusivement), ainsi qu'une indexation à l'inflation par la suite.

Tel que mentionné à la section 2.2, pendant la campagne électorale de l'été 2012, le Parti Québécois avait indiqué qu'il abolirait cette hausse du tarif patrimonial.<sup>61</sup> Si, à l'heure actuelle, l'article 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* prévoit toujours que le gouvernement peut diminuer le tarif patrimonial, cet article se verra aboli par la loi 100 à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, ce qui implique qu'après cette date, le gouvernement péquiste, s'il est toujours en poste et minoritaire, devra faire approuver par l'Assemblée nationale un projet de loi afin de remplir sa promesse; ce qui semble difficile, à première vue, considérant que les principaux partis d'opposition se disent favorables à la hausse du tarif patrimonial.

Dans ce contexte d'incertitude, il nous semble important d'identifier la contribution de cette mesure dans l'évolution prévue des tarifs d'Hydro-Québec. Le Graphique 10 retrace à nouveau l'évolution de ce tarif moyen, en comparant cette fois-ci le scénario de référence à un scénario où la hausse du tarif patrimonial serait annulée.

---

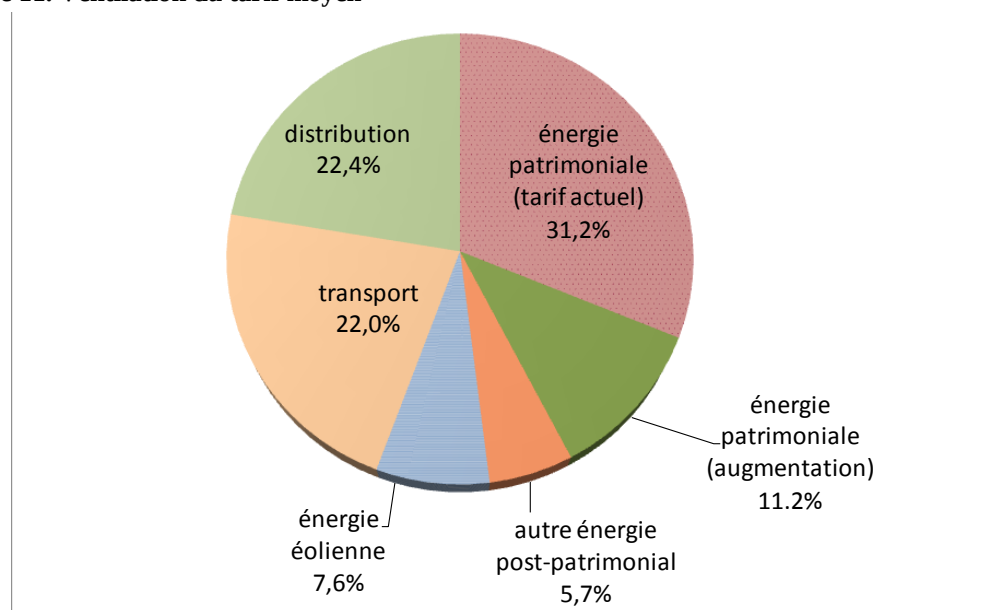
<sup>61</sup> [http://pq.org/actualite/communiqués/hausse\\_des\\_tarifs\\_delectricite\\_que\\_francois\\_legault\\_dise\\_la\\_verite\\_aux\\_quebeco](http://pq.org/actualite/communiqués/hausse_des_tarifs_delectricite_que_francois_legault_dise_la_verite_aux_quebeco).

**Graphique 10. Tarif moyen sans l'augmentation du tarif du bloc patrimonial**

Dans ce scénario, l'augmentation du tarif moyen entre les années 2013 et 2018 se limite à 10 %, comparé à 24 % dans le scénario de référence. L'augmentation tarifaire sur 14 ans n'est que de 26 % (1,5 %/an), comparée à 42 % (2,4 %/an) au scénario de référence.

L'écart moyen entre les deux scénarios, pour les 15 ans sous étude, est de 0,77¢/kWh (9,3%). Ainsi, le fait d'annuler la hausse du tarif patrimonial se traduirait par un impact moyen, à la baisse, de 9,3 %, par rapport au scénario de référence. Cet impact est plus faible les premières années, mais il atteint 11,5 % à partir de 2018, et demeure à ce niveau jusqu'en 2027.

Le Graphique 11, ci-dessous, reprend la répartition du tarif moyen en 2018 que l'on voit au Graphique 7, en distinguant toutefois, au niveau du coût de l'énergie patrimoniale, entre le tarif patrimonial actuel (2,79¢/kWh) et l'augmentation de 1¢/kWh prévue sur la période 2014-2018.

**Graphique 11. Ventilation du tarif moyen**

On peut donc répartir les coûts d'HQD associés à la facture moyenne au tarif D en 2018 (125,46 \$) de la manière suivante :

- 28,05 \$ pour le service de distribution
- 27,61 \$ pour le service de transport
- 39,12 \$ pour l'énergie patrimoniale, selon le tarif en vigueur
- 14,02 \$ pour l'augmentation du tarif patrimonial
- 9,53 \$ pour l'énergie éolienne, et
- 7,11 \$ pour les autres sources d'énergie post-patrimoniale.

Encore une fois, on note que la facture pour l'augmentation du tarif patrimonial (14,02 \$) est sensiblement plus grande que celle pour l'énergie éolienne (9,53 \$).

### ***4.3. Impact tarifaire des contrats éoliens en vigueur***

Dans la présente section, nous utilisons le modèle du Centre Hélios afin de répondre à deux questions :

- Quel est l'impact tarifaire total des contrats éoliens en vigueur?
- Quelle part de cet impact tarifaire est attribuable à l'écart de prix entre l'énergie éolienne et les ressources génériques, et quelle part est attribuable aux surplus d'HQD?

Afin de répondre à la première question, nous procédons, à la section 5.3.1, à une comparaison entre le scénario de référence et un scénario où les contrats éoliens n'auraient jamais été conclus. Toutefois, considérant la présence de surplus dans le bilan énergétique actuel d'HQD, ce premier scénario ne donne pas une vision complète de l'impact tarifaire des contrats éoliens.

Tel que mentionné à la section 2.3.2, ci-dessus, le *Plan d'approvisionnement 2011-2020* est marqué par un surplus important, lequel est appelé à se poursuivre au-delà de 2020. La présence d'un tel surplus occasionne des coûts supplémentaires, lesquels ont un impact sur les tarifs.

Or, s'il est vrai que ce surplus aurait été beaucoup moins important — et donc beaucoup moins coûteux — en l'absence des contrats éoliens déjà en vigueur, il en aurait été de même pour les autres contrats d'énergie post-patrimoniale conclus par HQD (avec TCE, avec HQP, et avec des producteurs d'énergie de biomasse et de petite centrales hydroélectriques). En fait, il n'est pas approprié d'attribuer les coûts de gestion des surplus à une filière en particulier : ces coûts découlent plutôt d'une série de décisions — de la part d'HQD, de la Régie de l'énergie et du gouvernement — se basant, en grande partie, sur des prévisions antérieures, ayant chacune une marge d'erreur importante.

La deuxième question susmentionnée s'inscrit dans cette logique. Afin d'y répondre, nous procédons à la section 5.4 à comparer le scénario de référence à un scénario où des contrats pour des ressources génériques auraient été conclus en remplacement des contrats éoliens, reproduisant ainsi le surplus existant, mais avec des ressources de moindre coût.

#### **4.3.1. Scénario annulant les contrats éoliens en vigueur**

Dans un premier temps, nous évaluons l'impact tarifaire des contrats éoliens découlant des appels d'offres tenus en 2003, 2005 et 2009, en comparant le scénario de référence à un scénario sans ces contrats éoliens. Ainsi, on compare la situation actuelle avec une situation où ces contrats n'auraient tout simplement jamais existé.

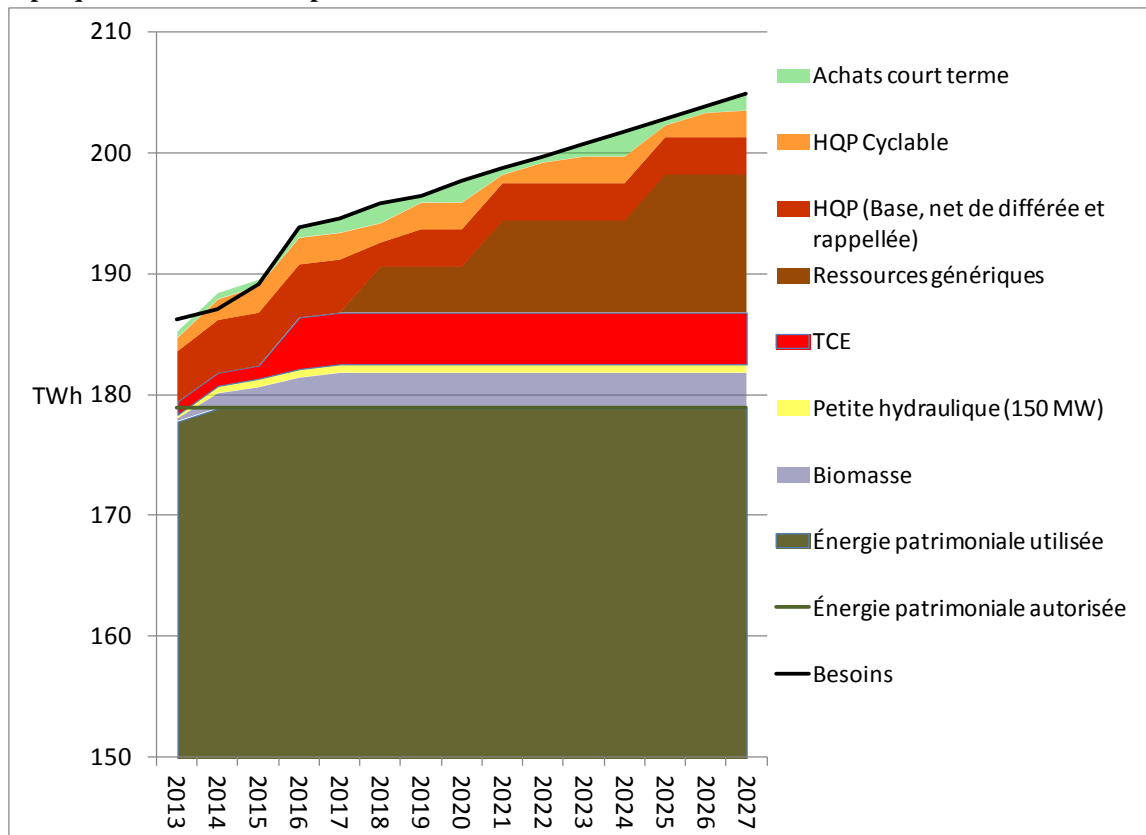
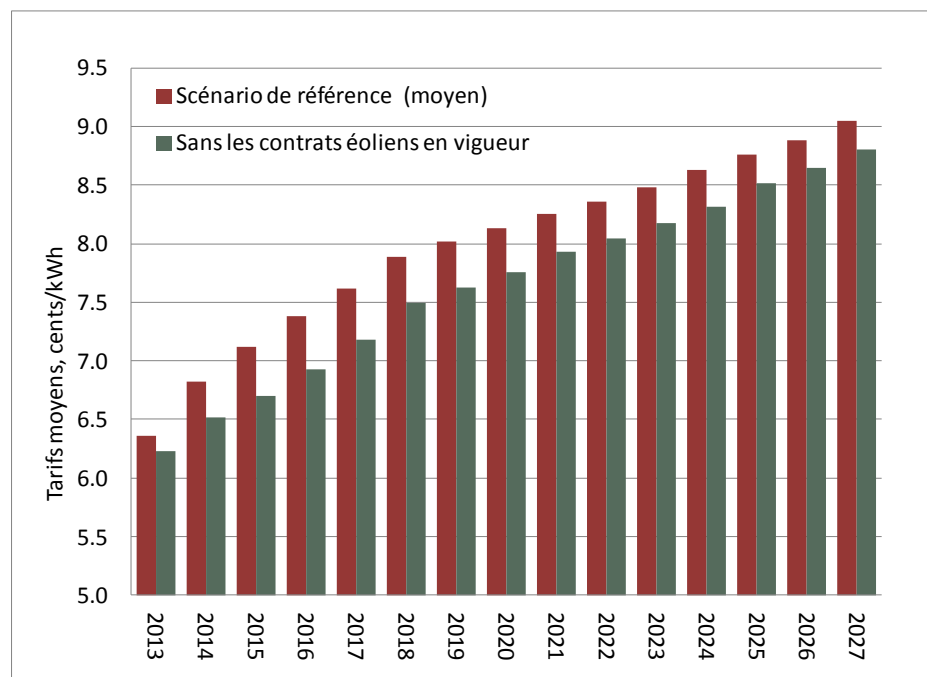
Afin de répondre au scénario moyen de la demande, en l'absence des contrats éoliens, HQD aurait eu besoin de ressources additionnelles fermes à partir de 2018, sans quoi elle aurait été contrainte d'effectuer des achats de court terme de plus de 10 TWh par année vers la fin de la période de planification. Nous avons donc présumé qu'HQD aurait procédé à l'acquisition de « ressources génériques » de 500 MW chacune, avec des mises en service en 2018, 2021 et 2025. Ce scénario alternatif est un scénario optimiste, voire quasi idéal, en ce qu'il présuppose une excellente capacité prévisionnelle de la part d'HQD : dans ce scénario, il n'y a presque pas de surplus.

---

Le plan des ressources sous ce scénario apparaît au Graphique 12. Le bloc qui correspond à ces ressources « génériques » additionnelles est indiqué en brun.

Les implications tarifaires de ce scénario, que l'on compare au scénario de référence, apparaissent au Graphique 13.

Ce graphique indique qu'en l'absence des contrats existants éoliens, le tarif moyen serait, pour la les années 2013 à 2027, de 0,33¢/kWh (4,2 %) inférieur, en moyenne, au tarif moyen du scénario de référence.

**Graphique 12. Évolution du portefeuille de ressources - sans contrats éoliens existants****Graphique 13. Impact tarifaire de l'annulation des contrats éoliens existants**

#### 4.3.2. Scénario remplaçant les contrats éoliens avec des ressources génériques

Le scénario que l'on vient d'examiner permet d'écarter simultanément l'impact tarifaire propre au prix de l'énergie éolienne ainsi que l'impact tarifaire causé par le surplus (l'effet surplus). Or, tel que mentionné, ce surplus découle de différentes causes, notamment de la surestimation des besoins futurs par HQD lors de ses Plans d'approvisionnement 2002-2011 et 2005-14<sup>62</sup>.

Afin de distinguer entre ces deux effets (prix et surplus), nous avons étudié un scénario dans lequel le bloc d'énergie éolienne est remplacé par un bloc équivalent de ressources génériques, définies à la page 23. Dans ce scénario, les surplus d'HQD demeurent présents, mais on réduit les coûts d'approvisionnement en utilisant une source d'énergie moins coûteuse : l'écart calculé par rapport au scénario de référence découle donc uniquement de l'écart de prix entre l'énergie éolienne et celle issue de ressources génériques.

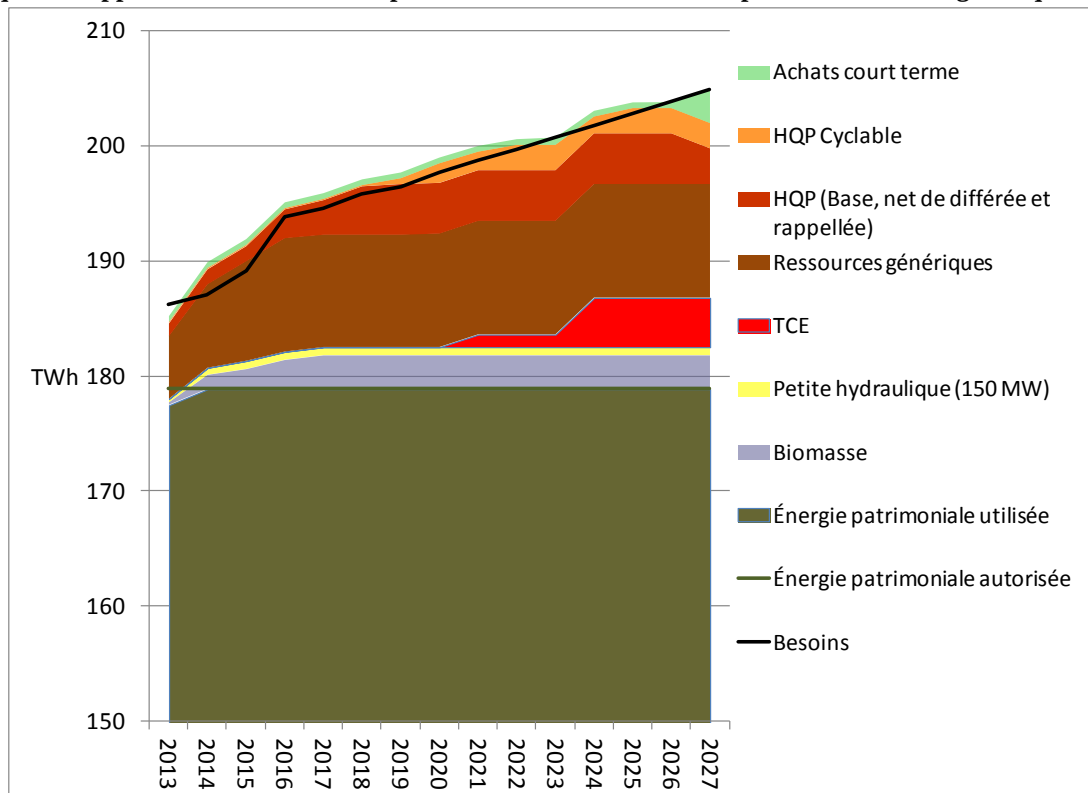
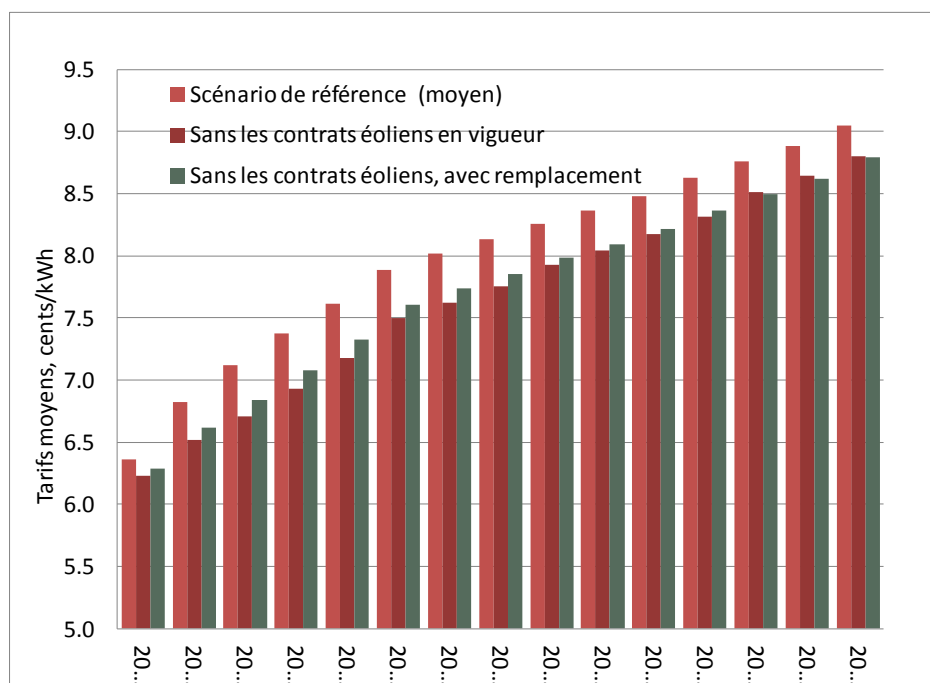
Le Graphique 14, ci-dessous, permet de suivre l'évolution des approvisionnements qui en résulte.

L'impact de ce scénario sur le tarif moyen, par rapport au scénario de référence ainsi qu'au scénario sans énergie éolienne (sans ressources génériques de remplacement), apparaît au Graphique 15, ci-dessous. La différence entre les barres de couleur bourgogne foncé et les barres vertes représente l'effet du surplus; la différence entre les barres vertes et les barres bourgogne pâle représente l'effet du prix de l'énergie éolienne, comparé aux prix des ressources génériques.

On constate, en comparant les deux scénarios sans énergie éolienne, que le fait de remplacer les contrats éoliens par des ressources génériques réduit de 21% l'impact tarifaire des contrats existants d'énergie éolienne, en le faisant passer de 0,33¢/kWh (sans énergie éolienne, sans remplacement) à 0,26¢/kWh (sans énergie éolienne, avec remplacement). L'effet se présente surtout pendant les années 2013-20, où il atteint 27 % de l'écart entre le scénario sans énergie éolienne et le scénario de référence.

---

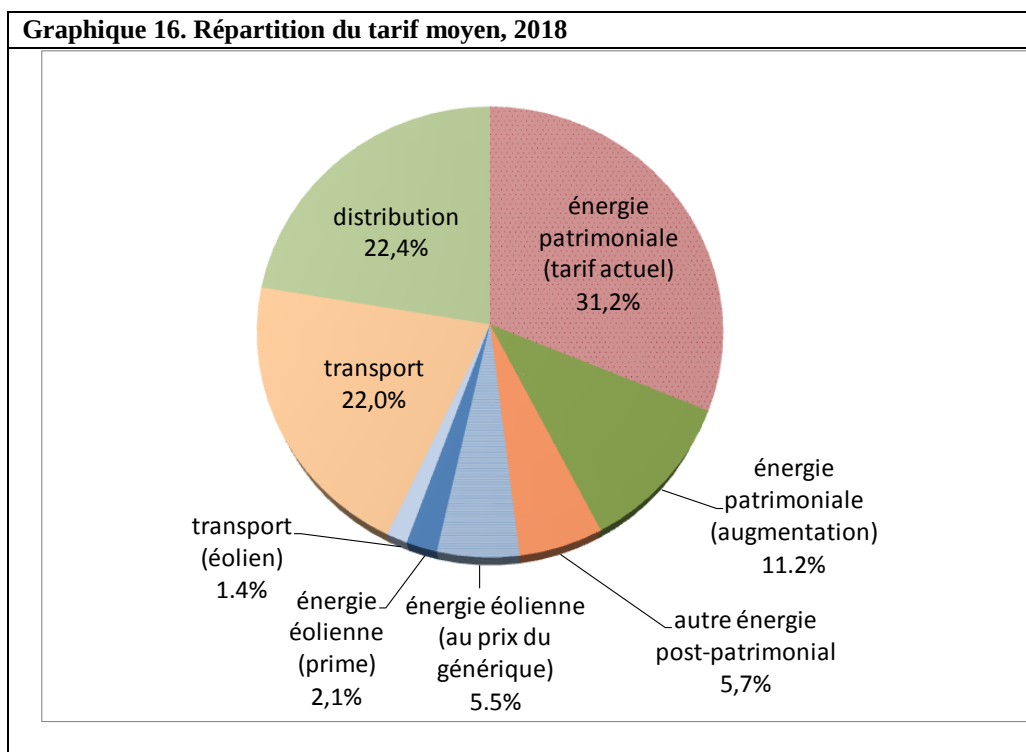
<sup>62</sup> Dossiers R-3470-2001 et R-3550-2005 de la Régie de l'énergie.

**Graphique 14. Approvisionnements – remplacement des contrats éoliens par des ressources génériques****Graphique 15. Effet tarifaire du remplacement des contrats éoliens par des ressources génériques**

Autrement dit, 20 à 27 % de l'impact tarifaire « brut » de l'énergie éolienne est dû à l'existence du surplus, le reste étant dû à son prix.

De cela, on peut conclure qu'une partie importante (environ le quart) de l'impact tarifaire moyen apparaissant au Graphique 10, suite à l'annulation des contrats éoliens en vigueur, s'explique par l'élimination du surplus, alors que le reste est attribuable au « surcoût » de l'énergie éolienne.

Ce surcoût, c'est-à-dire la prime payée pour obtenir de l'énergie éolienne par rapport à de l'énergie moins chère de ressources génériques, apparaît au Graphique 16, ci-dessous, lequel reprend encore le Graphique 11 : la prime éolienne représente 2,1% du tarif moyen en 2018, à quoi il faut ajouter 1,4 % pour le transport afférent. Dans ce graphique, le surplus n'est pas représenté spécifiquement, mais se retrouve plutôt, de manière générale, dans l'ensemble des approvisionnements post-patrimoniaux.



Ainsi, pour reprendre la ventilation de la facture mensuelle moyenne au tarif D en 2018 (122\$) typique, on obtient :

- 28,05 \$ pour le service de distribution
- 27,61 \$ pour le service de transport, dont 1,75 \$ relié au transport de l'énergie éolienne
- 39,12 \$ pour l'énergie patrimoniale, selon le tarif en vigueur
- 14,02 \$ pour l'augmentation du tarif patrimonial
- 6,91 \$ pour l'énergie éolienne (au prix du générique)

- 2,62 \$ pour la « prime éolienne » (le surcoût de l'énergie éolienne par rapport aux ressources génériques),
- 7,11 \$ pour les autres sources d'énergie post-patrimoniale.

Cela signifie que le « prime éolienne » en 2018, y compris le coût de transport y relié, sera de  $2,62 \$ + 1,75 \$ = 4,38 \$$  sur une facture de 125,46 \$, ou 3,5 %.

### **4.3.3. Scénarios d'encadrement de croissance de la demande**

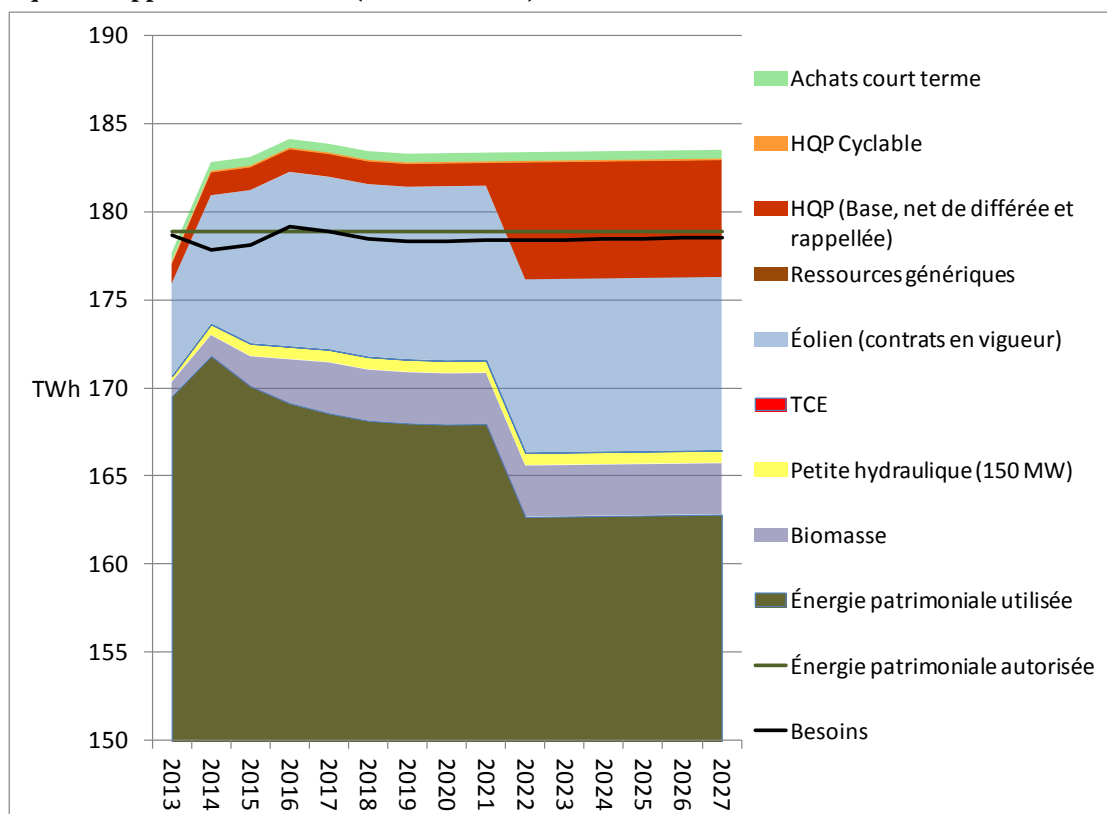
#### **4.3.3.1. Scénario fort de la demande**

Sous le scénario fort de croissance de la demande, les tarifs des scénarios « sans éolien, sans remplacement » et « sans éolien, avec remplacement » sont très similaires, étant donné que, avec la forte croissance de la demande, il n'y a presque aucun surplus. Ainsi, dans un tel scénario, HQD aurait besoin de presque toute l'énergie post-patrimoniale engagée. L'impact tarifaire est donc majoritairement limité à l'effet prix, soit près de 0,2 ¢/kWh en moyenne, ou 2,8 %.

.

#### **4.3.3.2. Scénario faible de la demande**

Avec un scénario faible de la demande, l'impact tarifaire de l'énergie éolienne s'accroît. Étant donné que ce scénario comporte une croissance de la demande quasiment nulle sur la période 2013-2027, les nouvelles mises en service éoliennes se convertissent en énergie patrimoniale inutilisée, comme l'indique le Graphique 17.

**Graphique 17. Approvisionnements (scénario faible)**

Sous ce scénario de faible demande, l'écart tarifaire mesuré entre le scénario de référence et un scénario sans les contrats éoliens passe à 7,7 %, en moyenne.

#### 4.4. Scénarios d'énergie éolienne additionnelle

Dans cette section, nous explorons les conséquences tarifaires découlant de l'ajout de ressources éoliennes additionnelles au portefeuille d'HQD, au-delà des quantités déjà engagées lors des trois premiers appels d'offres.

Dans un premier temps, nous explorons les conséquences tarifaires de l'ajout de 700 MW de capacité éolienne additionnelle d'ici 2017, afin de compléter l'objectif de 4 000 MW installés prévu à la *Stratégie énergétique* adoptée par le gouvernement québécois en 2006. Incidemment, tout juste avant de déclencher la dernière campagne électorale (été 2012), le premier ministre

sortant, Jean Charest, avait annoncé que son gouvernement, s'il remportait les élections, lancerait un tel appel d'offres dès l'automne 2012.<sup>63</sup>

Dans un deuxième temps, nous examinons les implications tarifaires d'un nouveau programme d'acquisition d'énergie éolienne, basé sur celui suggéré par CanWEA en 2010. Il s'agit de l'ajout de 8 000 MW supplémentaires entre 2018 et 2027, à raison de 800 MW par année.<sup>64</sup>

Un tel exercice de prévision, sur une aussi longue période, comporte un haut niveau d'incertitude, laquelle affecte principalement deux variables, à savoir :

- 1- l'évolution des besoins d'HQD; et
- 2- le prix de l'énergie éolienne (voir la page 19, ci-dessus) et celui des ressources génériques (pages 23 à 25, ci-dessus).

Les implications de l'ajout d'énergie éolienne additionnelle sont examinées dans les sections suivantes. En plus d'un scénario moyen, nous examinons aussi les impacts de scénarios de demande fort et faible, ainsi que l'impact de la variation des prix de la filière éolienne et des ressources génériques.

#### **4.4.1. Scénario moyen de la demande**

##### **4.4.1.1. Scénario d'ajout de 700 MW d'ici 2017**

Tel que mentionné, la *Stratégie énergétique* adoptée par le gouvernement du Québec en 2006 envisageait la mise en place de 4000 MW d'énergie éolienne en 2015. HQD a déjà conclu des contrats pour 3 137 MW, et HQP aurait près de 200 MW d'énergie éolienne sous contrat. Ainsi, l'ajout de 700 MW d'ici 2017 permettrait d'atteindre l'objectif fixé dans la *Stratégie énergétique*, avec deux ans de retard.

---

<sup>63</sup> Voir notamment : <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/355097/eolienne-700-mw-de-plus-pour-le-quebec>.

<sup>64</sup> 2025 - *La force du vent – Une stratégie pour le Québec*. Ce document est disponible à l'adresse suivante : <http://www.canwea.ca/pdf/canwea-quebec-windvision-f-web-final.pdf>.

---

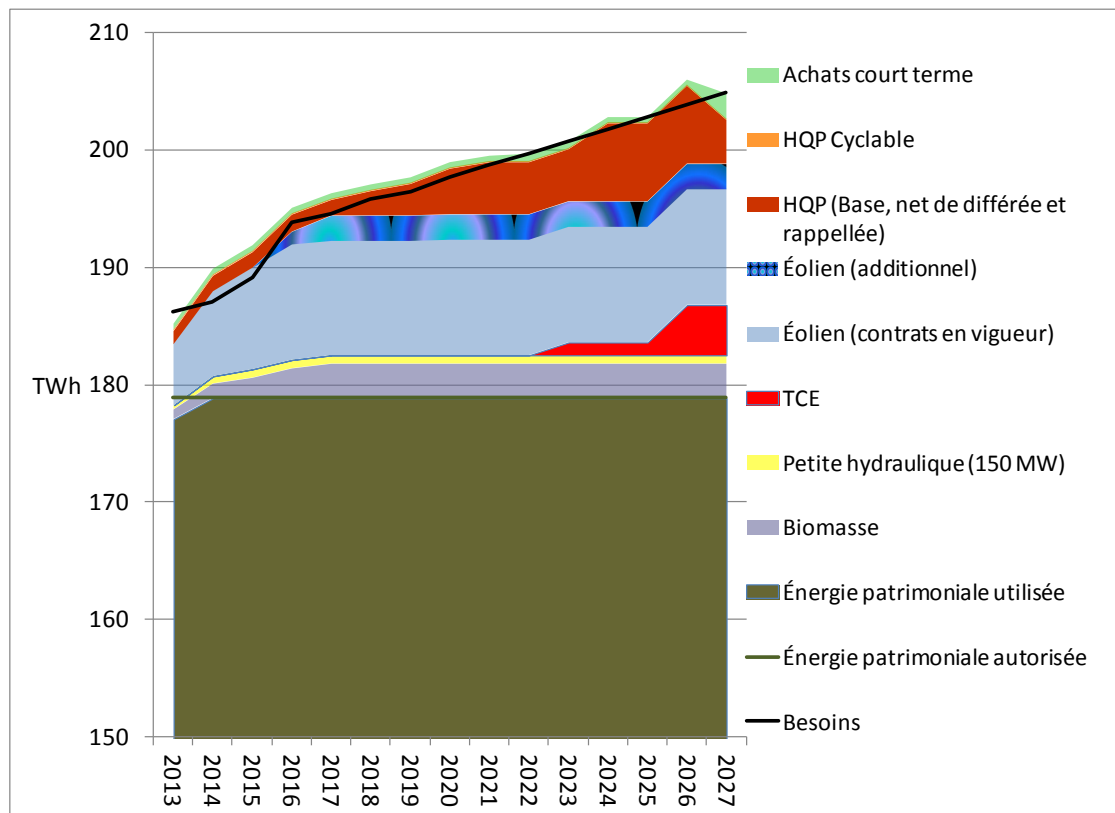
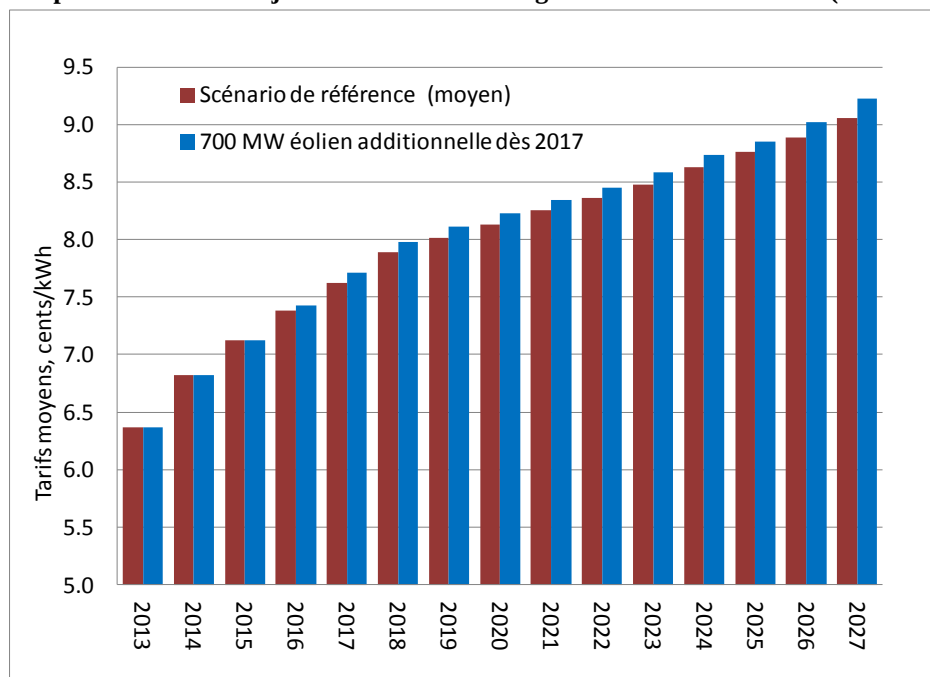
#### 4.4.1.1.1. Prix moyens des filières éolienne et thermique

Le Graphique 18, ci-dessous permet de suivre l'évolution du portefeuille d'approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution dans le cas où des contrats totalisant 700 MW de puissance éolienne installée seraient conclus dans un avenir proche, toujours selon un scénario moyen de la croissance de la demande.

Notons d'abord que les surplus, dans ce scénario, sont encore plus marqués que ceux du scénario de référence : considérant que la croissance de la demande est la même dans les deux scénarios, l'énergie associée à ces 700 MW s'ajoute aux surplus existants. Le recours à la Convention sur l'énergie différée ne permet pas de corriger cette situation : en fait, bien qu'il soit possible de différer davantage d'énergie dans les premières années suivant la mise en service de ces nouveaux parcs éoliens, les rappels d'énergie additionnels qui en découleraient viendraient exacerber le problème des surplus sur les années ultérieures.

Les implications tarifaires de ce scénario apparaissent au Graphique 19.

Cette analyse démontre que l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne additionnelle, même dans le contexte actuel de surplus, aurait un impact plutôt limité sur le tarif moyen sur la période 2013-2027, soit 0,08 cent/kWh, ou 1,0 %, par rapport au scénario de référence, selon un scénario moyen de croissance de la demande. Cela s'explique par le fait que les 2,1 TWh fournis annuellement par ces nouvelles ressources (à un facteur d'utilisation de 35 %) sont relativement mineurs par rapport aux besoins d'HQD, lesquels s'élèvent à près de 200 TWh/an.

**Graphique 18. Évolution du portefeuille d'approv. avec l'ajout de 700 MW en 2017 (scénario moyen)****Graphique 19. Impact tarifaire de l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne additionnelle (scénario moyen)**

**4.4.1.1.2. Scénarios d'encadrement (prix de ressources)**

Les résultats précédents reposent sur un scénario moyen des prix respectifs des ressources énergétiques éoliennes et thermiques. Considérant l'incertitude reliée à l'évolution de ces prix au cours des années à venir, il devient nécessaire d'encadrer ces résultats en utilisant des scénarios extrêmes :

- Un scénario de prix faible pour les nouveaux achats de la filière éolienne et de prix élevé pour l'énergie de source thermique, ce qui réduit l'écart entre le scénario de référence et le scénario d'ajout de 700 MW de capacité éolienne – ce scénario mesure *l'impact minimal* de l'ajout d'énergie éolienne;
- Un scénario de prix élevé pour les nouveaux achats de la filière éolienne et de prix faible pour l'énergie de source thermique, ce qui augmente l'écart entre le scénario de référence et le scénario d'ajout de 700 MW de capacité éolienne – ce scénario mesure *l'impact maximal* de l'ajout d'énergie éolienne.

Dans chacun de ces scénarios, le tarif moyen selon le scénario de référence est également recalculé avec ces mêmes hypothèses de prix.

Selon le premier de ces scénarios (prix éolien faible, prix thermique élevé), qui est avantageux pour la filière éolienne, l'impact tarifaire qui résulterait de l'ajout de 700 MW additionnels de capacité éolienne est de seulement 0,05¢/kWh, soit une augmentation moyenne de 0,6 %.

À l'autre extrémité du spectre, dans le pire des cas pour la filière éolienne (prix éolien élevé, prix thermique faible) l'impact tarifaire lié à l'ajout de 700 MW passe à 0,11 cent/kWh, ou 1,3 %.

Ces résultats se résument ainsi :

**Tableau 3. Impact tarifaire de l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne, scénario moyen de la demande (scénarios d'encadrement)**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |      |
|-------------|----------------|------------------|------|
|             |                | c/kWh            | %    |
| faible      | haut           | 0.05             | 0.6% |
| moyen       | moyen          | 0.08             | 1.0% |
| haut        | faible         | 0.11             | 1.3% |

On peut conclure que l'impact tarifaire de l'ajout de 700 MW additionnels de puissance éolienne dans le contexte d'un scénario moyen de croissance de la demande est faible (entre 0,6 % et 1,3 %, selon l'évolution des prix des ressources.)

#### **4.4.1.2. Scénario d'ajout de 800 MW par année à partir de 2018 (scénario moyen)**

Afin de quantifier l'impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW de ressources éoliennes additionnelles (800 MW par an sur 10 ans), au-delà des 3 137 MW sous contrat et d'un appel d'offres potentiel de 700 MW, nous avons appliqué un facteur d'utilisation de 32 % pour ces nouvelles ressources, une estimation conservatrice. Ainsi, aux fins du modèle, chaque ajout de 800 MW de capacité éolienne se traduit en 2,2 TWh d'énergie additionnelle par année.

##### **4.4.1.2.1. Prix moyens des filières éolienne et thermique**

Dans le scénario moyen de la demande, l'ajout de 800 MW par année, tel que proposé par CanWEA en 2010, mènerait à des surplus très importants. Étant donné la capacité limitée d'exportation d'HQD, l'ajout d'une telle quantité d'énergie éolienne mènerait inévitablement à une situation où des volumes importants d'énergie patrimoniale resteraient inutilisés, allant jusqu'à 17 TWh en 2027, tel qu'il ressort du Graphique 20.

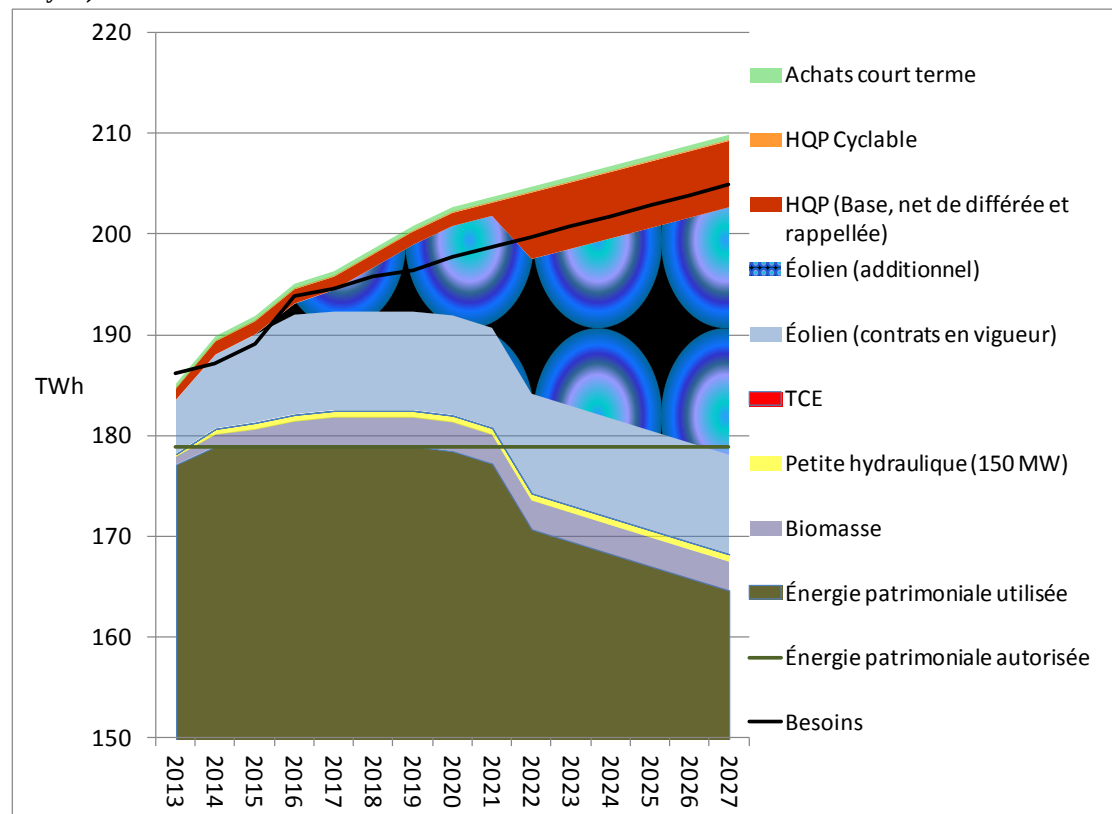
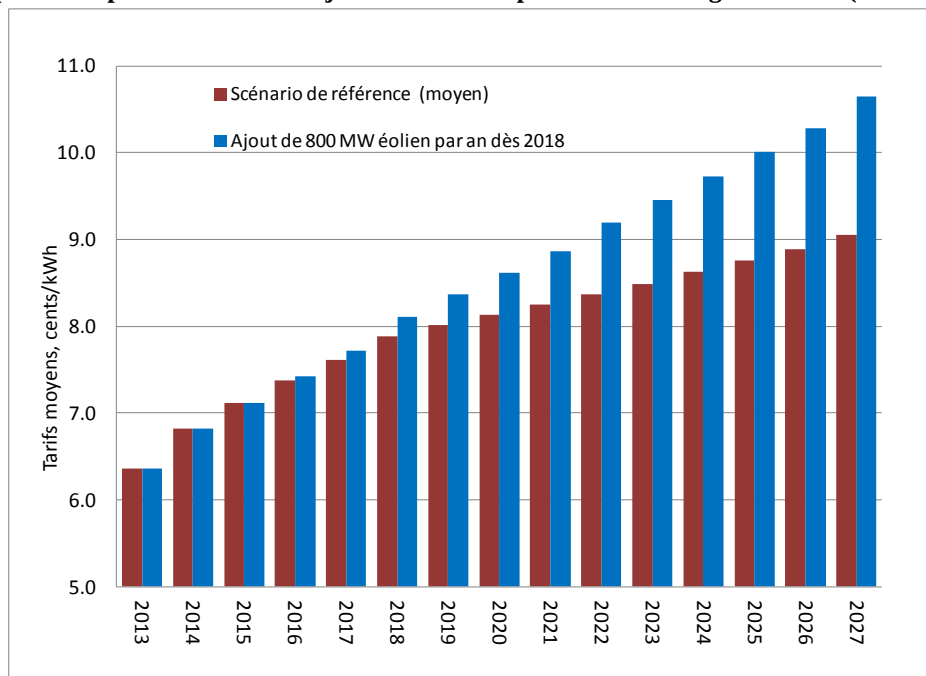
Ce graphique illustre bien que, dans un tel scénario, les surplus d'HQD, en fonction des ressources engagées en 2027, dépasseraient les 20 TWh par année.

Les impacts tarifaires d'une telle stratégie sont importants, comme l'indique le Graphique 21.

L'impact tarifaire moyen sur cette période est de 0,6 ¢ par kWh, ou 7,0%. On constate toutefois que cet impact augmente avec les années, atteignant plus de 17 % en 2027, toujours en utilisant les scénarios moyens d'évolution des prix éoliens et thermiques.

10 janvier 2013

page 60

**Graphique 20. Portefeuille de ressources, 800 MW d'énergie éolienne additionnelle par année (scénario moyen)****Graphique 21. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW par année d'énergie éolienne (scénario moyen)**

**4.4.1.2.2. Scénarios d'encadrement (prix de ressources)**

Ici aussi, nous avons recours à des scénarios extrêmes (prix éolien faible et prix thermique élevé ; prix éolien élevé et prix thermique faible) afin d'encadrer l'impact tarifaire déterminé en fonction d'une évolution moyenne des prix des différentes filières.

Les résultats de cet exercice sont présentés dans le tableau 4. Dans le pire cas (prix éolien élevé et prix thermique faible), l'impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW en 2027 en fonction d'un scénario moyen de la demande dépasse 20 % en 2027.

**Tableau 4. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario moyen de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 7.1%             | 11.8% | 4.8%    |
| moyen       | moyen          | 9.9%             | 17.6% | 7.0%    |
| élevé       | faible         | 12.8%            | 23.4% | 9.1%    |

Nous concluons que l'ajout de ces ressources, dans un scénario moyen de la croissance de la demande, risque de mener à des impacts tarifaires considérables.

**4.4.2. Scénario fort de la demande**

Jusqu'ici, les scénarios étudiés touchant l'énergie éolienne se basaient sur le scénario moyen de croissance de la demande. Dans cette section, nous reprenons les mêmes analyses en fonction d'un scénario fort de croissance de la demande.

Rappelons que l'écart entre ces deux scénarios est significatif : dans le scénario fort de la demande, les besoins d'HQD sont plus élevés en 2027 que dans le scénario moyen à raison de 35 TWh.

**4.4.2.1. Scénario de référence (scénario fort)**

Avant d'analyser les impacts tarifaires de l'ajout de 700 MW, puis de 8 000 MW, de capacité éolienne additionnelle au portefeuille d'HQD sous un scénario fort de la croissance de la demande, il est important de bien comprendre les implications du nouveau scénario de référence résultant de cette plus forte croissance de la demande.

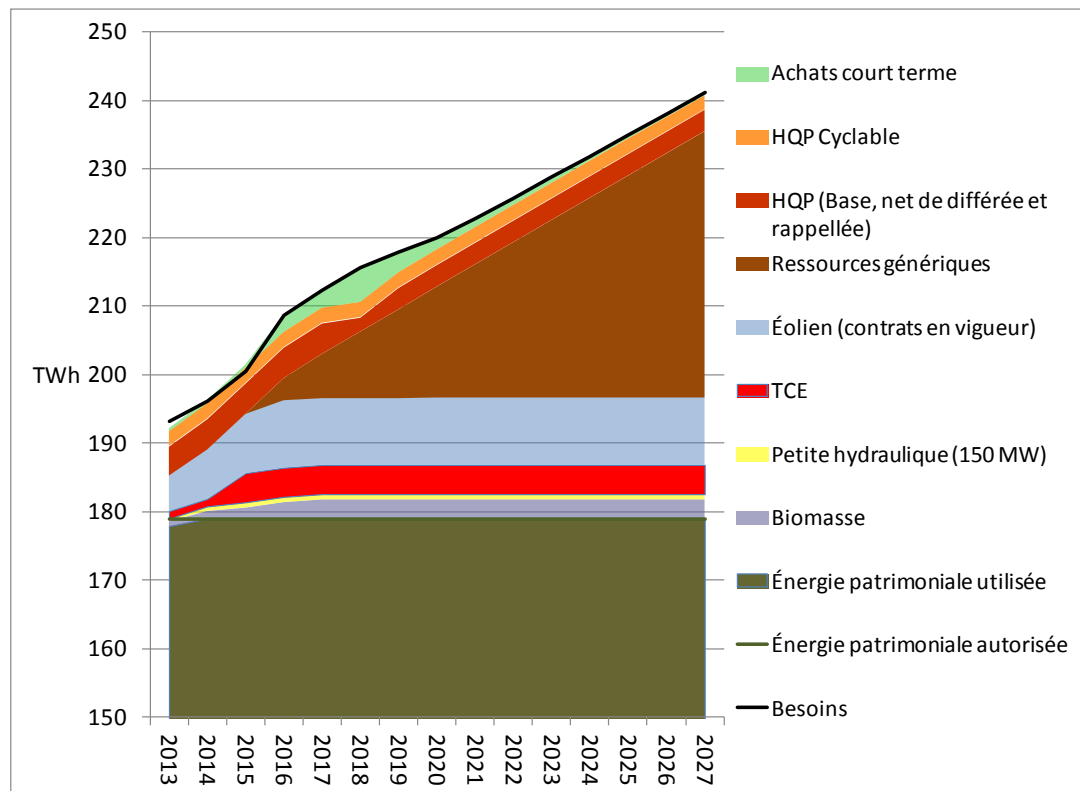
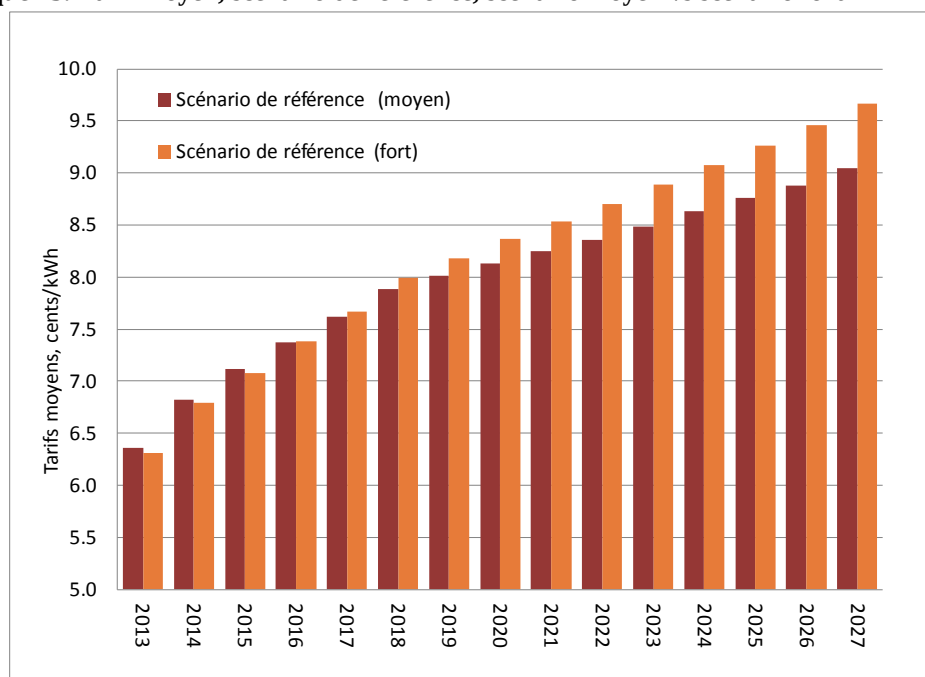
Dans un tel scénario, en l'absence de nouvelles ressources, les achats sur les marchés de court terme dépasseraient 15 TWh par année en 2020 et 30 TWh par année en 2025. Considérant la limite de 5 TWh/an, il est donc inévitable, dans le cadre de l'établissement de son bilan énergétique dans un scénario fort de la demande, qu'HQD prévoit procéder à des appels d'offres additionnels. Ainsi, afin de maintenir le bilan énergétique, il serait nécessaire d'ajouter des nouveaux approvisionnements à long terme de 425 MW chaque année à partir de 2016.

Tel qu'expliqué à la page 21, nous émettons l'hypothèse que les résultats de ces appels d'offres seront similaires à celui de 2002 : des contrats d'approvisionnement de base, de source thermique ou hydraulique, à un prix qui est légèrement moins élevé que le coût unitaire de l'électricité produite par une centrale TAGCC.

Le Graphique 22 illustre l'évolution du portefeuille de ressources d'HQD dans ce scénario, qui consiste en l'ajout de ressources génériques afin de répondre à un scénario fort de la demande. Les contrats éoliens existants (les 3 300 MW) sont inclus dans ce scénario de référence.

En fonction de prix moyens de l'énergie thermique, on obtient les résultats au Graphique 23. Ainsi, le tarif moyen du scénario de référence dans le cas d'une forte croissance de la demande (représenté par les barres de couleur orange) est plus élevé que celui du scénario de référence que l'on obtient selon une croissance moyenne de la demande, soit le scénario de référence utilisé jusqu'ici (impact de 0,24¢, ou 2,8 %). Ce résultat s'explique par le fait que, sous un scénario fort, les ressources post-patrimoniales occupent une part plus importante dans le portefeuille d'approvisionnement d'HQD, ainsi que par une augmentation des coûts de transport.

Ces effets sont toutefois compensés en partie par le fait il n'y a plus de surplus à gérer ainsi que par le fait que les coûts fixes sont répartis sur un plus grand nombre de kilowattheures.

**Graphique 22. Évolution du portefeuille de ressources, scénario de référence (scénario fort de la demande)****Graphique 23. Tarif moyen, scénario de référence, scénario moyen vs scénario fort**

---

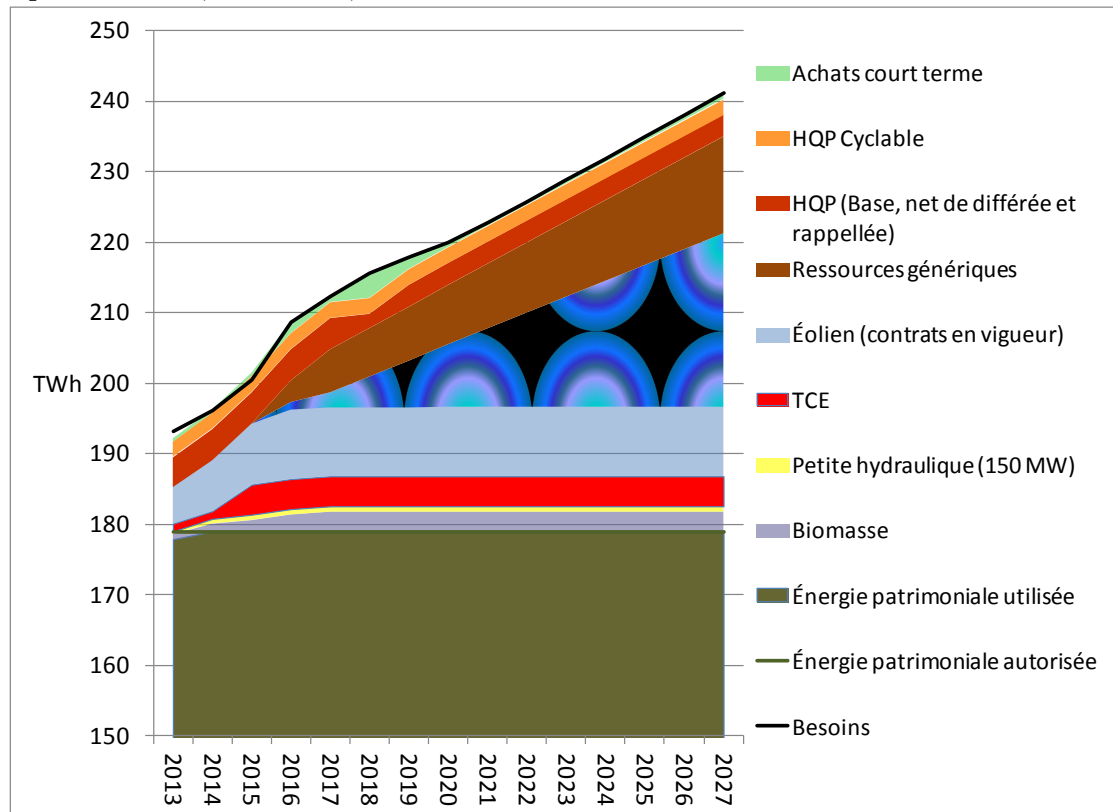
**4.4.2.2.     *L'ajout de 700 MW d'énergie éolienne dès 2017 (scénario fort)***

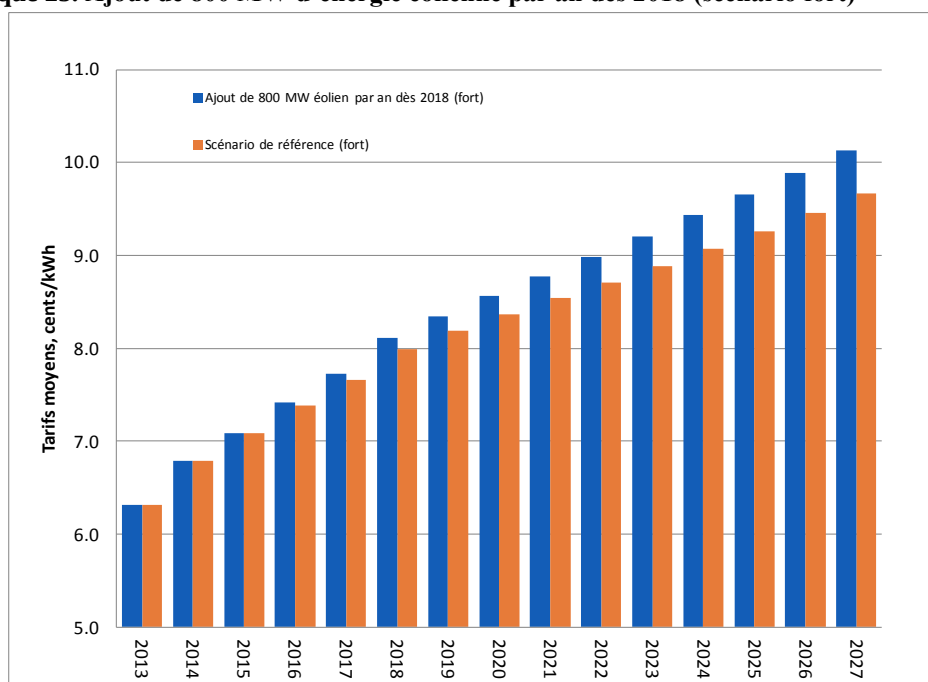
L'ajout de 700 MW d'énergie éolienne en 2017, sous un scénario fort de la croissance de la demande, n'a pas beaucoup d'impact, ni sur le portefeuille des ressources post-patrimoniales d'HQD, ni sur ses tarifs : l'acquisition de cette énergie, plutôt qu'une quantité équivalente de ressources génériques, fait augmenter le tarif moyen par 0,07¢/kWh ou 0,8 % — un résultat similaire à celui sous le scénario moyen (impact moyen de 1,0%).

**4.4.2.3.     *L'ajout de 800 MW par année d'énergie éolienne à partir de 2018 (scénario fort)***

Comme nous l'avons fait sous le scénario moyen de la croissance de la demande (section 4.4.1.2), nous examinons les impacts découlant de l'ajout 8 000 MW de capacité éolienne entre 2018 et 2027, à raison de 800 MW par année; ce scénario présuppose l'ajout de 700 MW dès 2017. Sous ce scénario, les besoins en ressources « génériques » additionnelles tombent à 400 MW en 2016 et 2017, et 100 MW par année par la suite. L'évolution résultante du portefeuille de ressources d'HQD est illustrée au Graphique 24.

**Graphique 24. Évolution du portefeuille de ressources d'HQD, 800 MW d'énergie éolienne additionnelle à partir de 2018 (scénario fort)**



**Graphique 25. Ajout de 800 MW d'énergie éolienne par an dès 2018 (scénario fort)**

Par rapport au tarif moyen selon le scénario de référence (scénario fort de la demande), on constate un impact moyen de 0,2¢/kWh (2,3 %) sur la période 2013-2027. Cet effet inclut celui des 700 MW en 2017, présentés à la section précédente.

On constate ici aussi que cet impact augmente avec les années, atteignant 3,2 % en 2022 et 4,8 % en 2027, toujours en utilisant les scénarios moyens d'évolution des prix éoliens et thermiques.

Quant aux scénarios « extrêmes » de prix, ils mènent aux impacts tarifaires suivants :

**Tableau 5. Scénarios d'encadrement des prix de ressources (scénario fort)**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 1.9%             | 1.8%  | 1.2%    |
| moyen       | moyen          | 3.2%             | 4.8%  | 2.3%    |
| élevé       | faible         | 7.6%             | 13.0% | 5.5%    |

Ainsi, dans un scénario où la croissance de la demande est forte, et sous des conditions favorables à la filière éolienne (prix éolien faible, prix thermique élevé), l'impact tarifaire qui résulte de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne chaque année entre 2018 et 2027 est modeste, soit 1,2 % en moyenne, et moins de 2 % jusqu'en 2027. À titre comparatif, l'impact tarifaire causé par l'augmentation du tarif patrimonial atteint 11 % dès 2018.

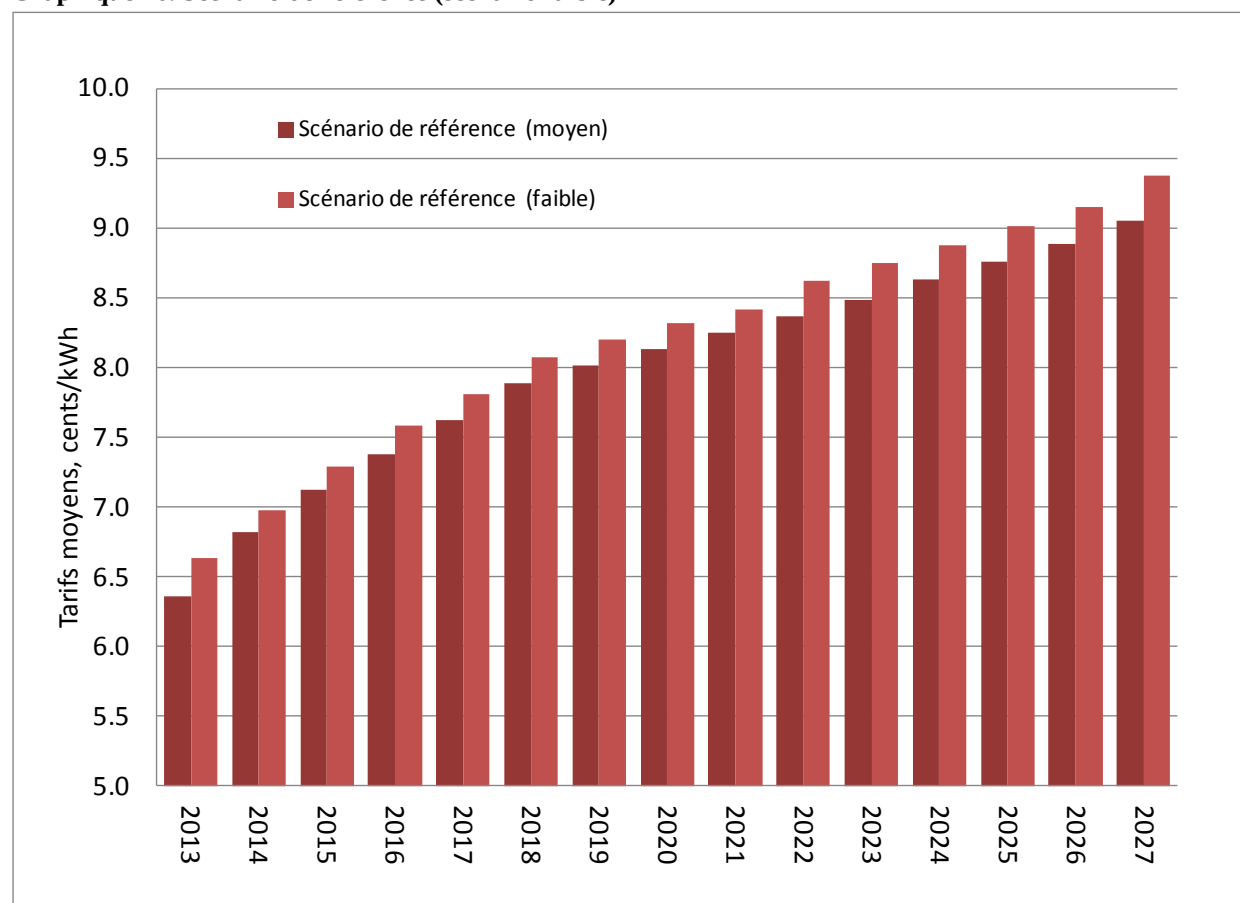
Par contre, dans un scénario de prix faibles de gaz naturel, combiné à des prix élevés pour l'énergie éolienne — et toujours selon le scénario fort de la demande — l'impact tarifaire passe à 13 % en 2027, avec une moyenne de 5,5 % pour toute la période. Autrement dit, à partir de 2027, l'ajout de 8 000 MW sous ce scénario crée un impact tarifaire légèrement plus élevé que celui causé dès 2018 par l'augmentation du tarif patrimonial.

#### 4.4.3. Scénario faible de la demande

##### 4.4.3.1. Scénario de référence (scénario faible)

Comme l'indique le Graphique 26, le taux de croissance du tarif moyen sous le scénario faible de la demande est plus important que pour le scénario moyen, dû au fait que les coûts fixes sont répartis sur un volume moins important de ventes et que le problème des surplus persiste sur toute la période examinée (2013-2027). L'écart atteint les 3,5 % en 2027.

Graphique 26. Scénario de référence (scénario faible)



**4.4.3.2.     *L'ajout de 700 MW d'énergie éolienne dès 2017 (scénario faible)***

Pour l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne en 2016-17 sous le scénario faible, l'impact tarifaire est similaire à ce qu'il est dans les autres deux scénarios, soit 1,2 % en moyenne.

**4.4.3.3.     *L'ajout de 800 MW par année d'énergie éolienne à partir de 2018 (scénario faible)***

Pour l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année à partir de 2018, par contre, l'impact tarifaire est sensiblement plus important sous le scénario faible qu'il ne l'est sous le scénario moyen ou fort. L'écart moyen sur la période 2013-2027 par rapport au scénario de référence est de 8,1 %, atteignant les 20 % en 2027.

Évidemment, l'ajout de quantités importantes d'énergie éolienne additionnelle dans un contexte d'une demande stagnante, où tout nouvel approvisionnement vient aggraver le problème des surplus et augmente la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée, nous semble peu probable.

## 5. Résultats et conclusion

### 5.1. Sommaire des résultats

Cette étude nous a permis de faire les constatations suivantes :

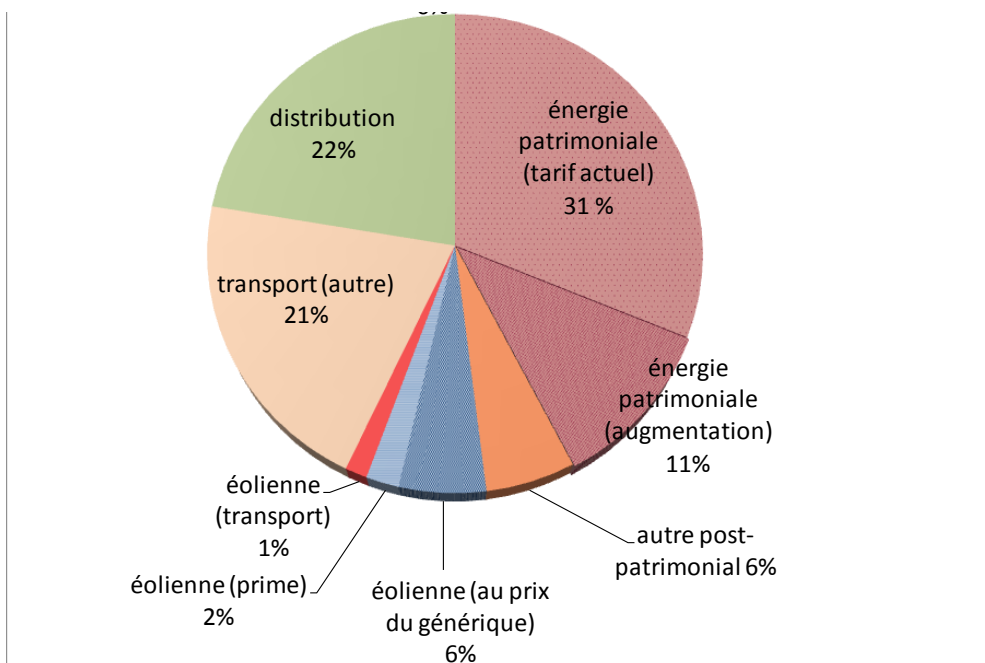
1. Selon le scénario de référence, on devrait s'attendre à une augmentation de 2,7¢/kWh du tarif moyen entre 2013 et 2027 (42 % sur 14 ans, ou 2,6 % par an).
2. Si l'on annule l'augmentation prévue du tarif patrimonial entre 2014 et 2018, l'augmentation du tarif moyen d'ici 2018 se limite à 10 %, comparé à 24 % sous le scénario de référence. Sur la période 2013-2027, ces valeurs passent à 26% et 42%, respectivement.
3. L'impact tarifaire sur la période 2013-2027 des contrats éoliens en vigueur, dans le contexte actuel, est tangible : 0,33¢/kWh, ou 4,2 % (en moyenne). Toutefois, environ le quart de cet impact découle de l'existence du surplus et non du coût de l'énergie éolienne.
4. Nous pouvons traduire ces résultats sous forme des différents coûts sous-jacents à une facture mensuelle typique au tarif résidentiel en 2018 de 125,46 \$, que nous ventilons, comme l'indique le Graphique 7, comme suit :
  - 28,05 \$ pour le service de distribution
  - 27,61 \$ pour le service de transport, dont 1,75 \$ relié au transport de l'énergie éolienne
  - 39,12 \$ pour l'énergie patrimoniale, selon le tarif en vigueur
  - 14,02 \$ pour l'augmentation du tarif patrimonial
  - 6,91 \$ pour l'énergie éolienne (au prix du générique)
  - 2,62 \$ pour la « prime éolienne » (le surcoût de l'énergie éolienne par rapport aux ressources génériques),
  - 7,11 \$ pour les autres sources d'énergie post-patrimoniale.

Ainsi, la « prime éolienne », c'est-à-dire l'impact tarifaire découlant du coût de l'énergie éolienne et des infrastructures additionnelles de transport nécessaires pour l'intégrer au réseau, comptera pour environ 2,62 \$ + 1,75 \$ = 4,38 \$ sur une facture de 122\$, ou 3,5 % — moins qu'un tiers de l'impact tarifaire de l'augmentation du tarif patrimonial (14,02 \$ par mois en 2018, ou 11,2 % d'une facture résidentielle typique).

5. Quant au volet prospectif de l'étude (ajout de 700 MW puis 8 000 MW de nouveaux contrats éoliens d'ici à 2027), nous pouvons conclure que :

- Sous le scénario fort, l'effet surplus disparaît, et la « prime éolienne » se réduit à 0,2 ¢/kWh.
- Sous le scénario faible, par contre, l'effet surplus s'accroît — son impact tarifaire passe à 7,7 %.

**Graphique 27. Répartition du tarif moyen, 2018**



6. L'impact tarifaire additionnel attribuable à l'atteinte de la cible de 4 000 MW de capacité éolienne installée, prévue à la Stratégie énergétique du gouvernement québécois, par l'ajout de 700 MW en 2017, est faible : 1,0 % ou moins, ou 0,08 ¢/kWh, sous le scénario moyen. Tenant compte des scénarios d'encadrement des prix des ressources éoliennes et thermiques, les résultats se résument ainsi :

**Tableau 6. Impact tarifaire de l'ajout de 700 MW d'énergie éolienne, scénario moyen de la demande (scénarios d'encadrement)**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |      |
|-------------|----------------|------------------|------|
|             |                | c/kWh            | %    |
| faible      | haut           | 0.05             | 0.6% |
| moyen       | moyen          | 0.08             | 1.0% |
| haut        | faible         | 0.11             | 1.3% |

Sous le scénario fort de la demande, l'impact tarifaire diminue à 0,8 %. Sous le scénario faible, il augmente à 1,2 %.

On peut conclure que l'impact tarifaire de l'ajout de 700 MW additionnels de puissance éolienne est faible (entre 0,6 % et 1,3 %), peu importe le scénario de l'évolution de la demande ou des prix des ressources.

- Quant à la proposition de CanWEA d'ajouter 800 MW par année de 2018 à 2027 pour un total de 8 000 MW, au-delà des 700 MW en 2017, les impacts tarifaires varient grandement selon la croissance de la demande.

Si la demande évolue selon le scénario moyen d'HQD, les impacts tarifaires risquent d'être salés, allant jusqu'à 23,4 % en 2027, si l'évolution des prix est défavorable à l'énergie éolienne (c.-à-d., si le prix de l'énergie éolienne évolue selon un scénario fort alors que celui du gaz suit un scénario faible). En prenant les scénarios de prix le plus favorable et le plus défavorable à l'énergie éolienne, le Tableau 7 permet de déterminer une fourchette des impacts tarifaires de cette énergie éolienne additionnelle, toujours selon un scénario moyen de la demande :

**Tableau 7. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario moyen de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 7.1%             | 11.8% | 4.8%    |
| moyen       | moyen          | 9.9%             | 17.6% | 7.0%    |
| élevé       | faible         | 12.8%            | 23.4% | 9.1%    |

De même, le Tableau 8 trace la fourchette de l'impact tarifaire selon un scénario fort de la demande : selon un scénario favorable à l'énergie éolienne, cet impact pourrait être aussi bas que 1,8% en 2027, et 1,2 % en moyenne.

**Tableau 8. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario fort de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 1.9%             | 1.8%  | 1.2%    |
| moyen       | moyen          | 3.2%             | 4.8%  | 2.3%    |
| élevé       | faible         | 7.6%             | 13.0% | 5.5%    |

Ainsi, dans un scénario où la croissance de la demande est forte, et sous des conditions favorables à la filière éolienne (prix éolien faible, prix thermique élevé), l'impact tarifaire qui résulte de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne chaque année entre 2018 et 2027 est modeste — moins de 2 % en 2027, et 1,2 % en moyenne. À titre comparatif, l'impact tarifaire causé par l'augmentation du tarif patrimonial atteint les 11 % dès 2018.

Par contre, dans un scénario de prix faibles de gaz naturel, combiné à des prix élevés pour l'énergie éolienne — et toujours selon le scénario fort de la demande — l'impact tarifaire passe à 13 % en 2027, avec une moyenne de 5,5 % pour toute la période : autrement dit, à partir de 2027, l'ajout de 8 000 MW sous ce scénario crée un impact tarifaire légèrement plus élevé que celui causé dès 2018 par l'augmentation du tarif patrimonial.

**Tableau 9. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario moyen de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | élevé          | 7.1%             | 11.8% | 4.8%    |
| moyen       | moyen          | 9.9%             | 17.6% | 7.0%    |
| élevé       | faible         | 12.8%            | 23.4% | 9.1%    |

Si, par contre, la croissance de la demande suit un scénario fort, l'impact tarifaire pourrait être aussi bas que 1,8% en 2027.

**Tableau 10. Impact tarifaire de l'ajout de 800 MW d'énergie éolienne par année (2018 à 2027), selon le scénario fort de la demande**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | haut           | 1.9%             | 1.8%  | 1.2%    |
| moyen       | moyen          | 3.1%             | 4.6%  | 2.2%    |
| haut        | faible         | 7.1%             | 11.5% | 5.1%    |

## 5.2. Conclusion

Comme chaque année, HQD a déposé, en août 2012, un dossier tarifaire à la Régie de l'énergie. Elle demande pour 2013 une augmentation de 2,9% de ses tarifs, dont la presque totalité serait, selon elle, attribuable à de nouveaux approvisionnements issus des contrats conclus lors des derniers appels d'offres :

*«Il importe de souligner que l'ajustement demandé pour l'année tarifaire 2013-2014 est essentiellement attribuable aux nouveaux achats d'électricité dans le contexte d'une croissance modeste de la demande au Québec. En effet, plusieurs projets seront mis en service au cours des années 2012 et 2013. La croissance des coûts reliés aux achats d'électricité explique la presque totalité de la hausse tarifaire, soit 2,8 %. »<sup>65</sup>*

En fonction des données divulguées par HQD, les coûts des nouveaux approvisionnements éoliens représenteraient près des deux tiers de la hausse des coûts des approvisionnements post-patrimoniaux en 2013 et près de 80% des coûts des nouvelles ressources mises en service l'an prochain. Cela semble indiquer que les contrats visant l'acquisition d'énergie éolienne sont responsables d'une hausse de près de 2% des tarifs cette année. Considérant que les parcs qui seront mis en service en 2013 représentent près du quart de l'énergie associée aux contrats issus des trois premiers appels d'offres éoliens, doit-on conclure que les éoliennes auront eu un impact global de 8% sur les tarifs?

La présente étude a été conçue, en grande partie, pour répondre à des questions de cet ordre.

Comme la présente étude vient de le démontrer, ce genre de raisonnement simpliste ne reflète pas la réalité. Afin de bien mesurer l'impact tarifaire de l'ajout d'énergie éolienne au portefeuille d'HQD, il est nécessaire de considérer l'ensemble du bilan énergétique.

Soulignons, au départ, que plusieurs facteurs autres que les ajouts d'énergie éolienne contribuent à la hausse tarifaire demandée.

---

<sup>65</sup> Dossier R-3814-2012 de la Régie de l'énergie, pièce HQD-1, Doc-1, page 4. La différence entre l'augmentation de 2,9% demandée par HQD et les 2,4 % indiqué au Tableau 1 s'explique notamment par le fait que les comptes de frais reportés et autres mécanismes d'ajustement réglementaire interannuel ne sont pas repris dans notre modèle.

Ainsi, par rapport à la prévision des ventes pour 2012 autorisée par la Régie de l'énergie et sur laquelle les tarifs 2012-13 sont basés, les ventes ne progressent que de 0,9 TWh cette année, alors que les nouvelles ressources éoliennes, hydroélectriques et de biomasse ajoutent près de 3 TWh de plus : HQD doit donc gérer un plus grand surplus cette année que l'an passé, soit 8,7 TWh plutôt que 6,6 TWh en 2012. À cette fin, elle aura recours, comme par le passé, à la suspension du contrat avec TCE et à une réduction des livraisons du contrat cyclable avec HQP (250 MW). Cela dit, considérant notamment les bas prix sur les marchés de gros, HQD prévoit laisser 4,2 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée en 2013, contre 0,5 TWh en 2012.<sup>66</sup>

À près de 26\$/MWh, l'électricité patrimoniale est beaucoup moins chère que toutes les sources d'approvisionnement post-patrimonial de long terme. Le fait de ne pas utiliser cette électricité a donc un impact important sur le coût moyen d'approvisionnement : c'est un des coûts qui découle de la situation de surplus. Cela dit, cet impact n'est pas attribuable au choix de la filière éolienne, mais plutôt à l'ensemble des décisions antérieures, tant d'HQD et de la Régie que du gouvernement, qui a mené à l'existence de ce surplus.

Notons aussi que l'impact sur les tarifs de l'énergie éolienne acquise au cours des dernières années s'estompe avec les années. En effet, non seulement l'effet surplus est-il appelé à disparaître, dans la mesure où la demande est au rendez-vous et que les prochains achats à long terme d'HQD sont cohérents avec ses besoins, mais aussi l'impact tarifaire de l'ajout d'énergie éolienne dans le portefeuille d'HQD devrait être moins important, en pourcentage, au fur et à mesure qu'elle acquiert d'autres ressources post-patrimoniales. En effet, les premiers contrats post-patrimoniaux ont un impact important sur le coût moyen d'approvisionnement puisque celui-ci n'était constitué, jusqu'alors, que d'électricité patrimoniale. Les contrats post-patrimoniaux de toutes sortes viendront donc graduellement faire augmenter ce coût moyen, de telle sorte que l'ajout de nouvelles ressources aura, à la marge, de moins en moins d'impact (en termes relatifs) sur les tarifs.

Revenons donc à cette augmentation de 2,9 % proposée par HQD pour les tarifs de 2013 qui serait, selon elle, due presque uniquement à la croissance des coûts reliés aux achats d'électricité, dont une part importante d'énergie éolienne. Laissons de côté la question du coût du surplus. Qu'est-ce que cela laisse présager pour les années à venir?

Comme nous l'avons vu au Tableau 2, selon le scénario de référence, le tarif moyen connaîtra des augmentations importantes d'ici 2018, dues surtout à l'augmentation du tarif patrimonial.

---

<sup>66</sup> R-3814-2012, HQD-5, doc. 1, p. 10.

Comme le démontre le graphique 10, dans un scénario qui annule cette augmentation du tarif patrimonial, l'augmentation du tarif moyen entre les années 2013 et 2018 se limite à 10 %, comparé à 24 % dans le scénario de référence. Cela signifie que les augmentations tarifaires à venir qui découleront d'une hausse des coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux, y compris de ceux des éoliennes, seront relativement mineures par rapport à l'impact tarifaire de l'augmentation du tarif patrimonial. Cela est vrai aussi pour l'ajout de 700 MW de capacité éolienne additionnelle en 2017, proposé par l'ancien gouvernement libéral.

En ce qui concerne la proposition de CanWEA d'ajouter 8 000 MW de capacité éolienne supplémentaire entre 2018 et 2027, nos résultats démontrent que l'impact tarifaire dépend en très grande partie de l'évolution de la demande et des prix des autres ressources. Si la demande d'énergie électrique au Québec suit le scénario fort présenté par HQD, et surtout si, en même temps, l'évolution des coûts éoliens suit un scénario faible alors que les coûts d'énergie thermique suivent un scénario fort, il sera possible d'ajouter des quantités importantes de nouvelles ressources éoliennes sans impact tarifaire substantiel. Toutefois, selon d'autres scénarios, les impacts tarifaires de tels ajouts peuvent être salés.

Il importe de souligner que ces résultats se basent sur une projection conservatrice du prix des droits d'émissions de GES, basée sur les prémisses que les permis québécois pourront se transiger sur le marché californien, d'une part, et que la participation au marché du carbone québécois sera suffisamment élevée pour permettre l'utilisation de 75 % des crédits compensatoires permis. Dans des cas contraires, le prix des ressources génériques sera sensiblement plus élevé. Dans un tel scénario, par exemple, la « prime éolienne » des contrats en vigueur diminuera de 0,26¢/kWh (3,2%) à 0,18¢/kWh (2,3%). Et l'impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW d'énergie éolienne (2018-2027) diminuera davantage, comme l'indique le tableau 11.

**Tableau 11. Impact tarifaire de l'ajout de 8 000 MW d'énergie éolienne (2018-2027) : scénario fort de la demande et scénario de prix élevé du carbone**

| prix éolien | prix thermique | Impact tarifaire |       |         |
|-------------|----------------|------------------|-------|---------|
|             |                | 2022             | 2027  | moyenne |
| faible      | haut           | 0.6%             | -0.6% | 0.3%    |
| moyen       | moyen          | 2.1%             | 2.7%  | 1.5%    |
| haut        | faible         | 6.4%             | 10.6% | 4.6%    |

La présente étude a démontré jusqu'à quel point l'impact tarifaire des ajouts futurs d'énergie éolienne au portefeuille d'HQD dépend de l'évolution incertaine de plusieurs paramètres dont, notamment, l'évolution de la croissance de la demande, du prix du gaz naturel et du prix du carbone, ainsi que le coût des installations éoliennes futures. Les délais de réalisation de la filière éolienne étant relativement courts, les décisions sur le développement à plus long terme peuvent être prises au fur et à mesure, selon l'évolution de ces paramètres.

---

Selon nous, l'impact tarifaire n'est qu'un des facteurs qui devraient guider nos choix en matière d'approvisionnement en électricité. Souhaitons que l'évolution du cadre décisionnel au Québec ouvre davantage la porte à la prise en compte de l'ensemble des facteurs pertinents.

## Annexe I — Méthodologie

### ***6.1. Coûts de l'électricité post-patrimoniale (ressources existantes)***

Pour l'année 2012, le modèle se base, là où c'est possible, sur les quantités d'énergie et les coûts prévus dans le dossier R-3776-2011, tels qu'autorisés par la décision D-2012-24; pour 2013, c'est plutôt dans le dossier R-3814-2012 que le modèle trouve ses intrants.

#### **6.1.1. Centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour**

Un premier contrat a été conclu entre TCE et HQD dans le cadre de l'appel d'offres 2002-01 pour des livraisons de base de 4,3 TWh par année à partir d'une nouvelle centrale TAGCC devant être construite à Bécancour.<sup>67</sup> La formule de prix a été caviardée dans la version de ce contrat qui a été rendue publique; il semblerait toutefois que cette formule contienne une prime de puissance variant peu ou pas et un prix pour l'énergie corrélé au prix du gaz naturel, lequel est lui-même, dans une certaine mesure, corrélé au prix *day-ahead* de NYISO.

En 2007, confrontée à une situation de surplus, HQD a négocié avec TCE des modifications au contrat afin de lui permettre de suspendre les livraisons moyennant le paiement d'une somme d'argent visant à compenser TCE pour ses pertes économiques et pour ses engagements relatifs à la distribution et au transport de gaz naturel, en plus de la prime de puissance.

La somme payable à TCE pour suspendre les livraisons est divulguée chaque année dans le dossier de la Régie portant sur la suspension. Cette somme varie légèrement d'année en année, oscillant entre 46,2 M\$ et 56,1 M\$.<sup>68</sup> Jusqu'à maintenant, il s'agit d'une suspension totale (un arrêt complet de la centrale).

En fonction de ce qui précède, la formule utilisée pour le contrat TCE dans le modèle comprend trois éléments : (i) la somme de 50 M\$ payable à TCE lorsque les livraisons sont suspendues, en partie ou en totalité; (ii) un prix fixe de 95 M\$ pour la puissance, applicable en tout temps; et (iii) un prix unitaire pour l'énergie équivalent au prix des achats court terme sur les marchés (voir section 3.1.1.3.4, ci-dessous).

---

<sup>67</sup> Dossier R-3515-2003 de la Régie de l'énergie, HQD-2, Document-1, page 7.

<sup>68</sup> Dossier R-3803-2012 de la Régie de l'énergie, HQD-1, Document-1, page 15.

La somme visant à compenser TCE (item i) en cas de suspension partielle (scénario selon lequel les livraisons reprendraient pendant l'hiver seulement, pour un total de 1,1 TWh par année) reste encore à déterminer. Nous émettons l'hypothèse qu'elle serait sensiblement la même qu'en situation d'arrêt complet de la centrale, soit 50 M\$. Cette hypothèse repose sur le fait qu'une suspension partielle de la centrale entraînerait à la fois des gains et des coûts additionnels, par rapport à une suspension totale : on peut ainsi penser que TCE n'aura plus à être compensée pour ses pertes économiques pendant que la centrale sera en fonction, ce qui représente un gain pour HQD, mais que le fait d'arrêter et de repartir la centrale à chaque année entraînera des coûts supplémentaires, lesquels seraient défrayés par HQD.

La formule du prix de l'énergie (item ii) est elle aussi inconnue. On en retrouve toutefois certaines applications dans les différents dossiers de la Régie de l'énergie portant sur la suspension.<sup>69</sup> Ce prix serait fonction notamment du prix du gaz naturel et donc, en conséquence, fortement corrélé au prix du marché.

En fait, dans les différents dossiers portant sur la suspension de la centrale TCE, HQD a déposé des tableaux où l'on pouvait suivre l'évolution du coût de l'énergie de la centrale TCE et, en parallèle, l'évolution du prix de l'électricité à la Zone M de NYISO. On constate une certaine corrélation entre les deux, bien qu'aucune règle précise ne puisse être déduite; le prix de l'énergie TCE étant affecté en grande partie par celui du gaz naturel, alors que le prix du marché à la Zone M de NYISO est aussi influencé par d'autres facteurs.

Cela dit, en fonction des données disponibles, nous estimons l'écart moyen entre le prix de l'énergie TCE et celui du *day-ahead* de la zone M de NYISO, en fonction des données réelles (2009 à 2012) et des prévisions d'HQD (2010 à 2013) des trois derniers dossiers portant sur la suspension de la centrale TCE, à environ 6\$/MWh,<sup>70</sup> soit un peu plus que le total des frais de sortie et des frais de courtage devant être payés pour importer de l'énergie de NYISO au Québec. Pour cette raison, le modèle utilisera le même coût pour les achats de court terme que pour l'énergie en vertu du contrat TCE.

Quant à la prime de puissance (item iii), elle est estimée à près de 95 M\$ en fonction du coût total des approvisionnements post-patrimoniaux d'HQD pour les années 2011-2013 duquel ont

---

<sup>69</sup> Voir notamment le tableau de l'Annexe A de HQD-1, Document-1, page 13, dossier R-3803-2012.

<sup>70</sup> Notons toutefois que les écarts individuels qui composent cette moyenne varient grandement, allant de 1,23\$/MWh à 12,27 \$/MWh.

été soustraits les coûts des autres approvisionnements du tableau de l'Annexe B précité<sup>71</sup> ainsi que la somme payable à TCE pour la suspension des livraisons (item i).

Cette estimation de la prime de puissance se retrouve à l'intérieur de la fourchette annoncée par les médias lorsque le contrat a été approuvé.<sup>72</sup> À tout événement, cette prime devra être payée dans tous les scénarios étudiés dans la présente étude, rendant ainsi marginal l'impact que pourrait avoir, sur la validité des résultats, tout écart entre ce montant (95M\$) et la véritable prime de puissance.

### 6.1.2. Contrats avec HQP (de base et cyclable)

Au cours de ce même appel d'offres 2002-01, HQD a conclu deux contrats avec HQP pour des livraisons de base (350 MW) et cyclables (250 MW), respectivement. Bien que la formule de prix comporte certains autres éléments, nous avons conservé, aux fins du modèle :

- la prime de puissance, soit 80\$/kW-an pour le contrat de base et 110\$/kW-an pour le contrat cyclable, multiplié par un facteur de 94%; et
- le prix de l'énergie, soit 40,50\$/MWh pour le contrat de base et 41\$/MWh pour le contrat cyclable;

Dans les deux cas, il s'agit de prix en 2007, indexés à raison de 2% par année.

Ces contrats ont été modifiés respectivement par deux conventions conclues en mars 2008, lesquelles ont été amendées le 5 mars 2010. Ces conventions, dans leur forme originale comme dans leur forme amendée, permettent à HQD de différer de l'énergie, à une période donnée, pour la rappeler plus tard.

Le modèle reprend cette fonctionnalité, mais ne l'applique qu'au contrat de base, dont le coût annuel sera déterminé par le produit (i) d'un prix unitaire basé sur le prix susmentionné (énergie

---

<sup>71</sup> Voir le tableau de l'Annexe B de HQD-5, Document-1, dans le dossier R-3814-2012. Les coûts des approvisionnements du premier appel d'offres éolien et du contrat avec Kruger, lesquels ont été caviardés sur ce tableau, ont été estimés, respectivement, en fonction du prix moyen du premier appel d'offres éoliens et du coût du contrat avec Tembec.

<sup>72</sup> Voir notamment l'article de Pierre Couture publié dans Le Soleil du 7 décembre 2007, <http://affaires.lapresse.ca/economie/200901/06/01-691791-centrale-de-becancour-hydro-versera-150-m.php>.

+ puissance), soit 49,08\$/MWh en 2007 (indexé à 2%) et (ii) de la quantité réellement livrée dans cette année, soit 3,1 TWh de base plus l'énergie rappelée moins l'énergie différée.

Quant au contrat cyclable, la pleine prime de puissance sera exigible chaque année, à partir d'un coût de 25,8 M \$ (250 000 kW \* 110\$/kW-an \* 94%) en 2007. HQD pourra toutefois moduler sa consommation d'énergie, entre 0 et 2,2 TWh, au prix de 41\$/MWh (en 2007). Le taux d'inflation est le même que celui prévu à ce contrat, soit 2% par année.

Notons aussi que les conventions amendées prévoient la possibilité d'acquérir de la puissance garantie (400 MW et 400 MW supplémentaires sujets à acceptation par HQP) pour les mois d'hiver au prix UCAP de NYISO, avec un minimum de 2\$/kW-mois. Cela dit, puisque la présente étude ne tient pas compte explicitement de la puissance, cette somme n'a pas été incluse dans nos calculs. Au prix actuel, les 400 MW auxquels HQD a droit lui coûteraient 3,2 M\$ pour les quatre mois d'hiver.

### **6.1.3. Biomasse – appels d'offres**

HQD a conclu des contrats pour des approvisionnements en électricité produite à partir de biomasse lors de trois appels d'offres : 2003-01 (Kruger); 2004-02 (Tembec); et 2009-01 (plusieurs contrats). Aux fins du modèle, un prix moyen de 109,42\$/MWh en 2014, indexé à l'inflation, a été utilisé. Ce prix est basé sur le prix du contrat avec Tembec, soit 92,9 \$/MWh en 2013, indexé à l'inflation,<sup>73</sup> ainsi que sur le prix moyen de l'appel d'offres 2009-01, soit 105,87 \$/MWh en 2009, indexé à l'inflation.<sup>74</sup>

### **6.1.4. Biomasse – programme d'achat d'électricité**

HQD a lancé un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière (PAE 2011-01). À l'origine, le programme visait l'achat de 150 MW; cette quantité a par la suite doublé à 300 MW.

---

<sup>73</sup> Voir le tableau de l'Annexe B de HQD-5, Document-1, dans le dossier R-3814-2012. En fait, la formule de prix du contrat avec Tembec est plus complexe puisqu'il comprend une prime de puissance et que le prix de l'énergie varie légèrement en fonction du prix du gaz à terme. Considérant le poids relativement mineur de ces contrats, une telle simplification n'aura pas d'impact significatif sur les résultats de l'étude.

<sup>74</sup> Voir le dossier R-3731-2010 de la Régie de l'énergie, HQD-2, Doc-1, page 22.

Le modèle reprend le prix payé en vertu de ce programme, soit 106 \$/MWh en 2012, indexé à l'inflation.<sup>75</sup>

#### **6.1.5. Petites centrales hydroélectriques**

HQD a lancé un programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydroélectriques (50 MW ou moins). Le modèle reprend le prix unitaire prévu pour ce programme, soit 75\$/MWh en 2010, indexé à 2,5% par année.<sup>76</sup>

#### **6.1.6. Énergie éolienne (contrats existants)**

HQD a conclu des contrats pour des approvisionnements en énergie éolienne lors de trois appels d'offres : 2003-02 (840 MW); 2005-03 (2005,5 MW); et 2009-02 (267,4 MW de projets communautaires et 24 MW d'un seul projet autochtone, de moins de 25 MW chacun<sup>77</sup>). Les prix utilisés dans ce modèle sont les prix moyens de chaque appel d'offres : 65\$/MWh en 2007 pour le premier<sup>78</sup>; 87\$/MWh en 2007 pour le second<sup>79</sup>; et 113 \$/MWh en 2009 pour le troisième.<sup>80</sup> Ces prix sont tous indexés à l'inflation.

#### **6.1.7. Coûts d'intégration de l'énergie éolienne**

Depuis 2005, l'intégration de l'énergie éolienne acquise par HQD est gouvernée par une entente d'intégration en vertu de laquelle HQP lui fournit certains services y reliés. Il s'agit de :

- Un service d'équilibrage, en temps réel, par lequel HQP absorbe les variations horaires des livraisons d'énergie éolienne. En 2011, ce service a coûté moins de 0,2M\$.

---

<sup>75</sup> Voir le document du programme déposé dans le dossier R-3801-2012 de la Régie de l'énergie, HQD-1, Doc-4, page 9.

<sup>76</sup> Voir la décision D-2009-04 de la Régie de l'énergie, page 9.

<sup>77</sup> CanWEA, Parcs éoliens du Québec, 11 octobre 2012.

<sup>78</sup> Voir la décision D-2005-129 de la Régie de l'énergie, page 9.

<sup>79</sup> Voir la décision D-2008-132 de la Régie de l'énergie, page 11.

<sup>80</sup> Voir le rapport du consultant Merrimack dans le dossier R-3774-2011 de la Régie de l'énergie, HQD-2, Doc-1, Annexe 4, page 1 du rapport.

- Un service de puissance complémentaire garantie, par lequel HQP absorbe, en temps réel, la production des parcs éoliens sous contrat avec HQD, tout en lui offrant, en tout temps, une puissance égale à 35% de la puissance nominale ou « contractuelle » de ces parcs éoliens. En 2011, ce service a coûté 8,7 M\$ pour la puissance garantie, et 14,8 M\$ pour l'écart au niveau de l'énergie y associée.<sup>81</sup>

En 2011, HQD a signé une entente globale de modulation avec HQP, laquelle devait notamment permettre d'assurer l'intégration des éoliennes une fois l'entente d'intégration éolienne arrivée à terme. Cette entente a toutefois été rejetée par la Régie, qui a exigé qu'HQD procède par appel d'offres afin de trouver son ou ses fournisseurs de services d'intégration éolienne.

Étant donné l'incertitude concernant la suite des choses, nous avons retenu, aux fins du modèle, un montant de 10 \$ par MWh d'énergie éolienne intégrée, avec indexation selon l'inflation.

Il s'agit d'un compromis entre un coût historique plus élevé en 2011 (près de 15,70\$/MWh) et le coût prévu pour 2013 (près de 6\$/MWh)<sup>82</sup>. Il s'agit, ici aussi, d'un enjeu sur lequel il est très difficile de prévoir de quelle façon la Régie tranchera. En fait, considérant que le coût de cette entente peut exploser, comme il l'a fait en 2011, à cause de l'écart annuel en énergie<sup>83</sup>, même avec l'entente actuelle, il est impossible de prévoir le coût de l'intégration éolienne avec certitude.

---

<sup>81</sup> Voir la décision D-2006-27 de la Régie de l'énergie ainsi que le suivi déposé annuellement par HQD sur cette question auprès de la Régie.

<sup>82</sup> Voir le tableau de l'Annexe B, HQD-5, Doc-1, dossier R-3814-2012.

<sup>83</sup> En lien avec le service de puissance complémentaire garantie, HQD doit aussi payer à HQP une somme d'argent basée sur un prix de 75 \$/MWh en 2006, indexée annuellement à 2,5 %, appliquée à la différence, sur une base annuelle, entre l'énergie absorbée par HQP et l'énergie injectée par celle-ci (35% de la puissance contractuelle), lorsque la première est inférieure à la seconde; dans le cas contraire, c'est HQP qui devra payer HQD. Ainsi, par exemple, si le facteur d'utilisation moyen des parcs éoliens, pour une année donnée, est de 30% plutôt que 35%, et que la puissance contractuelle est demeurée stable tout au long de l'année à 1000 MW, HQD devra payer pour 438 000 MWh d'énergie au prix applicable (75\$/MWh en 2006), soit :  $(35\% - 30\%) \times 1000 \text{ MW} \times 8760$ .

---

## **6.2. Coûts de distribution**

### **6.2.1. Charges nettes d'exploitation**

Le modèle extrapole à partir des coûts prévus pour 2012. Pour tenir compte des gains d'efficacité exigés par la Régie de l'énergie chaque année à l'égard d'HQD, le taux d'indexation est réduit par 1%. Il est vrai que les gains d'efficacité ne sont pas exigés pour toutes les charges nettes d'exploitation (certains « éléments spécifiques » en sont exclus); mais il arrive aussi qu'HQD réalise des gains au-delà de la cible de 1%. En fait, la Régie a spécifié, dans sa décision D-2012-024, que la cible de 1% était une cible « minimale » et qu'HQD devait améliorer son niveau d'efficacité dans les prochains dossiers tarifaires<sup>84</sup>. Tout cela permet de penser que des gains d'efficacité de 1% appliqués à l'ensemble des charges nettes d'exploitation sont tout de même réalistes.

### **6.2.2. Autres charges**

La catégorie « autre charges » inclut l'amortissement, l'achat de combustible et les taxes. Le modèle les extrapole à partir des charges prévues pour 2012, en indexant au taux d'inflation. Une modélisation de l'évolution de la base de tarification d'HQD dépasse la portée de la présente étude.

### **6.2.3. Rendement sur le capital**

Le modèle extrapole la valeur de la base de tarification d'HQD à partir de celle prévue pour 2012, en indexant au taux d'inflation. Quant au taux de rendement, il s'agit de la prévision d'HQD pour l'année 2013 qu'elle utilise dans le dossier R-3814-2012, soit 6,23 %.<sup>85</sup> Notons toutefois qu'HQD a annoncé son intention de déposer conjointement avec HQT un dossier visant à déterminer un nouveau taux de rendement sur leurs capitaux propres, estimant que ce taux est présentement trop bas. Sans préjuger de la décision de la Régie à cet égard, il nous semble plus probable de voir ce taux augmenter que de le voir descendre.

Dans la mesure où la Régie acceptait d'augmenter ce taux de rendement pour HQT et HQD, le coût du service de transport ainsi que le coût du capital d'HQD seraient appelés à augmenter,

---

<sup>84</sup> Décision D-2012-024, page 83, paragraphe 296.

<sup>85</sup> HQD-4, Doc 1.

occasionnant ainsi, à partir de 2014, un impact à la hausse sur les revenus requis d'HQD, ce qui réduirait légèrement l'impact tarifaire, en pourcentage, de l'énergie éolienne.

Cela dit, le dossier annoncé doit aussi porter sur le problème des écarts prévisionnels. Au cours des quatre dernières années, HQD et HQT ont réalisé des rendements beaucoup plus importants que ceux autorisés par la Régie en raison d'une surestimation de leurs coûts et, dans le cas d'HQD, d'une sous-estimation de ses revenus, lors de l'établissement de leurs tarifs. Dans la mesure où la Régie approuve de nouveaux mécanismes de partage des écarts ou qu'elle passe à une réglementation incitative (*performance based regulation*), l'impact tarifaire d'une hausse du taux de rendement autorisé pourrait être contrebalancé par les gains réalisés par les usagers à travers l'implantation de tels mécanismes.

#### **6.2.4. Revenus autres que ventes d'électricité**

En plus de ses ventes d'électricité, HQD tire aussi des revenus (près de 200 M\$) de certaines autres activités. Dans l'établissement de ses tarifs, la Régie applique ces revenus en diminution des revenus requis.

Comme ces revenus varient d'année en année, à la hausse comme à la baisse, le modèle utilise la moyenne des données 2010-2012 issues du dossier R-3776-2011, indexée selon l'inflation.<sup>86</sup>

---

<sup>86</sup> Dossier R-3776-2011, HQD-9, Document 1, page 3, et HQD-18, Document 1, page 5; Dossier R-3814-2012, HQD-9, Document 1, page 3. Il est à noter que le montant pour 2013 est plus bas qu'en 2012 en raison du reclassement de la rubrique « récupération de coûts », laquelle se retrouve dorénavant dans les charges nettes d'exploitation.