



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



Les stratégies d'acquisition des approvisionnement additionnels requis en énergie et en puissance

**Rapport d'analyse externe
de Philip Raphals
pour le RNCREQ**

R-4210-2022 phase 2

Régie de l'énergie

4 mars 2024

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

TABLE DES MATIÈRES

1	Mandat	1
2	Introduction	1
3	Efficacité énergétique	2
3.1	Contexte	2
3.2	Implications du Plan d'action 2035 sur les bilans en énergie et en puissance	8
4	Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance	15
4.1	Les contrats avec HQP.....	16
4.2	Les contrats éoliens	17
5	Les stratégies d'acquisition et les approvisionnements additionnels requis	20
5.1	Le cadre de l'audience	20
5.2	Les scénarios d'encadrement.....	21
	5.2.1 <i>Les critères de fiabilité et les fourchettes d'encadrement</i>	21
	5.2.2 <i>Conséquences du Plan dans l'éventualité d'un scénario fort ou d'un scénario faible</i>	24
5.3	Les surplus de la dernière décennie	27
6	Conclusions : Les stratégies d'approvisionnement	29
7	Recommandations	32
ANNEXE 1 Rapport conjoint, Plan directeur de TEQ (extrait)		
ANNEXE 2 Mémoire du Centre Hélios Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (2014) (extrait)		

Table des Tableaux

Tableau 1. Écarts d'économies d'énergie entre la phase 1 et la phase 2.....	2
Tableau 2. Bilan d'énergie et ressources requises, scénario de référence	9
Tableau 3. Écarts cumulatifs d'économies d'énergie entre la phase 1 et la phase 2	11
Tableau 4. Écarts cumulatifs d'économies de puissance (EÉ) entre la phase 1 et la phase 2	11
Tableau 5. Écarts cumulatifs d'économies d'énergie entre la Plan d'action et la phase 2 11	
Tableau 6. Écarts cumulatifs de puissance (EÉ) entre la Plan d'action et la phase 2	11
Tableau 7. Bilan d'énergie et ressources requises (Plan d'action), scénario de référence	12
Tableau 8. Bilan d'énergie et ressources requises, scénario de référence - Plan d'action, avec réduction et report de nouvelles ressources	13
Tableau 9. Bilan de puissance et ressources requises, scénario de référence - Plan d'action, avec réduction et report de nouvelles ressources	14
Tableau 10. Relation entre Scénarios de référence, phase 1 et phase 2.....	23
Tableau 11. Bilan d'énergie, scénario fort	25
Tableau 12. Bilan d'énergie, scénario faible.....	26

Table de Figures

Figure 1. Prévisions des contributions annuelles en énergie et puissance (EÉ) du Distributeur.....	4
Figure 2. Diapo d'Hydro-Québec, cibles EÉ du Plan d'action	5
Figure 3. Appels d'offres prévus par le Distributeur	10
Figure 4. Fourchettes d'encadrement du Plan original.....	22
Figure 5. Achats d'énergie dans un scénario de demande forte.....	22
Figure 6. Scénarios d'encadrement estimés (phase 2).....	25
Figure 7. Fourchettes d'encadrement du Plan 2020-2029	31

4 mars 2024

page 1

1 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé de préparer un rapport sur trois sujets à l'égard de la phase 2 de l'audience de la Régie sur le Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur : 1) les approvisionnements additionnels requis (tenant compte de l'incertitude de la prévision de la demande, et notamment celle de la décarbonation industrielle), 2) le maintien des approvisionnements associés aux contrats venant à échéance, et 3) l'efficacité énergétique.

Je reconnais mon devoir de fournir ce rapport et mon éventuel témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

2 Introduction

Au paragraphe 60 de la Décision procédurale, la Régie a réitéré que « les stratégies d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance constituent l'objet principal de la Phase 2 ».

Dans son sujet #4, le RNCREQ a indiqué son intention de « questionner la stratégie proposée par le Distributeur en termes de ventilation des quantités d'énergie à acquérir entre les approvisionnements à long terme, les approvisionnements à court terme pendant l'hiver et ceux pendant le reste de l'année, notamment dans le contexte d'une prévision de la demande hautement incertaine ».

Au paragraphe 136 de la Décision procédurale, la Régie confirme que ce sujet porte sur l'objet principal de la phase 2, soit « les stratégies d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance ». Les stratégies dépendent évidemment des bilans, qui à leur tour dépendent des prévisions de la demande. Or, l'État d'avancement fait état de changements importants de ces prévisions depuis le dépôt du Plan un an auparavant, et ce, notamment à l'égard des quantités importantes d'énergie et de puissance issues des nouvelles prévisions liées à la décarbonation des procédés industriels.

Ces questions seront adressées à la section 5 du présent rapport. Avant cela, il convient toutefois de se pencher sur les enjeux d'efficacité énergétique (« EÉ ») et sur les mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à l'échéance. Ces questions seront adressées aux sections 3 et 4, respectivement.

4 mars 2024

page 2

3 Efficacité énergétique

3.1 Contexte

Au paragraphe 92 de la Décision procédurale, « la Régie fixe le cadre d'examen portant sur l'efficacité énergétique en le limitant aux justifications des écarts entre les prévisions déposées en preuve dans les phases 1 et 2 du présent dossier ».

À la section 2.6.3 de la page 18 de l'État d'avancement 2023¹, le Distributeur explique qu'il « présente une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan ». Le Distributeur y « précise qu'il a rehaussé sa planification des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, l'amenant à 10,2 TWh ».

Concrètement, voici la différence entre les prévisions en efficacité énergétique de la phase 1 et celles de la phase 2, pour la période du Plan :

Tableau 1. Écarts d'économies d'énergie entre la phase 1 et la phase 2

Économies d'énergie (TWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-32
Phase 1	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1	0.9	0.8	0.7	8.8
Phase 2	0.9	0.9	0.9	0.9	1	1	1.1	1	1.2	1.2	10.1
écart	0	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.5	1.3

Ces mêmes chiffres se retrouvent à la section 3.1 (« Efficacité énergétique ») de la preuve en chef², comme suit :

Depuis la publication du Plan, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, la portant maintenant à 10,2 TWh. Cette nouvelle contribution s'inscrit dans le cadre de la révision actuelle de la stratégie du Distributeur visant l'établissement de ses cibles en matière d'efficacité énergétique. Le Distributeur souligne également qu'il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens nécessaires à l'atteinte desdites cibles. Il continuera de travailler de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir des cibles plus ambitieuses qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique réalisable. Le Distributeur déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun.

Il est intéressant de noter ici que le Distributeur présente ses actions en efficacité énergétique comme faisant partie de sa section 3 intitulée « Stratégies pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance ». Il écrit :

¹ La Régie a ajouté l'État d'avancement 2023 au dossier sous la cote A-0069 et le Distributeur en a déposé une version révisée sous B-0168.

² B-0168, p. 6.

4 mars 2024

page 3

La croissance anticipée des besoins, combinée à l'échéance de certains contrats d'approvisionnement en électricité, amène le Distributeur à planifier le recours à l'ensemble des moyens à sa disposition pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance. Les mesures prévues touchent autant la réduction des besoins, par le biais d'une bonification de l'efficacité énergétique et de la contribution des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP), qu'un accroissement de l'offre.

Toutefois, le Distributeur intègre ces efforts d'efficacité énergétique dans sa prévision de la demande, plutôt que les présenter comme des stratégies aux bilans.

Dans la décision D-2023-109 rendue sur le fond de la phase 1, la Régie avait explicité ses attentes par rapport à cette phase 2:

[92] Dans le cadre de l'examen du Plan, la compétence de la Régie est limitée à prendre connaissance des mesures d'efficacité énergétique prévues par le Distributeur, ainsi que la quantification globale des économies d'énergie associées à ces mesures, incluse à son bilan énergétique, à l'horizon du Plan. Le caractère adéquat de ces mesures et le coût qui y est associé relèvent dorénavant du Gouvernement et du ministre, selon les fonctions qui leur sont dévolues en vertu du PL n° 44.

[93] En conséquence, la Régie prend acte que la prévision de la demande tient compte d'une réduction de 8,9 TWh résultant des mesures d'efficacité prévues au Plan.

[94] La Régie prend acte également de l'intention du Distributeur de réviser à la hausse ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan dans le but de tendre vers la réalisation du PTÉ évalué à 25 TWh, telle qu'annoncée par Hydro-Québec dans son communiqué de presse du 4 avril 2023.

[95] À l'instar du Distributeur, la Régie estime qu'il est prématuré de réviser immédiatement la prévision des contributions annuelles en énergie et en efficacité énergétique sur la prévision de la demande du Plan. Compte tenu de l'impact significatif d'une telle révision sur les stratégies d'approvisionnements du Distributeur, elle encourage le Distributeur à poursuivre ses démarches visant à déterminer les solutions qui lui permettront d'atteindre le plein PTÉ d'efficacité énergétique réalisable.

[96] La Régie considère qu'il est néanmoins essentiel de suivre l'évolution de la contribution annuelle en économie d'énergie des mesures d'efficacité énergétique dans le cadre du Plan. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023.

[97] Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans l'État d'avancement 2023, une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan. De plus, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans les États d'avancement du Plan ainsi que dans le prochain plan d'approvisionnement, les informations concernant la prévision annuelle des économies d'énergie résultant de ses IEE, pour les secteurs résidentiels, commercial et

4 mars 2024

page 4

industriel. Ces informations doivent être présentées sous la forme des tableaux 9.12 à 9.14 de la pièce B-0009.

À l'État d'avancement 2023, le Distributeur a effectivement présenté une mise à jour intérimaire, qui a « rehaussé sa planification des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, l'amenant à 10,2 TWh »³. Les détails sont précisés aux Tableaux 7.7 et 7.8, reproduits ici:

TABLEAU 7.7 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,1
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	3,8
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,3
TOTAL	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,2	10,2

TABLEAU 7.8
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Résidentiel	76	51	55	55	55	57	59	62	57	62	61
Commercial	38	60	58	59	59	61	65	70	67	86	91
Industriel	33	57	56	56	56	58	60	63	59	65	65
TOTAL	147	168	168	170	170	176	184	194	183	213	217

Figure 1. Prévisions des contributions annuelles en énergie et puissance (EÉ) du Distributeur

Soulignons que ces informations ont été fournies en réponse au paragraphe 94 de la décision D-2023-109 précitée, où la Régie a pris « acte de l'intention du Distributeur de réviser à la hausse ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan dans le but de tendre vers la réalisation du PTÉ évalué à 25 TWh, tel qu'annoncé par Hydro-Québec dans son communiqué de presse du 4 avril 2023 ».

Or, depuis ce temps, Hydro-Québec a dévoilé son Plan d'Action 2035. Ce Plan annonce cinq priorités, dont la deuxième est « Aider notre clientèle à faire une meilleure consommation de l'énergie »⁴, avec l'engagement de « Faire preuve d'innovation pour encourager notre clientèle à

³ B-0168, p. 18. Les tableaux 7.7 et 7.8 se trouvent à la p. 49.

⁴ Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, C-RNCREQ-0066, p. 10.

4 mars 2024

page 5

considérer l'électricité comme une ressource précieuse qui mérite que tous et toutes collaborent avec nous pour mieux la consommer »⁵.

Ensuite, sous le titre « Doubler les économies d'énergie réalisées par nos clients et clientes afin de dégager de 1 600 à 1 800 MW de puissance supplémentaire à l'horizon 2035 »⁶, il écrit :

Les efforts que nous avons déployés au cours des 20 dernières années ont permis des économies d'énergie et le déplacement d'une partie de la consommation en dehors des heures de pointe. Dans le plan d'approvisionnement de novembre 2022, nous visions des économies d'énergie équivalent à 1 800 MW. Aujourd'hui, nous aspirons à beaucoup plus, plus rapidement. Nous avons ainsi doublé notre cible d'économies d'énergie afin de retrancher de 1 600 à 1 800 MW de puissance de plus, pour un total de 3 500 MW [note 2 : 21 TWh en efficacité énergétique au total d'ici 2035.] C'est plus que la puissance combinée de la centrale Manic-5 et des centrales du complexe de la Romaine.

Même si, dans le Plan d'action 2035, cet objectif de 21 TWh d'ici 2035 se trouve mentionné seulement dans une note de bas de page, il est énoncé clairement dans les communications de la société d'État. La diapo suivante a été présentée par M. Frédéric Aucoin le 30 janvier 2024, lors d'une présentation d'Hydro-Québec au « Colloque sur l'efficacité énergétique au service de la décarbonation des industries » :



Figure 2. Diapo d'Hydro-Québec, cibles EÉ du Plan d'action

Par ailleurs, une note au document pdf du Plan d'action 2035 indique explicitement que « Les économies d'énergie permettront de dégager entre 7 et 9 TWh au-delà des 13 TWh prévus dans notre plan d'approvisionnement de novembre 2022 »⁷.

⁵ Id.

⁶ Id.

⁷ C-RNCREQ-0066, *mouse-over note* à l'Annexe 2 du Plan d'action, sur les mots « Ajouts d'énergie et de puissance d'ici 2035 ».

4 mars 2024

page 6

Il est donc clair qu'Hydro-Québec a fait le choix définitif de hausser ses objectifs en efficacité énergétique substantiellement au-delà des objectifs du Plan. Il est étonnant de constater que le Distributeur n'en fait mention nulle part dans sa preuve, que ce soit dans la révision datée du 12 février 2024 de sa preuve en chef (B-0167, pages 6-7) ou dans ses réponses aux DDR.

Par exemple, dans ses réponses aux DDR du RNCREQ, datées du 9 février 2024 (B-0163, p. 48 et 49), le Distributeur :

- ne partage pas l'interprétation de l'intervenant à l'effet que le « rehaussement cumulatif de 1,3 TWh n'est qu'un chiffre préliminaire, et que le rehaussement final risque d'être beaucoup plus important »;
- n'est pas en mesure de statuer sur la valeur éventuelle du rehaussement de la cible;
- n'est pas en mesure, à ce stade-ci, de préciser si le délai avant de pouvoir déposer les éléments de sa stratégie en efficacité énergétique se mesure « en semaines, en mois ou en années »;
- n'est pas en mesure de confirmer qu'« à terme, lorsque le Distributeur aura déposé ces éléments de stratégie en matière d'efficacité énergétique, la contribution actuellement prévue de 10,2 TWh à l'horizon 2032 sera remplacée par une valeur plus élevée »;
- n'est pas en mesure de confirmer que « cette nouvelle stratégie en matière d'efficacité énergétique augmentera également les prévisions des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur (Tableau 7.8 de A-0069), estimées actuellement à 217 MW d'ici 2031-2032 »;

Toutefois, le Distributeur confirme que « toute augmentation de l'apport en efficacité énergétique, en énergie et en puissance, affectera les bilans en énergie et en puissance ».

Il est difficile, pour dire le moins, de comprendre comment ces différents énoncés du Distributeur peuvent se concilier entre eux. Lorsque la haute direction d'Hydro-Québec adopte des cibles en efficacité énergétique ou en « économies d'énergie » auprès de sa clientèle, elle le fait nécessairement dans le cadre de ses activités de distribution. Ce n'est certainement pas le Producteur ou le Transporteur qui gère et oriente les économies d'énergie des clients du Distributeur. Ces nouvelles cibles se qualifient donc nécessairement comme des cibles « du Distributeur ».

Ainsi, lorsqu'Hydro-Québec annonce, très publiquement, qu'il « a » doublé ses cibles d'économie d'énergie, c'est un énoncé d'« Hydro-Québec dans ses activités de Distribution », et donc du Distributeur. Il ne s'agit pas ici d'une de ces situations où le discours de la société Hydro-Québec se distingue du discours du Distributeur. Ce sont les propos du Distributeur qui se heurtent aux propos du même Distributeur.

4 mars 2024

page 7

Pour éviter (ou du moins pour réduire) la confusion, nous allons ci-après distinguer entre le « Distributeur 1 » et le « Distributeur 2 ». Le terme « Distributeur 1 » fait référence à l'équipe réglementaire qui fait ses énoncés dans le cadre de la preuve de la preuve en chef (B-0167), de l'État d'avancement 2023 (B-0168) et des réponses aux DDR; le « Distributeur 2 » fait plutôt référence aux énoncés publics d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution, lesquels, selon toute vraisemblance, émanent de la haute direction de la société d'État.

Tel qu'indiqué au début de cette section, au paragraphe 92 de la Décision procédurale, la Régie a fixé le cadre d'examen portant sur l'efficacité énergétique « en le limitant aux justifications des écarts entre les prévisions déposées en preuve dans les phases 1 et 2 du présent dossier ». Les paragraphes précédents démontrent clairement que **le Distributeur n'a pas réussi à justifier adéquatement les écarts qu'il propose entre les prévisions présentées en phase 2 par rapport à celles de la phase 1, pour la simple raison que les prévisions de la phase 2 sont contredites par des prises de position officielles d'Hydro-Québec.**

Qui plus est, le Distributeur admet, dans sa réponse 21.7 aux DDR du RNCREQ⁸, que « toute augmentation de l'apport en efficacité énergétique, en énergie et en puissance, affectera les bilans en énergie et en puissance ». Quitte à se répéter, rappelons que ce sont ces bilans qui déterminent les besoins en nouveaux approvisionnements, auxquels doivent répondre les « stratégies d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance » qui, selon le paragraphe 60 de la Décision procédurale, « constituent l'objet principal de la Phase 2 ».

On ne peut donc pas prétendre que cette différence d'opinions entre Distributeur 1 et Distributeur 2 n'est pas pertinente à l'objet principal de la Phase 2. Retenir les économies d'énergie énoncées par Distributeur 2 viendra réduire dans une certaine mesure les besoins en nouveaux approvisionnements, tant en énergie qu'en puissance, et donc les quantités de nouveaux approvisionnements qui seront requis.

L'enjeu est crucial et dans la mesure où le choix des stratégies d'approvisionnement doit s'appuyer sur les meilleurs prévisions possibles, nous estimons que les valeurs d'efficacité énergétique présentées par le Distributeur 1 doivent être écartées au profit de celles présentées par le Distributeur 2. Pour saisir l'importance de ce changement, penchons-nous sur les implications des cibles du Distributeur 2 sur ces bilans, avant de s'adresser aux stratégies d'approvisionnements, à la section 5 de ce rapport.

⁸ B-0163, p. 49.

4 mars 2024

page 8

3.2 Implications du Plan d'action 2035 sur les bilans en énergie et en puissance

Par commodité, nous avons compilé dans un seul tableau (Tableau 2, ci-dessus) les éléments suivants qui apparaissent à différents endroits dans la preuve :

- A-0169, tableau 2.1 (Prévision des ventes); et
- B-0167, tableau 4.1 (Bilan d'énergie – Approvisionnements existants);
- B-0167, tableau 4.2 (impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements prévus)⁹.

Ce tableau présente à la fois les ventes, les besoins, les approvisionnements existants et prévus, et les énergies additionnelles requises. Le Tableau 2 résume le scénario de référence et le Plan proposé.

⁹ Les différences mineures de valeur des dernières lignes de ces tableaux, comparées aux documents cités dans le présent rapport, découlent des arrondis de présentation dans la preuve du Distributeur.

4 mars 2024

page 9

Tableau 2. Bilan d'énergie et ressources requises, scénario de référence

ÉNERGIE (TWh)		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes											
Ventes identifiés dans le Plan		188.7	192	196.7	201.7	206	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
1	Résidentiel	72.4	73.2	74.5	75.4	76.8	78.2	80	81.1	82.5	83.9
2	Commercial	49	49.9	51.1	52	53.1	54.3	55.4	56.4	57.6	59
3	Industriel	67.3	68.9	71.1	74.3	76.1	78.4	80.8	84.7	89.1	94
4	PME	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
5	Alumineries	25.4	25.4	25.6	26	26.2	26.5	26.6	26.5	26.5	26.5
6	Pâtes et papiers	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	9.9	10	10.1	10.3	10.5
7	Pétrole et chimie	5.4	5.8	6.2	6.6	6.8	7.1	7.5	8.3	9.4	10.7
8	Mines	5.8	6.3	6.7	6.9	7	7.3	7.5	7.7	7.8	7.9
9	sidérurgie, fonte et affinage	8.1	8.3	8.6	9.3	9.8	10.3	11.1	12.6	14.3	16.1
10	autres	4.7	5.3	6.2	7.7	8.5	9.3	10.1	11.5	12.8	14.3
12	Ventes régulières au Québec	188.7	192.0	196.7	201.7	206.0	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
13	Autres usages	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
14	Consommation visée par le Plan	188.9	192.2	196.9	202.0	206.3	211.3	216.6	222.7	229.7	237.5
15	Pertes T&D	13.8	14.1	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	16.3	16.8	17.4
16	Besoins	202.7	206.3	211.3	216.8	221.4	226.8	232.5	239.0	246.5	254.9
17	Approvisionnements existants	199.4	199.9	197.3	196.6	196.2	196.0	195.2	192.2	190.3	188.4
18	Patrimonial	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9
19	HQP Base et cyclable	4.4	0.8								
20	HQP rappelée	1.1	1.1								
21	HQP puissance	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
22	Interruption chaînes de blocs	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
23	HQP - A/O 2021-01	0.1	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
24	Éolien	11.7	14.5	14.3	13.9	13.5	13.4	12.6	9.8	7.9	6.0
25	Cogén et PCH	2.9	2.9	2.4	2.1	2.1	2.0	2.0	1.8	1.8	1.8
26	Besoins résiduels	3.3	6.4	14.0	20.2	25.2	30.8	37.3	46.8	56.2	66.5
27	Nouveaux approvs prévus		2.1	10.3	16.9	22.9	29.8	30.8	36.4	40.2	44.0
28	Issus de projets existants		0.5	1.2	1.8	2.2	2.9	3.4	6.2	8.1	10.0
32	A/O 2023 Éolien		0.1	1.7	3.2	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33	Approvs court terme		1.0	4.1	3.0						
35	Approvs long terme - hivernal				1.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
36	Approvs long terme - annuel			2.1	6.1	9.8	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
37	Énergie addl requise	3.3	4.8	4.9	5.1	4.5	3.9	9.9	16.6	24.1	32.5
38	court terme hiver	2.9	3.0	2.6	2.7	2.7	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0
39	court terme hors hiver	0.4	2.0	2.4	2.2	2.0	1.4	3.0	3.0	3.0	3.0
40	Autres	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.1	3.9	10.6	18.1	26.5

Rappelons ici qu'au tableau 3.4 de la preuve en chef¹⁰, le Distributeur a présenté sa stratégie d'acquisition de nouveaux approvisionnements, comme suit :

¹⁰ B-0167 p. 10.

TABLEAU 3.4 :
APPELS D'OFFRES PRÉVUS

	Besoins de 2028 (automne 2027)	Besoins de 2029 (automne 2028)	Besoins de 2030 (automne 2029)	Besoins de 2031 (automne 2030)
A/O de LT (1)(2) toutes sources (2024) Énergie annuelle		750 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	450 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	800 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée
A/O de CT (2024/2025) Base hivernale	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) Base hivernale			1 400 MW puissance et énergie garantie	

Notes :

- (1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l'octroi des projets issus de l'AO 2023-01. Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issu de cet AO de LT pourront l'être par des AO de CT.
 (2) Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

Figure 3. Appels d'offres prévus par le Distributeur

Soulignons au passage qu'une liste des appels d'offres prévus ne constitue pas en fait une « stratégie ». Nous reviendrons sur les implications de cette façon de faire dans nos conclusions.

Les approvisionnements prévus suite à ces appels d'offres se trouvent aux lignes 33, 35 et 36 du Tableau 2. Avec l'ajout de ces ressources, et les apports de court terme (lignes 38 et 39), on constate à la ligne 40 que pratiquement aucun autre approvisionnement ne sera requis pendant la période du plan, sauf 3,9 TWh dans la dernière année.

Les gains en efficacité énergétique (économies d'énergie) ne sont explicités dans aucun de ces trois tableaux; ils sont plutôt intégrés dans les prévisions de ventes. Les gains indiqués pour la phase 2 au Tableau 1, ci-dessus, totalisent 10,3 TWh pendant la période du Plan; ils sont apparemment intégrés aux prévisions des ventes aux lignes 1 à 10.

Toutefois, comme on vient de le voir dans la section précédente, les gains en économies d'énergie d'ici 2035 seront, selon le Distributeur 2, environ deux fois plus grands que ceux présentés au Plan. Même le Distributeur 1 admet qu'une augmentation des gains en EÉ affectera les bilans et donc les besoins en nouveaux approvisionnements. Pour quantifier cet effet, il est nécessaire de faire quelques hypothèses sur le rythme d'acquisition de ces nouvelles ressources en efficacité. Ici, nous prenons l'hypothèse d'une croissance linéaire, à partir de 2026.

Les prévisions des gains annuels en efficacité énergétique selon le Plan initial se trouvent au Tableau 9.13 (B-0009, Plan initial), avec un total de 8,8 TWh pour la période 2023-2032. Les contributions annuelles en puissance se trouvent au Tableau 9.14. Il importe de mentionner que les données présentées dans ces Tableaux 9.13 et 9.14 sont des incréments annuels, alors que les bilans doivent plutôt tenir compte de valeurs cumulatives. Les tableaux suivants comparent les apports cumulatifs en efficacité énergétique de la phase 1 et de la phase 2, basés sur les données

4 mars 2024

page 11

annuelles qui se trouvent aux Tableaux 7.7 et 7.8 (phase 1) et aux Tableaux 9.13 et 9.14 (phase 2) :

Tableau 3. Écarts cumulatifs d'économies d'énergie entre la phase 1 et la phase 2

Économies d'énergie (TWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Phase 1 (cumulatif)	0.9	1.8	2.7	3.6	4.5	5.4	6.4	7.3	8.1	8.8
Phase 2 (cumulatif)	0.9	1.8	2.7	3.6	4.6	5.6	6.7	7.7	8.9	10.1
écart	0	0	0	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.8	1.3

Tableau 4. Écarts cumulatifs d'économies de puissance (EÉ) entre la phase 1 et la phase 2

Puissance (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Phase 1 (cumulatif)	336	504	671	843	1015	1192	1351	1494	1623
Phase 2 (cumulatif)	336	506	676	852	1036	1230	1413	1626	1843
écart	0	2	5	9	21	38	62	132	220

Ainsi, les apports cumulatifs d'ici 2032 en économies d'énergies augmentent par 1,3 TWh (de 8,8 à 10,1 TWh) entre la phase 1 et la phase 2, et la puissance par 220 MW (de 1 623 à 1 843 MW).

Les écarts entre le Plan d'action et la phase 2 sont beaucoup plus importants :

Tableau 5. Écarts cumulatifs d'économies d'énergie entre la Plan d'action et la phase 2

Économies d'énergie (TWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Phase 2 (cumulatif)	2.7	3.6	4.6	5.6	6.7	7.7	8.9	10.1	11.3	12.5	13.7
Plan d'action (cumulatif)	2.7	4.2	5.9	7.5	9.4	11.0	13.0	15.0	17.0	19.0	21.0
écart Plan d'action vs phase 2	0.0	0.6	1.3	1.9	2.7	3.3	4.1	4.9	5.7	6.5	7.3

Tableau 6. Écarts cumulatifs de puissance (EÉ) entre la Plan d'action et la phase 2

Puissance (MW)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Phase 2 (cumulatif)	506	676	852	1036	1230	1413	1626	1843	2060	2277	2494
Plan d'action (cumulatif)	506	749	1001	1264	1541	1802	2107	2417	2778	3139	3500
écart	0	73	149	228	311	389	481	574	718	862	1006

On constate ici que les apports cumulatifs d'ici 2032 en économies d'énergies augmentent de 4,9 TWh entre la phase 2 et le Plan d'action, et la puissance augmente pour sa part de 574 MW. **Les gains additionnels d'ici 2032 du Plan d'action, par rapport au Plan original, sont donc de $1,3 + 4,9 = 6,2$ TWh et de $220 + 574 = 794$ MW.**

Si l'on intègre ces gains additionnels en efficacité énergétique aux bilans d'énergie¹¹, on obtient les résultats suivants :

¹¹ Toujours selon l'hypothèse d'une croissance linéaire à partir de 2026.

4 mars 2024

page 12

Tableau 7. Bilan d'énergie et ressources requises (Plan d'action), scénario de référence

ÉNERGIE (TWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes													
Ventes identifiés dans le Plan		183.2	185.5	188.7	192	196.7	201.7	206	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
11 moins Efficacité énergétique additionnelle		0.0	0.0	-0.6	-1.3	-1.9	-2.7	-3.3	-4.1	-4.9	-5.7	-6.5	-7.3
12 Ventes régulières au Québec		183.2	185.5	188.1	190.7	194.8	199.0	202.7	206.8	211.3	216.5	222.7	229.6
13 Autres usages		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
14 Consommation visée par le Plan		183.4	185.7	188.3	190.9	195.0	199.3	203.0	207.2	211.7	217.0	223.2	230.2
15 Pertes T&D		13.5	13.6	13.8	14.1	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	16.3	16.8	17.4
16 Besoins		196.9	199.3	202.1	205.0	209.4	214.1	218.1	222.7	227.6	233.3	240.0	247.6
17 Approvisionnements existants				199.4	199.9	197.3	196.6	196.2	196.0	195.2	192.2	190.3	188.4
26 Besoins résiduels				2.7	5.1	12.1	17.5	21.9	26.7	32.4	41.1	49.7	59.2
27 Nouveaux approvs prévus					2.1	10.3	16.9	22.9	29.8	30.8	36.4	40.2	44.0
28 Issus de projets existants					0.5	1.2	1.8	2.2	2.9	3.4	6.2	8.1	10.0
29 éolien					0.4	0.7	1.0	1.4	2.1	2.4	5.1	7.0	8.9
30 cogén					0.1	0.5	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9
31 PCH										0.1	0.2	0.2	0.2
32 A/O 2023 Éolien					0.1	1.7	3.2	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33 Approvs court terme					1.0	4.1	3.0						
35 Approvs long terme - hivernal							1.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
36 Approvs long terme - annuel							2.1	6.1	9.8	15.3	15.3	15.3	15.3
37 Énergie addl requise				2.7	3.5	3.0	2.4	1.2	-0.2	5.0	10.9	17.6	25.2
38 court terme hiver				2.9	3.0	2.6	2.7	2.7	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0
39 court terme hors hiver				0.4	2.0	2.4	2.2	2.0	1.4	3.0	3.0	3.0	3.0
40 Autres				0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.1	3.9	10.6	18.1	26.5
41 Surplus				0.6	1.5	2.0	2.7	3.5	4.1	4.9	5.7	6.5	7.3

On constate que, avec les apports additionnels en efficacité énergétique annoncés par le Distributeur 2, les acquisitions de ressources prévues dans le Plan mènent à la création d'un surplus dès 2026, lequel atteindrait 4,9 TWh en 2032 et 7,3 TWh en 2035, pour un total de 38,8 TWh entre 2026 et 2035, inclusivement.

Certes, ces surplus sont (sauf dans les dernières années) moins élevés que les achats de court terme prévus dans le Plan, ce qui signifie qu'on pourra les éliminer en réduisant ou en éliminant les achats de court terme.

Il faut cependant se demander si cela constitue la meilleure stratégie. Rappelons que nous n'avons pas encore regardé l'incertitude des prévisions de la demande — qualifiées par le Distributeur 1 d'« incertitude significative » à l'égard de la décarbonation industrielle¹². Si la demande est finalement moins élevée que prévue, il est facile de réduire les achats de court terme. Il y a cependant une limite à cette option puisqu'au-delà des achats de court terme, il est impossible de réduire les achats de long terme déjà engagés. Dans un tel cas, il y aura une quantité importante d'électricité patrimoniale inutilisée (« ÉPI »), ce qui n'est pas une situation souhaitable sur le plan économique.

Alors, comment le plan d'acquisition de ressources devrait-il être modifié pour tenir compte des prévisions d'EE du Distributeur 2 ? Pour fournir un début de réponse, ajustons les acquisitions à long terme de l'énergie sur une base annuelle — la ligne 36 du tableau.

¹² B-0168, État d'avancement 2023, p. 12.

4 mars 2024

page 13

Le tableau suivant indique les résultats si les acquisitions à long terme de l'énergie sur une base annuelle sont réduites par 30 % (**4.6 TWh**), et si le début des achats de cette catégorie est reporté par un an, jusqu'en 2029. On constate que les surplus ne sont réduits à presque rien pour la période du Plan, et que d'autres ressources ne seraient requises qu'à compter de 2031 (0,6 TWh) et 2032 (3,6 TWh)¹³.

Tableau 8. Bilan d'énergie et ressources requises, scénario de référence - Plan d'action, avec réduction et report de nouvelles ressources

ÉNERGIE (TWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes													
Ventes identifiés dans le Plan		183.2	185.5	188.7	192	196.7	201.7	206	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
11 moins Efficacité énergétique additionnelle		0.0	0.0	-0.6	-1.3	-1.9	-2.7	-3.3	-4.1	-4.9	-5.7	-6.5	-7.3
12 Ventes régulières au Québec		183.2	185.5	188.1	190.7	194.8	199.0	202.7	206.8	211.3	216.5	222.7	229.6
13 Autres usages		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
14 Consommation visée par le Plan		183.4	185.7	188.3	190.9	195.0	199.3	203.0	207.2	211.7	217.0	223.2	230.2
15 Pertes T&D		13.5	13.6	13.8	14.1	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	16.3	16.8	17.4
16 Besoins		196.9	199.3	202.1	205.0	209.4	214.1	218.1	222.7	227.6	233.3	240.0	247.6
17 Approvisionnements existants				199.4	199.9	197.3	196.6	196.2	196.0	195.2	192.2	190.3	188.4
26 Besoins résiduels				2.7	5.1	12.1	17.5	21.9	26.7	32.4	41.1	49.7	59.2
27 Nouveaux approuvés prévus					2.1	8.2	15.1	20.0	25.2	26.2	31.8	35.6	39.4
28 Issus de projets existants					0.5	1.2	1.8	2.2	2.9	3.4	6.2	8.1	10.0
29 éolien					0.4	0.7	1.0	1.4	2.1	2.4	5.1	7.0	8.9
30 cogén					0.1	0.5	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9
31 PCH										0.1	0.2	0.2	0.2
32 A/O 2023 Éolien					0.1	1.7	3.2	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33 Approuvés court terme					1.0	4.1	3.0						
35 Approuvés long terme - hivernal							1.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
36 Approuvés long terme - annuel							0.0	4.3	6.9	10.7	10.7	10.7	10.7
37 Énergie addl requise				2.7	3.5	5.1	4.3	4.1	4.4	9.6	15.5	22.2	29.8
38 court terme hiver				2.9	3.0	2.6	2.7	2.7	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0
39 court terme hors hiver				0.4	2.0	2.4	2.2	2.0	1.4	3.0	3.0	3.0	3.0
40 Autres				0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.6	3.6	9.5	16.2	23.8
41 Surplus				0.6	1.5	0.0	0.6	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Le tableau suivant indique les conséquences en puissance d'une telle modification du Plan. On constate effectivement que cela créerait un besoin additionnel de puissance de 483 MW en 2028-29, et de 323 et de 612 MW dans les dernières deux années du Plan.

¹³ Note au lecteur : Par souci de cohérence avec le Plan d'action 2035, j'inclus les années 2032-2035 dans ces tableaux, mais étant donné que ces trois années sont à l'extérieur de la période du Plan, je n'en tiendrai compte dans mes conclusions.

4 mars 2024

page 14

Tableau 9. Bilan de puissance et ressources requises, scénario de référence - Plan d'action, avec réduction et report de nouvelles ressources

Puissance (MW)	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35
Besoins prévus dans le Plan	40,846	41,303	41,810	42,330	43,240	43,925	44,640	45,432	46,489	47,684	48,895
Chauffage des espaces Résidentiel	15,094	15,211	15,299	15,357	15,378	15,367	15,338	15,331	15,333	15,348	15,255
Chauffage des espaces Commercial	3,721	3,739	3,752	3,758	3,757	3,749	3,741	3,738	3,737	3,737	3,708
Eau chaude Résidentiel	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140	2,144	2,156	2,169
Industriel	9,570	9,630	9,682	9,702	9,682	9,660	9,655	9,657	9,699	9,793	9,888
Décarbonation des procédés industriels	89	156	242	327	763	1,058	1,352	1,644	2,198	2,757	3,315
Fillière batterie	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaîne de blocs (estimé)	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicule électriques	168	229	319	456	664	932	1,299	1,726	2,140	2,549	2,922
Photovoltaïque	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9,343	9,305	9,286	9,261	9,298	9,334	9,334	9,284	9,291	9,338	9,589
Réduction Efficacité énergétique additionnelle	0	-73	-149	-228	-311	-389	-481	-574	-718	-862	-1,006
Besoins à la pointe	40,846	41,230	41,661	42,102	42,929	43,536	44,159	44,858	45,771	46,822	47,889
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4,256	4,376	4,588	4,669	4,749	4,829	4,909	4,989	5,105	5,236	5,369
Besoins à la pointe - incluant la réserve	45,102	45,606	46,249	46,999	47,988	48,365	49,548	49,847	50,876	52,920	54,265
Approvisionnement existants	44,070	44,461	45,198	43,879	43,962	43,970	44,016	43,949	43,705	43,277	43,008
Electricité patrimoniale	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442	37,442
Contrats avec HQP											
_ Base et cyclable	600	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0
_ Puissance rappelée	697	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0
_ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
_ A/O 2021-01 -HQP	0	0	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme											
_ Eolien	1,486	1,486	1,900	1,860	1,816	1,763	1,763	1,699	1,487	1,058	804
_ Cogénération	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
_ Petite hydraulique	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance											
_ Electricité interruptible	1,004	1,046	1,057	1,057	1,078	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099
_ GDP Affaires	611	675	707	750	782	825	879	889	889	889	889
_ Tarification dynamique	371	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
_ Hilo	166	257	370	491	621	621	621	621	621	621	621
Autres moyens	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
Besoins résiduels	1,032	1,145	1,051	3,120	4,026	4,395	5,532	5,898	7,171	9,643	11,257
Nouveaux approvisionnements prévus											
Approvisionnements issus de projets existant	-	-	44	136	243	299	309	386	632	1,061	1,331
A/O 2023 - Eolien	-	-	-	200	400	600	600	600	600	600	600
Approvisionnements de court terme	-	-	-	1,400	1,400	-	-	-	-	-	-
Approvs long terme - hivernal	-	-	-	-	-	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Approvs long terme - annuel	-	-	-	-	0	840	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Puissance additionnelle requise	1,032	1,145	1,007	1,384	1,983	1,256	1,823	2,112	3,139	5,182	6,526
Contribution des marchés de court terme	1,032	1,145	1,007	1,384	1,500	1,256	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	483	0	323	612	1,639	3,682	5,026

Ce Tableau 9 révèle que le fait de réduire les achats à long terme par 4,6 TWh résout le problème de surplus en énergie, mais en crée un manque à combler en puissance, pendant trois hivers non consécutifs (483 MW en 2028-29, et de 323 et de 612 MW dans les dernières deux années du Plan).

À la lumière de ce constat, on peut donc se poser la question suivante : est-ce que l'acquisition sur 20 ans de 4,6 TWh d'énergie (la différence entre ce scénario et celui proposé par le Distributeur) est la meilleure stratégie pour répondre à un besoin de puissance de quelques centaines de MW ?

Rappelons que, dans les prévisions de la demande qui fondent les bases de cette audience, les prévisions des gains en puissance indiquent que :

4 mars 2024

page 15

- Hilo n'augmentera pas après 2028-29;
- La tarification dynamique n'augmentera pas après 2025-26;
- L'électricité interruptible n'augmentera pas après 2028-29, malgré l'ajout de quantités importantes de charges qui sont en théorie interruptible (par ex., la production d'hydrogène vert);
- Le parc existant de chauffe-eau ne sera pas exploité comme moyen de GDP avant 2035; et
- Les « autres moyens » n'augmenteront pas significativement après 2026-27.

Il semble donc qu'il y a un potentiel assez important d'augmentation des ressources en gestion de la pointe. Les détails de ce potentiel sont à l'extérieur du cadre de cette audience, la Régie n'ayant pas demandé des mises à jour sur ces éléments pour l'État d'avancement 2023. Toutefois, en reconnaissant l'existence de ce potentiel (sans nécessairement le chiffrer), il devient difficile de justifier l'acquisition des ressources en énergie à long terme pour répondre à un besoin en puissance qui ne se mesure qu'en quelques centaines de MW.

Le scénario présenté au Tableau 9 semble donc représenter un meilleur plan pour répondre au scénario de référence que celui décrit au Tableau 2 (qui reflète les ressources additionnelles selon le Tableau 3.4 du Distributeur (notre Figure 3)). Les changements sont :

- Augmentation des gains en efficacité énergétique, selon le Plan d'action;
- Réduction de 30 % des quantités d'énergie additionnelle à acquérir en « énergie annuelle » ; et
- Délai d'un an dans l'acquisition de ces ressources en « énergie annuelle ».

À ce stade-ci, les nouveaux approvisionnements présentés au Tableau 9 nous apparaissent plus appropriés que ceux proposés par le Distributeur pour répondre au scénario de référence. Cela dit, d'autres questions se posent également, comme nous le verrons dans les sections qui suivent.

4 Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance

Le Distributeur détient plusieurs contrats d'approvisionnements qui viennent à l'échéance pendant la période du Plan, dont notamment :

- Les contrats de base et cyclable avec HQP;

4 mars 2024

page 16

- 10 contrats d'énergie éolienne, totalisant 1 143 MW en puissance contractuelle;
- 3 contrats de petites centrales hydrauliques (« PCH »), totalisant 23,2 MW et 111,4 GWh, sur une base contractuelle; et
- 9 contrats d'électricité de biomasse, dont un déjà venu à l'échéance, totalisant 138,3 MW et 967,2 GWh, sur une base contractuelle.

Les quantités en question de PCH et de biomasse étant relativement petites, nos commentaires se limiteront aux deux premiers éléments.

4.1 Les contrats avec HQP

Les deux contrats avec HQP découlent de l'A/O 2002-01 et se terminent en 2027. Ils représentent 1 400 MW de puissance et une quantité variable d'énergie. Ils ne comportent aucune clause de renouvellement ni d'extension. Sans minimiser l'importance d'autres facteurs, il importe de reconnaître que c'est surtout l'échéance de ces deux contrats qui met fin aux surplus qui pesaient sur les bilans du Distributeur depuis longtemps. Rappelons aussi que ces surplus ont causé bien des soucis au Distributeur, au point que la volonté d'écouler ces surplus à mener entre autres à des efforts importants pour attirer des mineurs de cryptomonnaies, une initiative maintenant abandonnée à l'approche de la fin des surplus.

Cela dit, il importe de souligner que, contrairement à ce qu'on lit dans les journaux, cette « fin de surplus » s'applique au Distributeur seulement, et non pas à la société Hydro-Québec comme telle. L'existence ou non de surplus auprès de la société d'État est une information confidentielle, inconnue du public et de la Régie et (peut-être) également par le Distributeur lui-même.

Au Plan présenté par le Distributeur, la disparition de ces 1 400 MW en 2027-28 est palliée par l'achat d'une quantité identique « d'approvisionnement en court terme » de puissance.

Questionné sur cet ajout, le Distributeur répond :

Les quantités mentionnées par l'intervenant pourraient être considérées comme étant dans la continuité de celles prévues aux contrats de base et cyclable conclus avec le Producteur, qui prendront fin en 2027.

En ce sens, dans le contexte des appels d'offres visant l'acquisition de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029, le Producteur pourrait être envisagé en tant que fournisseur potentiel¹⁴.

¹⁴ B-0158, p. 17, R5.2.

4 mars 2024

page 17

Il n'est par ailleurs pas évident de savoir quel autre fournisseur que HQP pourrait fournir 1400 MW, au-delà des achats de 1 200 MW (ou plus) chaque année sur les marchés de court terme déjà prévu au Plan.

Le Plan ne précise pas les modalités d'acquisition de cette ressource, mais s'il s'agit un appel d'offres où il n'existe qu'un seul fournisseur potentiel, des questions importantes se posent. Le but d'un appel d'offres est de remplacer la fixation du prix sur la base des coûts par un processus concurrentiel, mais s'il n'y a qu'un seul fournisseur possible, il n'y aura pas de concurrence. Comment donc fixer le prix, pour éviter que ce fournisseur ne profite indûment de son statut de fournisseur unique ?

Étant donné que dans ce cas le fournisseur et l'acheteur constituent en réalité une seule et même compagnie, la véritable question est : quel montant devrait être attribué aux tarifs futurs des consommateurs réglementés ? Le faire selon les coûts du fournisseur serait la solution évidente, mais le présent cadre réglementaire actuel ne le permet pas.

En fait, il n'est pas évident de savoir comment le cadre réglementaire actuel permettrait l'acquisition de cette nouvelle ressource qui ne découlerait pas d'un appel d'offres concurrentiel. Les propos du Distributeur nous laisse sous l'impression qu'il prévoit un renouvellement de contrat l'absence d'une clause de renouvellement, mais peut-être que les audiences permettront de jeter davantage de lumière sur cette question.

4.2 Les contrats éoliens

Dans le dossier R-4207-2022, j'avais contribué au mémoire du RNCREQ¹⁵ qui soulevait des questions liées aux parcs éoliens existants. Dans ce mémoire, on y soulignait :

- qu'à notre connaissance les parcs éoliens existants ne comportent pas de clauses de renouvellement, mais plutôt une exigence de démantèlement à leur échéance, et
- que, toute autre chose étant égale, l'intérêt public serait mieux desservi si de telles installations pouvaient continuer à produire de l'électricité plutôt que d'être démantelées. Ce constat valant tant pour une perspective environnementale qu'économique.

Cela est d'autant plus vrai aujourd'hui, face à l'explosion de la demande prévue.

Au présent Plan, le Distributeur indique pour la première fois qu'il entend mettre en place un programme pour maintenir les approvisionnements de ces actifs, et dans ses bilans il présume que 100% de ces actifs seront ainsi renouvelés. Toutefois, les informations présentées à l'appui de cette présomption laissent grandement à désirer :

¹⁵ R-4207-2022, C-RNCREQ-0012, section 4.2, p. 30 et suivantes.

4 mars 2024

page 18

- D'une part, le Distributeur prétend être dans l'incapacité d'expliquer sa façon de faire avant que le gouvernement n'édicte un décret fixant la capacité maximale qui peut être couverte par un tel programme, et ce, malgré le fait que le gouvernement n'ait aucune obligation d'émettre un tel décret et que le pouvoir du Distributeur de mettre en place un tel programme ne dépend pas de l'existence d'un tel décret;
- Quoiqu'il affirme que les fournisseurs en question peuvent « gérer le risque associé à la fiabilité des éoliennes après la durée contractuelle originale »¹⁶, il n'explique pas comment la durée du nouveau contrat et son prix peuvent être fixés, étant donné que l'état des actifs et l'ampleur des investissements qui seraient requis pour le faire varie au cas par cas.

Dans le mémoire du RNCREQ précité, nous avons fait référence à des processus réglementaires entamés dans le passé en Ontario et en Colombie-Britannique, en suggérant que le Distributeur pourrait apprendre de leurs expériences. Le Distributeur affirme cependant ici n'avoir fait aucun balisage¹⁷.

À l'époque du dossier R-4207-2022, le Distributeur proposait simplement que les fournisseurs actuels puissent participer aux appels d'offres futurs, sans programme particulier :

Les opérateurs d'actifs de production existants sous contrats avec le Distributeur et dont l'échéance du contrat est antérieure au début des livraisons commerciales pourraient être admissibles à participer aux appels d'offres avec les mêmes équipements de production, dans la mesure où l'ensemble des exigences des appels d'offres sont respectées¹⁸.

Les critères sont applicables uniformément à toutes sources de production admissibles, peu importe si les actifs de production sont existants ou non. Pour un projet avec des actifs de production existants, le soumissionnaire devra faire la démonstration que son projet répond à l'ensemble des exigences sous-jacentes à chacun des critères de la grille¹⁹.

À cela, le RNCREQ formulait les observations suivantes :

Il est intéressant de noter que HQP a eu une approche très différente, lorsque ses contrats de petite hydraulique sont venus à l'échéance. Il a plutôt proposé des renouvellements avec des prix fixes autour de 4 cents/kWh, ce qui représentait la valeur de l'énergie pour lui.

Tous ces trois processus ont essayé de répondre à la même question, à savoir: quel est le juste prix à payer pour permettre que les projets existants continuent de fonctionner, sans créer des profits excessifs ?

¹⁶ B-0162, p. 13, R. 3.2.

¹⁷ B-0163, p. 43, R19.7.

¹⁸ B-0012, p. 15-16, R-2.3.

¹⁹ B-0012, p. 16, R-2.3.1.

4 mars 2024

page 19

Autrement dit, comment doit-on procéder pour s'assurer que le renouvellement des contrats existants se fasse à un prix qui permette d'une part au Distributeur de profiter de la réduction de coûts associés au renouvellement de contrat pour un parc existant, et d'autre part permettre au promoteur de continuer d'opérer et de toucher un profit raisonnable ?

C'est évidemment l'objectif d'un appel d'offres. Mais le fait de mettre des opérateurs de parcs existants en concurrence avec des nouveaux projets dans un seul et unique appel d'offres risque fort de ne pas mener au résultat voulu. Autrement dit, l'opérateur d'un parc existant n'aura aucun incitatif à faire des soumissions en fonction de ses véritables coûts, sachant que la concurrence (les nouveaux projets) aura des coûts beaucoup plus élevés.

Dans ce sens, les propriétaires des parcs existants se trouveront dans la même situation que se trouvait HQP dans l'AO 2002-01, où le prix qu'il devait battre était essentiellement celui de la production thermique, de loin plus élevé que ses propres coûts.

[références omises et coquilles corrigées]

Il s'agit donc d'un pas vers l'avant que le Distributeur réalise maintenant en manifestant une volonté de traiter de façon distincte les parcs éoliens existants de ceux qui seront à construire. Mais comment trouver le prix approprié étant donné que les investissements requis pour permettre une extension de 20 ans (environ) peuvent varier beaucoup entre un parc et un autre? Comment assurer le maintien de la ressource, sans payer trop?

La preuve du Distributeur dans le présent dossier n'offre aucune réponse à ces questions, puisque le Distributeur se contente de reporter le dépôt d'un tel programme « en temps opportun ». Malgré ce manque total de prévisions sur son programme, il présume néanmoins que 100% de la production éolienne qui vient prochainement à échéance sera toujours présente « en temps opportun », c'est-à-dire à plus long terme. Sans autres appuis, il faut qualifier cette présomption comme trop optimiste.

Dans le cadre d'une saine perspective de planification, il serait plus prudent de présumer que, pour une raison ou une autre, un certain pourcentage de ces actifs ne serait pas renouvelé, ce qui aura l'effet de réduire les « approvisionnements existants » dans les bilans d'énergie et de puissance.

Dans le présent dossier, où les modalités d'un tel programme n'ont même pas été présentées, il serait probablement plus prudent de prendre l'hypothèse d'un taux de renouvellement de 75% plutôt que de 100%.

4 mars 2024

page 20

5 Les stratégies d'acquisition et les approvisionnements additionnels requis

5.1 Le cadre de l'audience

Dans sa décision D-2023-144, la Régie indique clairement que l'objet principal de cette phase 2 consiste en l'étude des « stratégies d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance ». C'est à la section 3.5 de la preuve en chef que cette stratégie est articulée. On y apprend que :

« le Distributeur prévoit avoir recours à des approvisionnements additionnels qui seront obtenus soit par des appels d'offres de long terme, soit par des appels d'offres de court terme (contrats d'une durée de moins d'un an) »²⁰.

On apprend également que:

« les produits visés seront à la fois de l'énergie et de la puissance hivernales (base hivernale) et de l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée »;

« les appels d'offres de court terme se feront conformément à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* approuvée par la Régie »; et

« Les volumes identifiés au tableau 3.4 pourraient être revus suivant l'évolution des besoins et de la contribution des différents moyens ».

Ce sont effectivement des précisions utiles. Cela dit, ces précisions ne révèlent rien sur la *stratégie* par laquelle le Distributeur entend répondre aux grandes incertitudes qui caractérisent sa prévision de la demande, notamment à l'égard de la décarbonation industrielle ainsi qu'à la transition énergétique en général.

Le Tableau 3.4 du Distributeur (Figure 3 ci-dessus) présente effectivement un plan d'acquisition de ressources, mais c'est un plan précis qui ne s'applique qu'au scénario de référence. Si l'évolution de la demande s'avérait plus forte ou plus faible que le scénario de référence, quelles seraient les conséquences de suivre ce plan ? Le Distributeur a-t-il une stratégie pour modifier ce plan si la croissance de la demande ne suit pas le scénario de référence? Nous n'en savons rien.

Devant une absence de réponse à ces questions importantes dans la preuve du Distributeur, nous essaierons dans les prochaines sections de comprendre les conséquences de ce plan devant différents scénarios de la demande.

²⁰ B-0167, p. 10.

4 mars 2024

page 21

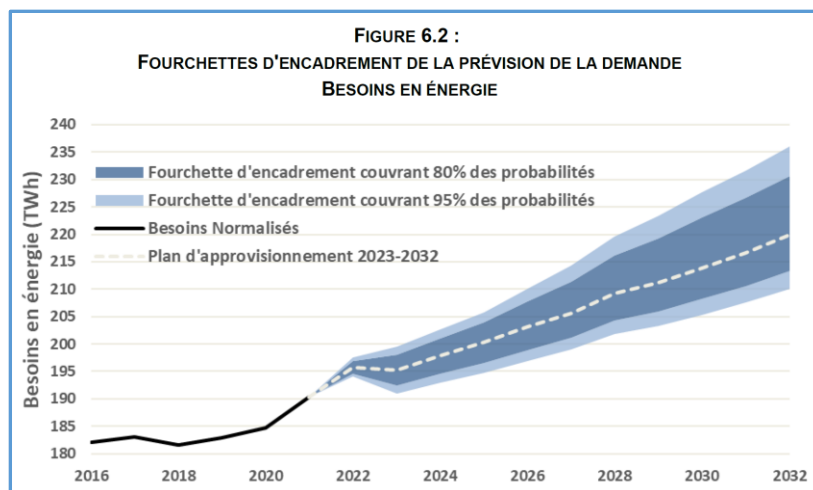
5.2 Les scénarios d'encadrement

5.2.1 Les critères de fiabilité et les fourchettes d'encadrement

Les critères de fiabilité du Distributeur ont été adoptés par la Régie dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014, dans le dossier R-3550-2004²¹. Dans sa preuve, le Distributeur avait bien expliqué sa méthode, qui commence avec des simulations probabilistes des besoins en fonctions d'un grand nombre de scénarios climatiques, pour le scénario moyen²². Ensuite, le même processus avait été appliqué autour des scénarios fort et faible, pour déterminer les aléas de la demande, basée sur la méthode Monte-Carlo à conditions climatiques normales. Les aléas de la demande découlaient donc des scénarios fort et faible.

Dans cette même audience, la Régie avait accepté ces nouveaux critères de fiabilité, qui se basaient sur les écarts-type d'une distribution probabilistique autour du « scénario moyen », tenant compte d'une période de 5 ans pour l'énergie, et de 4 ans pour la puissance²³. Ces écarts-type permettaient de calculer les aléas et les fourchettes d'encadrement.

Dans le Plan original, le Distributeur a présenté les fourchettes d'encadrement ($\pm 1,3$ écarts-type) des besoins pour chaque année du Plan²⁴, et il les a utilisés pour produire les graphiques suivants²⁵ :



²¹ L'auteur de ce rapport avait été reconnu comme expert en fiabilité énergétique par la Régie dans le dossier R-3550-2004 (R-3550-2004, N.S. du 10 janvier 2005, p. 25).

²² R-3550-2004, HQD-2, doc. 1, p. 38-40.

²³ D-2005-178, pages 10-13. Cette dissidence faisait l'objet d'une dissidence du régisseur M. Anthony Frayne, mais sur des aspects qui ne nous concernent pas ici.

²⁴ B-0009, Tableaux 6.1 et 6.2, pages 23 et 24.

²⁵ Id., pp. 24 et 25.

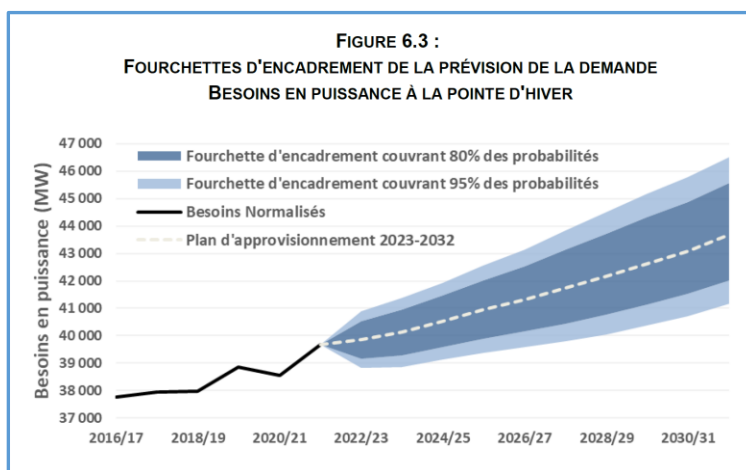


Figure 4. Fourchettes d'encadrement du Plan original

Toutefois, dans l'État d'avancement 2023 (B-0168) et la preuve de la phase 2 (B-0167), ces fourchettes ne sont pas mises à jour. Le Distributeur se contentant de seulement mettre à jour les aléas pour les périodes requises par les critères de fiabilité²⁶.

Ces informations ne permettent donc pas de reconstruire les scénarios fort et faible ni les fourchettes d'encadrement qui correspondent aux nouvelles prévisions de la demande. Le Distributeur précise les achats d'énergie dans un scénario de demande forte, mais se limite à trois années seulement²⁷ :

TWh	2027	2028	2029
Achats d'énergie - scénario de demande forte	10,6	11,7	12,0

Figure 5. Achats d'énergie dans un scénario de demande forte

Il plane donc une incertitude importante quant aux implications d'un scénario fort ou faible de la demande.

Ces questions ne sont pas que théoriques. Le futur étant inconnu, le scénario de référence n'est qu'un scénario parmi plusieurs autres possibles. Entre le dépôt du Plan initial et celui de l'État d'avancement 2023, il ne s'est écoulé qu'une seule année, mais le scénario qui était initialement le « scénario fort » est devenu le scénario de référence, comme le démontre le graphique suivant produit par l'AQCIE-CIFQ²⁸.

²⁶ B-0161, p. 18-19, R5.1.

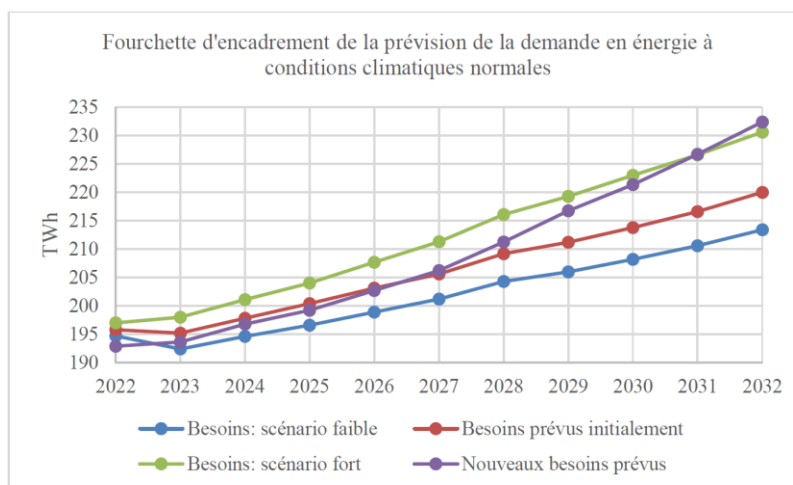
²⁷ B-0152, p. 33.

²⁸ B-0160, p. 6.

4 mars 2024

page 23

Tableau 10. Relation entre Scénarios de référence, phase 1 et phase 2



Les conséquences des erreurs de planification peuvent être très importantes. L'engagement à long terme de nouvelles ressources peut produire des surplus coûteux si la demande n'est pas au rendez-vous (scénario faible). Et, si les ressources requises ne sont pas engagées à temps (scénario fort), le Distributeur peut se trouver dans l'incapacité de desservir la demande. Évidemment, cela entraîne des conséquences importantes sur le plan économique, social et — dans la mesure où l'électrification fait partie de la demande non desservie — environnemental.

Pour toutes ces raisons, il est crucial de bien comprendre les scénarios d'encadrement. C'est précisément en raison de la gravité possible des conséquences que pourraient avoir des erreurs de planification que des méthodes plus sophistiquées ont été développées afin de fixer des stratégies d'approvisionnements qui sont suffisamment robustes pour permettre de répondre de façon optimale à différents cheminements de croissance de la demande. Malheureusement, en omettant de préciser les fourchettes d'encadrement et en se limitant uniquement au respect des critères de fiabilité, le Distributeur ne propose pas de stratégie d'approvisionnement digne de ce nom.

Il est également important de se rappeler que ces critères de fiabilité ont été fixés il y a presque 20 ans, à un moment où l'électricité patrimoniale était toujours suffisante pour répondre aux besoins du Distributeur. Certes, les prévisions de la demande de l'époque prévoyaient une croissance énorme. Les besoins prévus en 2004 (scénario de référence) pour 2014 étaient de 198,6 TWh, mais ce chiffre n'est maintenant prévu pour être dépassé seulement qu'à partir de 2025. Cela dit, le processus d'acquisition de nouvelles ressources, à l'époque, n'avait pas encore été vécu.

Finalement, il importe également de se rappeler la recommandation no 8 de l'avis A-2004-01 du dossier R-3526-2004, qui se lit :

4 mars 2024

page 24

La Régie recommande que les critères de fiabilité retenus et l'état des réserves pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois soient soumis à un examen public sur une base régulière. Cet examen peut se faire à l'occasion de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur.

(caractères gras dans l'original; nos soulignements)

Dans le Plan original, le Distributeur a présenté les aléas sur les besoins en énergie et en puissance pour chaque année de la période de planification²⁹. Ces aléas, comme les fourchettes d'encadrement, se basent sur une simulation de la méthode de Monte-Carlo, qui produit une distribution de probabilités des valeurs possibles des besoins annuels à conditions climatiques normales³⁰. Or, il semble que, dans sa préparation pour cette phase 2, le Distributeur n'a pas refait cette analyse, malgré les changements importants du scénario de référence³¹.

Il importe de se rappeler que la présentation des scénarios d'encadrement permet de démontrer la robustesse d'un plan — c'est-à-dire qu'il soit capable de s'ajuster pour répondre aux éventualités différentes de celles décrites dans le scénario de référence. Ainsi, dans sa preuve au dossier R-3550-2004, le Distributeur avait présenté une section sous le titre « Ajustements en cas d'imprévis », qui expliquait comment la stratégie d'approvisionnement serait ajustée dans le cas d'un scénario fort ou dans le cas d'un scénario faible³².

Or, dans le cas du Plan d'approvisionnement 2023-2032, aucune telle section n'est présentée. En fait, le Distributeur n'indique aucunement comment il répondrait en cas d'une croissance de la demande plus grande ou plus faible que prévue et, par conséquent, il ne fait aucune démonstration que les résultats de son plan sont acceptables dans un cas ou dans l'autre.

Ce sont pourtant des questions de grande importance. Dans la prochaine section, nous tenterons d'y répondre, sur la base des données incomplètes présentées au dossier.

5.2.2 Conséquences du Plan dans l'éventualité d'un scénario fort ou d'un scénario faible

Pour les fins de cet exercice, il a été nécessaire d'estimer les fourchettes d'encadrement actuelles. Selon les fourchettes d'encadrement présentées au Plan, il était prévu qu'en 2032 les besoins normalisés selon le scénario fort excéderaient ceux du scénario de référence par environ 15 TWh, et le scénario faible serait d'environ 10 TWh de moins que le scénario de référence.

²⁹ B-0009, Tabl. 6.3 et 6.4, p. 26.

³⁰ Ibid., p. 24.

³¹ B-0163, p. 39, R18.2.

³² R-3550-2004, HQD-3, doc. 3, pages 19-20.

4 mars 2024

page 25

Ces mêmes proportions, appliquées au nouveau scénario de référence, donnent les fourchettes d'encadrement suivantes :

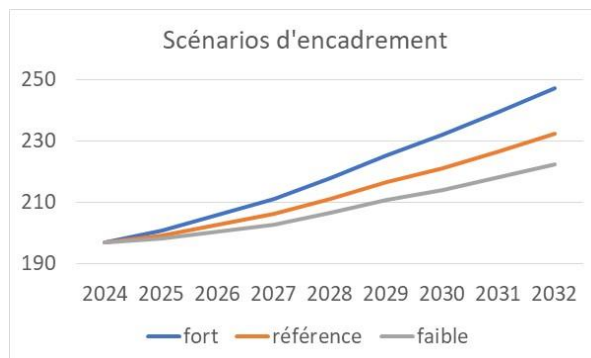


Figure 6. Scénarios d'encadrement estimés (phase 2)

Les besoins en énergie additionnelle selon ce scénario fort sont indiqués à la ligne 15A du tableau suivant, et ils se reflètent dans les « Énergies additionnelles requises – Autres » à la dernière ligne.

Tableau 11. Bilan d'énergie, scénario fort

ÉNERGIE (TWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes										
Ventes identifiés dans le Plan	188.7	192	196.7	201.7	206	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
11 moins Efficacité énergétique additionnelle	-0.6	-1.3	-1.9	-2.7	-3.3	-4.1	-4.9	-5.7	-6.5	-7.3
12 Ventes régulières au Québec	188.1	190.7	194.8	199.0	202.7	206.8	211.3	216.5	222.7	229.6
14 Consommation visée par le Plan	188.3	190.9	195.0	199.3	203.0	207.2	211.7	217.0	223.2	230.2
15 Pertes T&D	13.8	14.1	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	16.3	16.8	17.4
15A Besoins incrémentiels (décrementiels)	3.3	5.0	6.8	8.7	10.7	12.8	15.0	17.2	19.4	21.6
16 Besoins	205.4	210.0	216.2	222.9	228.8	235.5	242.6	250.5	259.4	269.2
17 Approvisionnements existants	199.4	199.9	197.3	196.6	196.2	196.0	195.2	192.2	190.3	188.4
26 Besoins résiduels	6.0	10.1	18.9	26.3	32.6	39.5	47.4	58.3	69.1	80.8
27 Nouveaux approuvés prévus		2.1	10.3	16.9	22.9	29.8	30.8	36.4	40.2	44.0
28 Issus de projets existants		0.5	1.2	1.8	2.2	2.9	3.4	6.2	8.1	10.0
32 A/O 2023 Éolien		0.1	1.7	3.2	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33 Approuvés court terme		1.0	4.1	3.0						
35 Approuvés long terme - hivernal				1.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
36 Approuvés long terme - annuel			2.1	6.1	9.8	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
37 Énergie addl requise	6.0	8.5	9.8	11.2	11.9	12.6	20.0	28.1	37.0	46.8
38 court terme hiver	2.9	3.0	2.6	2.7	2.7	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0
39 court terme hors hiver	0.4	2.0	2.4	2.2	2.0	1.4	3.0	3.0	3.0	3.0
40 Autres	2.7	3.5	4.8	6.3	7.2	8.8	14.0	22.1	31.0	40.8

Ces besoins additionnels sont très importants, passant de 2,7 TWh en 2026 à 14 TWh additionnels en 2032 (et 40,8 TWh en 2035). Cette augmentation est à sa face même considérable, mais c'est en réalité bien plus inquiétant puisqu'elle s'ajoute aux nouvelles ressources déjà proposées dans cette phase 2. De plus, dans ce tableau, on tient déjà compte des objectifs en efficacité énergétique plus ambitieux annoncés par le Distributeur 2 (ligne 11).

4 mars 2024

page 26

On peut donc se demander : est-ce que le Distributeur serait capable d'obtenir ces importantes quantités d'énergie requises à temps si la demande devait suivre un scénario fort? Les critères de fiabilité, retenus par la Régie en 2005, se limitent à cinq ans pour l'énergie, parce qu'on présume que, pour des périodes plus longues, le Distributeur pourra se procurer des approvisionnements requis par appel d'offres de long terme. Mais ici, le Distributeur s'est déjà engagé à contracter d'importantes ressources à long terme. Doit-on alors présumer que sa capacité de trouver et d'intégrer de nouvelles sources d'énergie est illimitée? Il est peu probable que, au moment où ces critères ont été proposés et adoptés en 2005, cette situation ait été considérée. Par ailleurs, en indiquant ses besoins en ressources additionnelles requises en cas d'un scénario fort (son Tableau R-10.1.2, notre Figure 5), le Distributeur n'a donné aucune indication sur comment il allait les obtenir, ni à quel prix.

Il importe également de reconnaître que, quoique la fiabilité est bien évidemment un aspect fondamental de la planification, elle n'englobe pas en soi l'ensemble des enjeux auxquels l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie fait référence, comme par exemple la minimisation du coût de service et la minimisation des impacts environnementaux (dont notamment les émissions de carbone). Toutefois, selon notre compréhension, le cadre d'examen de ce dossier se limite au respect du critère de fiabilité.

À l'opposé, que se passerait-il si la croissance de la demande devait plutôt suivre le scénario faible? Le prochain tableau donne un aperçu de la réponse.

Tableau 12. Bilan d'énergie, scénario faible

ÉNERGIE (TWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes										
Ventes identifiés dans le Plan	188.7	192	196.7	201.7	206	210.9	216.2	222.2	229.2	236.9
11 moins Efficacité énergétique additionnelle	-0.6	-1.3	-1.9	-2.7	-3.3	-4.1	-4.9	-5.7	-6.5	-7.3
12 Ventes régulières au Québec	188.1	190.7	194.8	199.0	202.7	206.8	211.3	216.5	222.7	229.6
14 Consommation visée par le Plan	188.3	190.9	195.0	199.3	203.0	207.2	211.7	217.0	223.2	230.2
15 Pertes T&D	13.8	14.1	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	16.3	16.8	17.4
15A Besoins incrémentiels (décrementiels)	-2.2	-3.3	-4.5	-5.8	-7.1	-8.5	-10.0	-11.5	-12.9	-14.4
16 Besoins	199.9	201.7	204.8	208.3	210.9	214.1	217.6	221.8	227.1	233.2
17 Approvisionnements existants	199.4	199.9	197.3	196.6	196.2	196.0	195.2	192.2	190.3	188.4
26 Besoins résiduels	0.5	1.8	7.5	11.7	14.7	18.1	22.4	29.6	36.8	44.8
27 Nouveaux approvs prévus		2.1	10.3	16.9	22.9	29.8	30.8	36.4	40.2	44.0
28 Issus de projets existants		0.5	1.2	1.8	2.2	2.9	3.4	6.2	8.1	10.0
32 A/O 2023 Éolien		0.1	1.7	3.2	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33 Approvs court terme		1.0	4.1	3.0						
35 Approvs long terme - hivernal				1.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
36 Approvs long terme - annuel			2.1	6.1	9.8	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
37 Énergie addl requise	0.5	0.2	-1.6	-3.4	-6.0	-8.8	-5.0	-0.6	4.7	10.8
38 court terme hiver	2.9	3.0	2.6	2.7	2.7	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0
39 court terme hors hiver	0.4	2.0	2.4	2.2	2.0	1.4	3.0	3.0	3.0	3.0
40 Autres	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41 Surplus	2.8	4.8	6.6	8.3	10.7	12.6	11.0	6.6	1.3	0.0

4 mars 2024

page 27

Dans ce scénario, si le Distributeur allait de l'avant avec les ressources qu'il propose d'ajouter, il se retrouverait avec des surplus allant de 2,8 TWh en 2026 à 12,6 TWh en 2031 — des surplus qui signifient, dans le cadre réglementaire actuel, des quantités importantes d'énergie patrimoniale inutilisée.

On peut peut-être présumer que, si les prévisions de la demande diminuaient, les acquisitions de ressources à long terme du Distributeur ralentiraient à leur tour. Or, pour cela, il faut que le Distributeur tienne compte de la situation en temps opportun et qu'il agisse dans la fenêtre de temps disponible.

Malheureusement, la « stratégie » proposée par le Distributeur n'adresse guère sa capacité de répondre à des situations changeantes. Il explique :

La stratégie d'approvisionnement que le Distributeur présente dans sa preuve se base sur le scénario de référence des besoins en énergie à conditions climatiques normales. En ce sens, l'aléa de la demande n'intervient pas directement sur l'établissement des quantités d'énergie à approvisionner tel que présenté dans la preuve du Distributeur.

Toutefois, le Distributeur, par la flexibilité que lui permet sa stratégie d'approvisionnement, ainsi que par une vigie en continu des données, analyses et constats communiqués par ses différents fournisseurs, se donne les moyens de s'adapter à l'aléa de la demande³³.

Or, cette « flexibilité que lui permet sa stratégie d'approvisionnement » n'est pas explicitée ni quantifiée par le Distributeur dans sa preuve. Est-ce adéquat pour répondre à un scénario faible sans créer d'énormes surplus? La preuve ne nous éclaire pas sur cette question névralgique.

5.3 Les surplus de la dernière décennie

Pendant une longue période, laquelle tire maintenant à sa fin, le Distributeur nageait dans des surplus, ayant acquis plus d'énergie et de puissance que ne le requerraient ses clients. Ces surplus avaient des effets néfastes sur le plan financier et, de plus, créaient une pression à la baisse sur ses coûts évités, réduisant ainsi la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique.

Sur ce deuxième point, je cite un extrait du rapport que j'ai corédigé avec Jules Bélanger (alors analyste d'Option Consommateurs, mais maintenant chez Hydro-Québec) dans le cadre du dossier R-4043-2018:

5.6 L'influence des coûts évités pour les programmes d'HQD

Les coûts évités utilisés par HQD ont baissé de façon continue depuis que son bilan énergétique a affiché un surplus en 2009. Depuis, HQD applique un coût évité en hiver, basé sur son estimation du prix au marché de New York pendant l'ensemble des heures d'hiver, et un coût évité hors

³³ B-0163, p. 13, R8.1.

4 mars 2024

page 28

hiver, basé sur le prix de l'électricité patrimoniale. Ses coûts évités de long terme, basés sur le prix des soumissions au dernier appel d'offres d'énergie éolienne, sont sensiblement plus élevés.

Depuis 2009, la durée appréhendée de ce surplus ne cesse d'augmenter. Afin d'évaluer la rentabilité de ses mesures d'efficacité énergétique, HQD fait appel à la valeur actualisée des coûts évités pendant la vie utile de la mesure. Cela implique que, plus la période de surplus est longue, plus la valeur actualisée des coûts évités en énergie est faible.

Ainsi, pour une mesure donnée d'efficacité énergétique, les coûts évités estimés par HQD en 2019 sont beaucoup plus faibles qu'ils ne l'étaient en 2009. Quoique le Distributeur n'a jamais, à notre connaissance, invoqué directement la réduction des coûts évités pour justifier une réduction des efforts en efficacité énergétique, il semble probable que cela a été un facteur important dans ses prises de décision³⁴. (nos soulignements)

Par ailleurs, la section 4.1 de ce rapport, reproduite en Annexe 1, démontre que l'ampleur des programmes d'efficacité énergétique d'HQD avait à l'époque diminué drastiquement entre 2012 et 2017, tant dans leurs budgets que dans leurs résultats.

Ce n'est en effet pas surprenant : dans un contexte de surplus, il est difficile de justifier d'engager des coûts pour convaincre les clients à consommer moins, lorsque l'intérêt financier de l'entreprise est qu'ils consomment plus.

Et d'où venaient ces surplus? Sur ce point, la Commission sur les Enjeux énergétiques du Québec créé par le gouvernement du Québec en 2013 écrivait :

Les prévisions de croissance de la demande pour les années 2000 soumises par Hydro Québec Distribution ont eu tendance à sous-évaluer le succès des mesures d'efficacité énergétique, subventionnées ou non, ainsi que la réduction de la demande industrielle. Or, c'est sur la base de ces prévisions que la Régie de l'énergie a approuvé le contrat pour la mise en service de la centrale au gaz naturel de TransCanada Énergie à Bécancour. D'une puissance de 500 MW, cette centrale mise en service en 2006 sera utilisée jusqu'en décembre 2007 seulement. D'ailleurs, le dernier plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution indique que cette centrale demeurera hors service au moins jusqu'en 2024, malgré l'obligation pour le distributeur de verser annuellement 150 M\$ au producteur³⁵.

Le rôle de la sous-estimation des gains futurs en efficacité énergétique dans la création du surplus d'HQD a d'ailleurs été un des sujets abordés par le mémoire déposé devant cette même commission par le Centre Hélios. L'extrait reproduit ici comme Annexe 2 démontre que la demande brute (avant efficacité énergétique) d'HQD en 2011 était presque exactement celle

³⁴ R-4043-2018, C-RNCREQ-0020, p. 29 (32 pdf).

³⁵ Commission sur les enjeux énergétiques, Rapport final : *Maîtriser notre avenir énergétique : Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous* (2014), Page 179.

4 mars 2024

page 29

qu'elle avait prévue en 2002. Toutefois, ses gains en efficacité énergétique **dépassaient** ceux prévus en 2002 par 75 % (8,7 TWh vs 5 TWh)³⁶.

Cet extrait explique que, dans l'audience R-3470-2001 phase 1 (le dossier qui a autorisé les appels d'offres de 2002, qui étaient à l'origine du surplus), le Centre Hélios avait déposé un rapport d'expert produit par M. Philippe Dunsky, qui proposait une provision pour l'efficacité énergétique beaucoup moins conservatrice que celle éventuellement retenue par la Régie. La trajectoire qu'il avait proposée en 2002 était en fait presque identique à celle présentée dans l'État d'avancement 2012 du Distributeur. Si le bilan à l'audience de 2002 avait retenu la trajectoire proposée par M. Dunsky, les quantités d'énergie et de puissance ultimement autorisées par la Régie auraient sans doute été beaucoup moindres — et les surplus aussi.

On peut comprendre que la Régie de l'époque — qui en était elle-même à ses premières années — était réticente à retenir l'avis d'un jeune analyste inconnu qui allait à l'encontre de la parole de la société d'État en prônant des gains importants en efficacité énergétique. Fort probablement par prudence, la Régie a préféré retenir une planification conservatrice à l'égard des éventuels gains en efficacité énergétique. Toutefois, elle n'avait pas réalisé jusqu'à quel point cette « prudence » dans l'estimation des gains futurs en efficacité énergétique créerait des risques de sur-appvisionnement.

Les rôles semblent maintenant inversés, en ce que ce n'est pas maintenant un jeune analyste qui propose une trajectoire agressive des gains en efficacité énergétique, mais bien la haute direction de la société d'État, elle-même! Forts de l'expérience passée en 2002, nous sommes confiants que la Régie ne répètera pas dans ce dossier-ci l'erreur d'autoriser des appels d'offres au-delà des besoins réels en raison d'avoir sous-estimer les gains futurs en efficacité énergétique. Suivre les estimations faites par l'équipe réglementaire du Distributeur (le « Distributeur 1 ») plutôt que celles annoncées dans le Plan d'action de la société d'État (le « Distributeur 2 ») mènerait toutefois à recréer l'erreur.

6 Conclusions : Les stratégies d'approvisionnement

Selon l'art. 72 LRE, le plan d'approvisionnement du Distributeur doit inclure notamment les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Selon notre lecture de la preuve du Distributeur, c'est son tableau 3.4, reproduit ci-avant comme Figure 3, qui répond à cette exigence.

³⁶ L'intégralité de ce mémoire présenté le 11 octobre 2013 par le Centre Hélios devant la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec est produite sous la cote C-RNCREQ-0067.

4 mars 2024

page 30

L'art. 72 n'exige pas — du moins, pas explicitement — que le Plan d'approvisionnement représente un plan optimal, du point de vue économique, environnemental ou social; ou qu'il permette de répondre aux besoins au moindre coût; ou qu'il tienne compte adéquatement des incertitudes de planification. Ce sont toutefois des attentes normales de la planification à long terme d'un service public et, étant donné les ressources et la sophistication d'Hydro-Québec, je pense que ce sont des attentes légitimes à l'égard de son Plan d'approvisionnement.

Or, le Plan sous étude ici laisse beaucoup à désirer sur plusieurs de ces aspects. Par exemple, en refusant de reconnaître des engagements majeurs de la société Hydro-Québec à l'égard de l'efficacité énergétique, la preuve du Distributeur fausse ses prévisions des besoins des marchés québécois, et ce, pour les 10 prochaines années.

D'autre part, si le Distributeur a un plan pour modifier son plan d'approvisionnement (à la hausse ou à la baisse) selon l'évolution des prévisions, il ne nous en parle pas. Même son processus de prévision de la demande — basée maintenant sur des « enveloppes de croissance » dont la méthode de fixation demeure inconnue — reste vague.

Ce n'est pas un secret que le Québec se trouve actuellement — avec le reste de la planète — dans un contexte unique, à savoir qu'un consensus s'est finalement imposé quant à la nécessité d'une transition énergétique. Des changements majeurs sont donc en cours, et cela crée un niveau d'incertitude jamais vu, tant sur la demande que sur l'offre.

À cet égard, le Distributeur souligne, avec raison, l'incertitude de ses prévisions en lien avec la décarbonation industrielle. La nécessité d'une telle décarbonation ne fait pas de doute, mais à quel point va-t-elle réellement se faire, et à quel rythme ? Ce sont là des inconnus qui dépendent ultimement de la prise de décision d'une multitude d'acteurs indépendants.

Un tel contexte exige de l'innovation et de la réflexion créative. Si Hydro-Québec veut réussir à trouver un chemin entre le Scylla d'une pénurie d'énergie et le Charybde des surplus, elle doit en faire preuve. Or, les stratégies exposées dans ce Plan n'ont rien de cela.

Les conséquences d'erreurs de planification ne sont pas des dangers théoriques : nous sortons tout juste d'une période de 15 ans de surplus (fruit d'erreurs de planification du passé) et c'est déjà la pénurie, où pour la première fois des nouvelles charges industrielles et autres sont carrément refusées.

Selon la presse écrite, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie a déjà refusé plus de la moitié des demandes de 5 MW ou plus, et il prévoit refuser environ la moitié des demandes futures.

En commission parlementaire, Pierre Fitzgibbon disait avoir l'intention d'être « parcimonieux dans l'octroi des mégawatts » et de « choisir judicieusement les projets qui en bénéficieront ». Il prévenait qu'au plus la moitié des nombreuses demandes d'alimentation faites par des entreprises

4 mars 2024

page 31

à Hydro-Québec obtiendraient son feu vert. Ces demandes totalisaient alors 23 000 MW – l'équivalent de 13 complexes hydroélectriques comme La Romaine. « On va finir probablement à 8000-10 000 MW de projets industriels qui devraient être faits » pour permettre au Québec « d'atteindre ses cibles de réduction de GES tout en créant de la richesse au cours des prochaines années », précisait-il.

Hydro-Québec réclamait les changements apportés dans la loi parce qu'elle est submergée de demandes d'alimentation et ne peut se permettre d'accepter toutes celles de 50 MW ou moins.

En mai, Pierre Fitzgibbon avait signalé qu'il restait à peine 1000 MW pour des projets d'entreprises. Il suggérait de retarder certains projets, le temps d'avoir plus de puissance dans le réseau. C'est dire à quel point, dans le milieu des affaires, on attendait avec impatience les choix du ministre quant à l'attribution de l'énergie tant convoitée.³⁷

De toute évidence, nous sommes dans un scénario fort par rapport à la planification antérieure. Et les manchettes démontrent que le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à la demande sans restreindre l'accès à l'électricité.

En fait, les besoins prévus maintenant au scénario moyen pour 2028 (211,3 TWh) se trouvent à l'extrémité de la fourchette d'encadrement de 95% prévu au dossier R-4110-2019, reproduite ici:

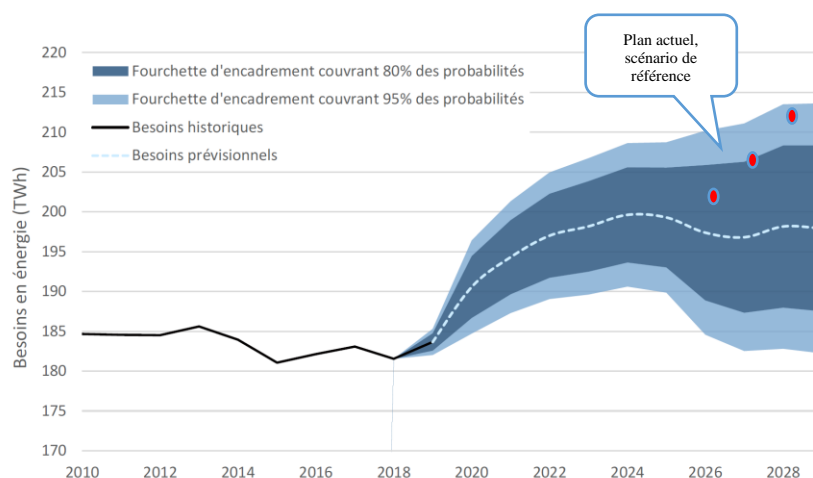


Figure 7. Fourchettes d'encadrement du Plan 2020-2029

Comment donc se préparer pour les défis futurs? Certes, le rôle de la Régie à l'égard de l'acquisition de nouveaux approvisionnements est limité. Depuis longtemps, la presque totalité des nouveaux approvisionnements du Distributeur découle de décrets gouvernementaux, lesquels ne requiert ni preuve, ni justification, ni audience publique.

³⁷ <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2023-08-31/demandes-d-alimentation-faites-a-hydro-quebec/1000-megawatts-pour-11-entreprises-annonce-pierre-fitzgibbon.php>

4 mars 2024

page 32

Selon des dispositions de la Loi sur la Régie, les appels d'offres doivent traiter toutes les filières sur un pied d'égalité, sauf dans le cas d'un décret ordonnant un appel d'offres d'une source particulière. Cette mesure d'exception avait pour objectif d'ouvrir la porte à des filières comme l'éolien qui, à l'époque, ne pouvaient concurrencer les centrales à gaz naturel.

Dans le contexte actuel, il semble que le Distributeur planifie en présumant de tels décrets. C'est ce qu'il fait lorsqu'il indique que « les modalités relatives à ce [prochain] appel d'offres, notamment les sources de production, seront précisées ultérieurement »³⁸. Seul un décret peut permettre de « préciser ultérieurement » les sources de production d'un appel d'offres.

Mais il n'en reste pas moins que c'est à la Régie de veiller à ce que le Plan d'approvisionnement du Distributeur adéquat pour répondre aux besoins futurs. Il importe de se rappeler que l'étude réglementaire du Plan d'approvisionnement du Distributeur est le seul forum et le seul moment où le public peut s'informer et contribuer aux décisions importantes qui gouvernent son avenir énergétique — et les conséquences lourdes sur le plan économique et environnemental. Dans un contexte de grande incertitude, seule une planification sophistiquée jumelée à une fine gestion en temps réel nous permettra de répondre adéquatement à la demande. La preuve déposée par le Distributeur ne crée cependant guère de confiance à cet égard. Le public mérite mieux.

7 Recommandations

Vu l'analyse qui précède, je recommande que la Régie n'approuve pas le Plan d'approvisionnement proposé par le Distributeur, tant que ce Plan:

- ne tient pas compte des nouvelles cibles d'efficacité énergétique annoncées par la société d'État;
- ne démontre la conformité avec le cadre réglementaire d'un achat de 1 400 MW pendant deux (2) ans auprès d'HQP en l'absence d'autres fournisseurs potentiels ;
- ne confirme le bien-fondé des hypothèses à l'égard du maintien de la production de 100% des parcs éoliens existants; et
- ne présente une ou des stratégie(s) pour répondre aux besoins futurs, dans les cas où la croissance de la demande suit un scénario fort ou un scénario faible, plutôt que le scénario de référence présenté dans le Plan.

³⁸ B-0152, p. 34, R9.4. Voir aussi C-RNCREQ-0163, p. 37, R16.1.

4 mars 2024

ANNEXE 1

**Demande relative au Plan directeur de TEQ :
L'approbation des programmes et mesures sous
la responsabilité des distributeurs**

Jules Bélanger et Philip Raphals

Rapport d'analyse (extrait)

4 Hydro-Québec Distribution

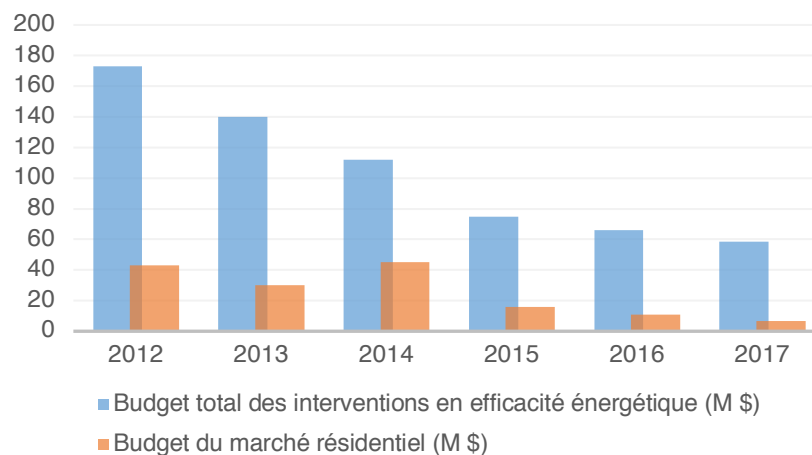
4.1 Contexte

Les IEÉ d’HQD incluses dans le Plan directeur s’inscrivent quelques années après la fin du Plan global en efficacité énergétique (« PGEÉ ») 2003-2015 ayant généré sur cette période des économies d’énergie de 8,8 TWh (31 680 000 GJ)²². Depuis, comme nous allons le voir plus bas, l’ampleur du portefeuille d’IEÉ a considérablement diminué. À cet égard, nous notons ces dernières années certaines tendances.

D’abord, les budgets et économies d’énergie associés aux IEÉ d’HQD ont progressivement diminué entre 2012 et 2017. Par exemple, le budget des IEÉ s’établissait à 58,4 M\$ en 2017, soit seulement 33,8 % du budget de 2012 (173 M\$). Les économies d’énergie générées annuellement ont également diminué : elles étaient de 524 GWh en 2017, soit 52 % des 1 001 GWh économisées en 2012²³.

Sur la même période, nous pouvons également noter une diminution graduelle de la proportion des budgets consacrés à la clientèle résidentielle. En 2012, ces programmes étaient financés à hauteur de 43 M\$ sur un budget des IEÉ total de 173 M\$ (25 %) contrairement au 6,5 M\$ du budget total de 2017 fixé à 58,4 M\$ (11 %). L’évolution des budgets globaux et ceux du marché résidentiel est présentée au graphique 1 ci-dessous.

Graphique 1 – Budget total et du marché résidentiel – HQD - 2012-2017



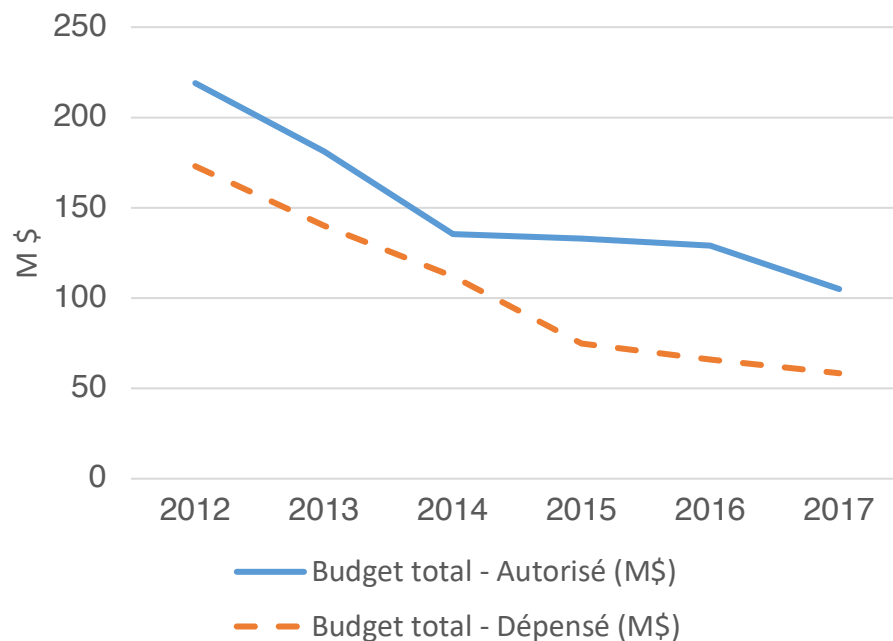
²² D-2017-022, p. 141.

²³ Rapports annuels 2012 à 2017 d’HQD.

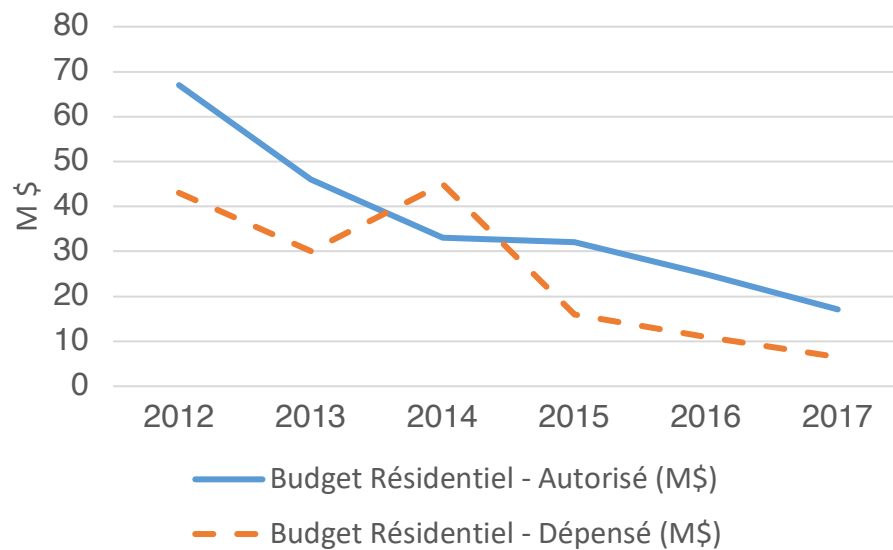
Autre tendance : durant la même période, les dépenses en efficacité énergétique d’HQD ont été systématiquement moindre que les sommes budgétées. Malgré cela, les gains réalisés en efficacité énergétique des programmes ont systématiquement dépassé les prévisions.

Les graphiques 2 et 3 ci-dessous illustrent cette tendance pour le budget total des IEÉ et les sommes allouées à la clientèle résidentielle, respectivement. De 2012 à 2017, l’écart cumulatif entre les budgets autorisés et réalisés se chiffre à 272 M\$. Depuis 2015, notons qu’HQD n’a dépensé qu’entre 52 % et 83 % du budget autorisé global.

Graphique 2 – Budgets globaux autorisés et dépensés – 2012-2017

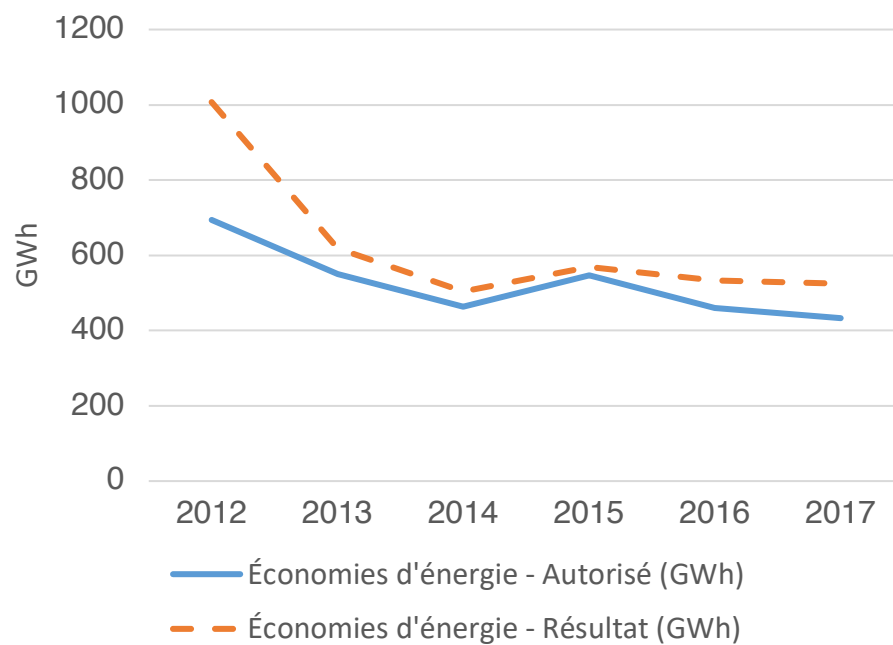


Graphique 3 – Budgets résidentiels autorisés et dépensés – 2012-2017



Les économies d'énergie ont quant à elles été légèrement plus élevées que prévues, tel que présenté au graphique 4.

Graphique 4 – Économies d'énergie autorisées et réelles – 2012-2017



Finalement, notons que HQD, à la suite des demandes répétées de la Régie²⁴, a orienté le développement de ses programmes vers la gestion de la demande de puissance (« GDP ») afin de répondre aux besoins croissants en puissance et pallier les coûts importants des périodes de pointe hivernales. Pour l'année tarifaire 2019, HQD prévoit d'ailleurs un montant pour la GDP de 30,1 M\$, soit environ 30 % du budget total des IEÉ 2019. Toutefois, à l'exception du programme GDP Affaires, les programmes de GDP font l'objet de projets pilotes et n'ont pas encore été déployés à l'ensemble de la clientèle.

Le programme phare de GDP qu'HQD souhaitait proposer à sa clientèle résidentielle, le projet de chauffe-eau contrôlés à distance, est quant à lui suspendu dans l'attente d'un avis favorable de l'Institut national de la santé publique du Québec²⁵. Récemment, HQD s'est dit optimiste, ayant trouvé des solutions techniques montrant des résultats préliminaires prometteurs²⁶. Toutefois, une de ces solutions ne visent que les nouveaux chauffe-eau électriques « anti-légionnelles ». Sa pénétration sera donc possiblement limitée à ceux et celles qui achètent ces nouveaux chauffe-eau. De toute évidence, ce nouveau programme ne pourra atteindre la pénétration ni les gains importants originalement prévus pour ce programme.

4.2 Les mesures du Plan directeur

Dans son ensemble, le Plan directeur contient 21 mesures et sous-mesures sous la responsabilité d'HQD. Le tableau 7 ci-dessous présente les économies d'énergie et les budgets qui y sont associés. Elles totalisent 8 932 477 GJ sur l'horizon du Plan directeur, et sont financées à hauteur de 677,9 M\$. Ces mesures ne constituent toutefois pas uniquement des IEÉ telles qu'approuvées annuellement par la Régie dans les dossiers tarifaires mais correspondent, dans certains cas, à des projets distincts qui sont soumis à des approbations distinctes, comme par exemple le développement d'un réseau de borne de recharge pour voiture électrique (8.2. *Accélérer le déploiement des infrastructures de recharge rapide*) ou encore le programme GDP Affaires (37.1. et 67.18. *Gestion de la demande en puissance (Affaires)*, en délibéré dans le dossier R-4041-2018).

²⁴ Voir par exemple D-2013-037, p. 138.

²⁵ D-2018-025, p. 149-150.

²⁶ R-4057-2018, A-0057, p. 68-69.

4 mars 2024

ANNEXE 2 :

Mémoire du Centre Hélios Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (2014)

(extrait)

Le Centre Hélios remercie la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec pour cette opportunité de contribuer à ses réflexions.

Dans ce mémoire, nous entendons rester au niveau des principes, sans traiter en détail des questions techniques. Nous adressons deux des enjeux clés mentionnés dans le Document de consultation, soit les surplus d'Hydro-Québec et l'efficacité énergétique, en mettant l'emphase sur l'encadrement institutionnel et réglementaire.

1. Les surplus d'Hydro-Québec

Les surplus d'Hydro-Québec jouent un rôle central dans les débats sur la politique énergétique. On leur attribue des bénéfices —découlant de l'existence d'un surplus d'énergie propre — ainsi que des effets néfastes — comme la pression à la hausse sur les tarifs et le découragement de l'efficacité énergétique. Qu'en est-il?

Pour commencer, il est nécessaire de distinguer les surplus d'HQ Distribution (HQD) de ceux d'HQ Production (HQP).

Treize ans après l'adoption de la loi 116, la notion de séparation fonctionnelle qui sous-tend la gouvernance de la société d'État Hydro-Québec demeure toujours mystérieuse, non seulement pour le grand public, mais aussi pour une grande partie des journalistes et de la classe politique. J'ai essayé de clarifier cette question dans un article publié dans *Le Devoir* en février dernier, dont copie est annexé à ce mémoire.

Pour résumer, les surplus d'HQD reflètent l'acquisition de ressources énergétiques à long terme qui dépassent ses besoins réels, avec des effets néfastes tant sur les tarifs que sur l'efficacité énergétique. Les surplus d'HQP, par contre, sont surtout accumulés pour alimenter les ventes, ce qui produit des profits dans la mesure où les prix de vente dépassent les coûts. Nécessaires aussi pour se protéger contre les aléas de l'hydraulicité, ces surplus sont au cœur même du plan d'affaires d'HQP.

Dans les prochaines sections, nous regardons plus en détail ces deux types de surplus — très différents l'un de l'autre.

1.1. Les surplus d'HQD

Parlons d'abord du surplus d'HQ Distribution (HQD). Il n'y a pas de doute que ce surplus coûte cher aux consommateurs. Avec l'effondrement des coûts évités, il mine aussi la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique et donc, à la longue, le niveau des gains en efficacité qui seront obtenus¹.

Selon les données produites dans la cause tarifaire en cours devant la Régie, l'énergie acquise par HQD pour l'année 2014 excède ses besoins par 11,7 TWh. Avec la suspension des livraisons de la centrale TCE à Bécancour (à un coût d'environ 50 millions \$ par année, au-delà des 95 millions \$ en prime de puissance), ce surplus est réduit à 7,3 TWh². Il diminuera avec le temps, mais est prévu d'exister jusqu'en 2027.

1.1 D'où viennent les surplus d'HQD?

La *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle qu'amendée par la loi 116 et 2000, crée deux mécanismes distincts pour l'acquisition par HQD d'approvisionnements post patrimoniaux. D'un côté, HQD est soumise à la compétence de la Régie de l'énergie. Il doit produire chaque trois ans un Plan d'approvisionnement et, lorsque des besoins futurs sont identifiés, procéder à acquérir l'énergie requise par appel d'offres. De l'autre côté, le gouvernement s'est réservé le droit d'obliger HQD à acquérir des blocs d'énergie d'une source particulière, sans égard nécessairement aux besoins identifiés lors de l'étude des Plans d'approvisionnement.

C'est en fait l'interaction entre ces deux mécanismes qui a produit le surplus d'HQD.

Le premier mécanisme n'a mené à l'acquisition des ressources énergétiques qu'une fois. Suite au dépôt du Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie a acquiescé à une demande urgente d'HQD d'autoriser l'appel d'offres A/O 2002-01, avant même l'étude du Plan proposé. Cet appel d'offres a mené à la signature par HQD de trois contrats d'approvisionnements : un avec TCE (4.3 TWh/an), et deux avec HQP (un contrat de base

¹ À cause du surplus, les coûts évités d'HQD — utilisés pour déterminer la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique — ne sont pas ceux des prochaines ressources (10,5 ¢/kWh en dollars de 2007, selon la méthodologie adoptée par la Régie), mais plutôt une combinaison des prix des marchés de court terme (5¢) et du prix patrimonial (2,7¢). R-3854-2013, HQD-3, doc. 4, p. 5.

² HQD, Demande R-3854-2013, Complément de preuve, HQD-1, doc. 4.2, Tableau R-2.1, page 5.

pour 3.1 TWh/an, et un contrat cyclable pour un volume allant jusqu'à 2.2 TWh/an). Sans ces approvisionnements, l'ampleur du surplus actuel serait grandement réduite.

C'est le deuxième mécanisme, celui de l'attribution par le gouvernement (par décret) de blocs d'énergie particulière, qui a donné lieu aux appels d'offres pour l'énergie éolienne, la petite hydraulique et de la biomasse. Ces décrets ont mené à la signature par HQD de contrats d'approvisionnement de ces trois filières qui comptent, en 2014, pour 8,6 TWh/an, chiffre qui passera à 15,2 TWh/an en 2019³.

Regardons plus en détail l'application de ces deux mécanismes.

1.1.1 La voie réglementaire

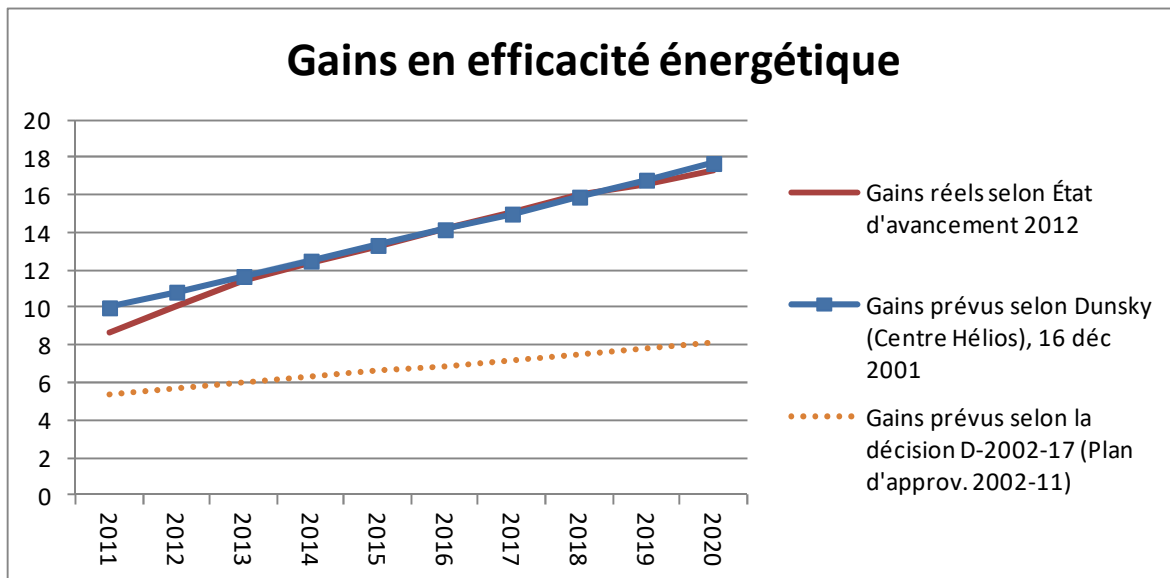
Il est surprenant de constater que la prévision de la demande qui sous-tendait la demande d'HQD devant la Régie en 2002 reflète assez bien la réalité connue depuis. En 2002, HQD avait prévu des ventes de 174,6 TWh en 2011, reflétant des gains de 5 TWh en EÉ, soit une demande « brute » de **179,6 TWh**. Les ventes réelles en 2011 étaient de 170,8 TWh, ce qui inclut des gains de 8,7 TWh en EÉ, soit une demande « brute » de ... **179,5 TWh**. Erreur de prévision, certes, mais de la prévision des gains en efficacité énergétique, plutôt que de la demande.

À l'époque, le Centre Hélios a produit un témoignage d'expert à l'effet que la provision pour les gains futurs en EE devait être beaucoup plus grande que celle proposée par HQD, avec l'implication que les besoins en énergie post patrimoniale étaient inférieurs à ceux visés dans la demande d'HQD. La Régie a cependant rejeté cette position, choisissant d'être « conservatrice » dans ses prévisions d'EÉ. Ce conservatisme excessif est donc responsable d'une grande partie du surplus.

Le graphique 1 montre l'évolution des gains en efficacité énergétique selon les prévisions d'HQD retenues par la Régie, et selon le témoignage de Philippe Dunsky du Centre Hélios — qui sont presque identiques aux chiffres présentés par HQD dans la mise à jour 2012 de son Plan d'approvisionnement⁴. (Cette dernière prévision représente en fait une diminution importante par rapport à l'année avant. On y revient à la section 2, plus loin.) L'écart entre les deux lignes est du même ordre de grandeur que le surplus actuel d'HQD.

³ R-3854-2013, HQD-1, doc. 4.2, p. 5.

⁴ États d'avancement, novembre 2012, p. 13.

**Graphique 1**

Il importe de souligner que ce n'est pas l'ÉÉ qui a créé le surplus, mais le fait d'avoir acquis des ressources à long terme en présumant que l'ÉÉ ne serait pas au rendez-vous. Il s'agit d'une leçon importante pour les planificateurs qui, en mettant l'accent sur la question essentielle de la fiabilité, ont souvent tendance à ignorer des scénarios qui mènent à la suracquisition de ressources, et donc aux surplus.

La planification énergétique est sans merci et les erreurs sont coûteuses, tant dans un sens que dans l'autre. D'où l'importance de mettre l'accent sur l'incertitude, sur la flexibilité, et sur l'étude de scénarios d'encadrement du pire (des *worst-case scenarios*), plutôt qu'uniquement sur l'optimisation en fonction de nos prévisions préférées.

Afin d'illustrer ce point, nous aimerions citer un passage d'un des institutions les plus influentes dans la planification énergétique, le Northwest Power Planning Council. Dans un appendice à son 5^{ième} plan, produit en 2005, intitulé *Risk and Uncertainty*, il écrit le passage suivant :

Decision Making Under Uncertainty

Strategic decision-making models use and manage uncertainty differently from many simulation models that incorporate uncertainty. The key difference between the two is the scale of risk and how a decision maker responds to uncertain events.

An example of a simulation that addresses uncertainty, but is **not** what we would call a strategic decision analysis, is how many utilities model hydro generation.... Because the variation in hydro generation averages out over a sufficient number of years with high probability, the average generation and average system cost are useful statistics, and may be the key outputs of interest.

The decision maker may need to make a choice among different plans to deal with this variation in hydro generation, but the tool she uses is essentially sensitivity analysis, albeit sophisticated sensitivity analysis. This kind of analysis is appropriate where the scale of the uncertainty and risk is small enough that the decision maker feels she can live with the outcomes, given the selected plan. In particular, the emphasis is on choosing a plan to which the decision maker feels comfortable committing.

This approach is common to many kinds of analysis. For example, it would be the way an industrial engineer would represent a manufacturing process, if he wanted to maximize productivity. ...

Against these examples, contrast strategic decision analysis. If the scale of change is large, extreme outcomes may be catastrophic. If the outcome would be catastrophic, the decision maker may need to consider individual scenarios. ...

An example of strategic decision analysis is planning for a military operation. In the fog of war, leaders must make life or death decisions about tactics and strategy. In addition to the main plan, strategists will develop Plan B, Plan C, and so forth, alternatives to implement if circumstances are not as expected. They create options by deploying resources and small numbers of troops to monitor enemy activity and serve as support if it becomes necessary to adapt to new scenarios.

Note that a general would never consider implementing a fixed strategy, one without options or alternatives, based on average survival. If an option will spare a life, it merits consideration. Whereas the average hydro generation over five or six years is a useful number for certain calculations, such as average power cost, failing to adapt military plans because the expected distribution was acceptable would be ludicrous and tragic. In decision analysis, the tails of the distribution, especially the “bad” tail, assumes greater significance than they do in ordinary simulations. Adaptations that improve the outcomes in the worst of circumstances receive emphasis. Decision-making under uncertainty has more to do with making decisions that, while they may not have been optimal in retrospect, did not lead to a catastrophic outcome.⁵
(Emphase ajoutée)

⁵ Northwest Power Planning Council, Fifth Northwest Electric Power and Conservation Plan, Appendix P, Risk and Uncertainty, pages P-4 à P-5.

Ainsi, il est essentiel de porter une attention minutieuse aux scénarios ayant les pires résultats, afin justement de s'assurer qu'on est capable d'y répondre sans conséquences catastrophiques. Malheureusement, cela ne fait pas partie de la culture de planification énergétique au Québec.

1.1.2 La voie discrétionnaire

Tournons-nous maintenant vers l'autre piste d'acquisition de ressources par HQD — les décrets gouvernementaux.

Au début des années 2000, l'intérêt public (et du public) pour initier l'intégration d'énergie éolienne au Québec était clair. Le ministre avait déjà sollicité l'Avis de la Régie à cet égard, dès 1998. Or, la loi 116 avait éliminé la Planification intégrée de ressources d'Hydro-Québec, qui était au cœur de la loi 50 (la loi qui a créé la Régie de l'énergie, adoptée en 1996). À sa place, la loi 116 créait un mécanisme de Planification des approvisionnements d'HQD, qui ne fait pas de place pour les nouvelles filières, étant donné qu'un appel d'offres doit « favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées » (art. 74.1). Ainsi, le processus du Plan d'approvisionnement ne permet pas à la Régie de choisir entre différentes filières pour tenir compte de leurs caractéristiques environnementales et sociales, comme elle aurait pu le faire dans le processus de planification intégrée de ressources prévue selon l'ancienne loi 50.

Toutefois, en parallèle à la planification des approvisionnements, la loi 116 permet également au gouvernement d'obliger HQD à acquérir, par voie d'appel d'offres, des « blocs d'énergie de source particulière ».

Étant donné que l'énergie éolienne était plus chère que l'énergie fossile, et donc n'avait aucune chance de gagner un appel d'offres général issu du processus réglementaire, il n'est pas surprenant que le gouvernement ait choisi d'utiliser son pouvoir d'en décréter l'acquisition.

Mais combien, et quand, et à quel prix? À l'opposé du mécanisme réglementaire, ce mécanisme discrétionnaire ne comporte pas de débat public sur les paramètres d'application. Dans ce sens, il va à l'encontre des principes acquis lors du Débat public sur l'énergie, à l'égard de l'importance de la participation du public. Une telle participation

favorise non seulement la prise de décisions éclairées, mais aussi l'acceptabilité sociale des décisions qui en découlent.

1.1.3 Quelles options existent pour gérer le surplus d'HQD?

Il ne faut pas oublier qu'une partie importante du surplus d'HQD consiste en des « contrats » entre deux divisions de la même société Hydro-Québec — qui, de surcroît, est une société d'État, donc vouée par sa nature à l'intérêt public. Ce qui est très différent d'un contrat avec un tiers, comme TCÉ.

Au début, HQP n'offrait aucune flexibilité dans les termes conclus lors de l'appel d'offres. Peu importe le coût pour HQD (et donc pour le consommateur québécois), il fallait prendre et payer l'énergie prévue au contrat.

Or, en 2007, la teneur des propos d'HQP a changé. Elle commençait à proposer des moyens de gestion, qui permettaient à HQD de réduire, en partie, les coûts liés aux surplus. Je soupçonne que ce changement découlait d'une commande politique de montrer un peu plus de flexibilité auprès des consommateurs (et des électeurs ...)

Rappelons que, dans le contexte actuel, les contrats de vente d'HQP auprès d'HQD sont très rentables pour HQP, et donc pour son actionnaire. Selon le Document de consultation (Tableau 1.2, page 24), le coût moyen de l'énergie des grandes centrales hydroélectriques est de 2,1 cents/kWh. Or, en vertu du contrat d'énergie de base avec HQP, cette même énergie est revendue aux consommateurs québécois pour environ 5.6 cents/kWh en 2013, avec une indexation de 2% par année (ce qui mène à 7 ¢/kWh en 2025). Il s'agit en fait d'une des assises de la loi 116 — de permettre à HQP d'obtenir un « prix de marché » pour l'énergie post patrimoniale qu'il vend aux consommateurs québécois, même lorsqu'elle est produite à bas prix par les anciennes grandes centrales hydroélectriques.

D'où vient ce prix? Lors de l'A/O 2002-01, HQD a justifié le prix de ses contrats avec HQP par le fait qu'ils étaient (un peu) moins chers que le coût de l'énergie thermique. Ayant un monopole sur l'exploitation de la grande hydraulique au Québec, l'offre « concurrentielle » d'HQP n'avait aucun rapport avec ses coûts, mais seulement avec les coûts de ses concurrents. Le « *windfall profit* » que cet appel d'offres a créé pour HQP et pour son actionnaire, aux dépens des consommateurs québécois, était tout à fait voulu par le Législateur.

La chute des prix de l'énergie fossile a toutefois donné une ampleur inespérée à ce bénéfice. L'idée originale était de permettre à HQP de vendre son énergie aux Québécois(es) au même prix qu'il le vend ailleurs. Mais, avec la chute des prix qu'HQP peut obtenir sur ses marchés externes, ces ventes à HQD sont devenues en réalité beaucoup plus payantes que les exportations.

Il ne faut pas oublier que la « séparation fonctionnelle » qui distingue HQP d'HQD n'est qu'une fiction créée à des fins réglementaires. En fin de compte, il s'agit d'une seule société d'État, Hydro-Québec, avec un seul PDG, un seul Conseil d'administration, et un seul patrimoine. Les contrats entre HQD et HQP peuvent disparaître avec le trait d'un stylo, si l'actionnaire unique le veut.

Est-ce que l'existence de ces contrats sert l'intérêt public? La question n'a même pas été débattue, ni avant ni après l'adoption de la loi 116. Maintenant, avec 13 ans de vécu et un contexte énergétique qui n'aurait pu être envisagé à l'époque, il convient de se le poser.

1.2 Le surplus d'HQP

Toujours dans le contexte réglementaire créé par la loi 116, le surplus d'HQP est d'une nature totalement différente. Contrairement à HQD, qui a comme mission de desservir les besoins en électricité du Québec, HQP a une mission commerciale, c.-à-d. de faire des profits pour son actionnaire en produisant et en transigeant de l'électricité. Or, depuis 15 ans, les marchés d'électricité du Nord-Est sont dominés par des échanges de court terme. Dans ce contexte, le plan d'affaires d'HQP consiste à construire un portefeuille en électricité, basée surtout mais pas exclusivement de sa propre production, afin de le vendre à profit. Ainsi, les centrales d'HQP construites depuis la loi 116 (Eastmain 1A, Romaine) sont en réalité des « *merchant plants* », construites aux risques de l'actionnaire, surtout pour alimenter des ventes dans le marché de court terme.

À la fin des années 1990, un grand nombre de producteurs indépendants aux ÉU ont construit des centrales afin de profiter des marchés nouvellement déréglementés. Avec la chute des prix en 2001 et 2002, un grand nombre d'entre eux se sont trouvés en faillite⁶. L'imprévisibilité des marchés énergétiques continue à confondre les prévisionnistes savants, à leur péril.

⁶ C. Ireland, « An Examination of Distress in the Electric Power Industry, » 1^{er} avril 2005.