Les scénarios de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine

Rapport d'analyse externe de Philip Raphals

pour le RNCREQ

(VERSION CAVIARDÉE)

R-4110-2019, phase 2

Régie de l'énergie

le 6 juin 2022

TABLE DE MATIÈRES

1 Mandat 1

2 Résumé 1

3 L'analyse présentée par le Distributeur 3

4 Les prévisions économiques et énergétiques 8

4.1 Prévision de la demande 8

4.2 L'efficacité énergétique 10

4.3 Le coût d'électricité 14

5 Les analyses économiques 16

5.1 L'analyse économique 17

5.1.1 L'ordonnancement des scénarios, selon l'analyse déterministe 17

5.1.2 Les coûts futurs de la filière éolienne 18

5.2 L'analyse Monte Carlo 24

6 La réduction des émissions de GES 29

6.1 Les émissions directes de l'électricité du réseau 31

6.2 Les hypothèses de coût concernant les émissions GES 34

6.3 Conclusion 36

7 Discussion et recommandations 36

7.1 « Optionalité » 36

7.2 Conclusions 38

7.3 Recommandation 41

TABLE DE TABLEAUX

TABLEAU 1. COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES 5
TABLEAU 2. RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE 17
TABLEAU 3. IMPACTS DE L'UTILISATION DES PRÉVISIONS NREL — SCÉNARIO 8 (ÉOLIENNES TERRESTRES) 23
TABLEAU 4. IMPACTS DE L'UTILISATION DES PRÉVISIONS NREL —SCÉNARIO 10 (ÉOLIENNES EN MER) 24
TABLEAU 5. CONSÉQUENCES DE L'INCLUSION DES ÉMISSIONS DES RÉSERVOIRS 33

TABLE DE GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1. PRÉVISION DE LA DEMANDE DES SCÉNARIOS DU DISTRIBUTEUR 9
GRAPHIQUE 2. FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (RÉSEAU INTÉGRÉ) 10
GRAPHIQUE 3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE CUMULATIVE AUX IDLM, SELON LE DISTRIBUTEUR 11
GRAPHIQUE 4. BESOINS AVANT ET APRÈS EÉ, SELON LE DISTRIBUTEUR 12
GRAPHIQUE 5. SCÉNARIOS DE PRÉVISION DE LA DEMANDE, AVEC EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE JUSQU'EN 2067 13
GRAPHIQUE 6. COÛT D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SELON L'ANALYSE DU DISTRIBUTEUR 15
GRAPHIQUE 7. COÛTS RÉELS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE, COMPARÉE AUX PRÉVISIONS DE 2015 19
GRAPHIQUE 8. PRÉVISIONS DES COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, 2020 - 2050 19
GRAPHIQUE 9. ÉVOLUTION PRÉVUE DES COÛTS D'ÉOLIENNES TERRESTRES, 2020 À 2050 (NREL) 20
GRAPHIQUE 10. ÉVOLUTION PRÉVUE DES COÛTS D'ÉOLIENNES EN MER, 2020 À 2050 (NREL) 21
GRAPHIQUE 11. IMPACT DE L'ACTUALISATION SUR UN COÛT CONSTANT 22
GRAPHIQUE 12. FIGURE 3 DE LA STRATÉGIE 25
GRAPHIQUE 13. VALEURS MIN ET MAX UTILISÉES POUR L'ÉTUDE MONTE CARLO 27
GRAPHIQUE 14. DISTRIBUTIONS WEIBULL ET TRIANGULAIRE 28
GRAPHIQUE 15. LES RÉDUCTIONS DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES, SELON LA STRATÉGIE 30
GRAPHIQUE 16. LES RÉDUCTIONS DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES, CORRIGÉES 34
GRAPHIQUE 17. COÛT UNITAIRE DES ÉMISSIONS GES SELON L'ÉTUDE MONTE CARLO 35

1 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser la proposition d'HQD à l'égard de l'alimentation des Îles-de-la-Madeleine, notamment à l'égard des aspects économiques et énergétiques, ainsi que de formuler des recommandations en conséquence.

Je souligne que j'ai préparé le présent rapport d'expertise avec objectivité, impartialité et rigueur, en ayant toujours le souci de faire primer mon devoir d'éclairer la Régie sur les intérêts de mon client.

2 Résumé

Selon la décision procédurale D-2022-043 (para. 40), la Régie doit, dans cette phase 2 du dossier :

> se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement [que le Distributeur] envisage pour les Îles-de-la-Madeleine, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau, et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.

Elle précise :

> [45] Dans le cadre de la présente phase, la Régie doit déterminer si, à la lumière de la preuve déposée par le Distributeur, elle est en mesure d'approuver la Stratégie qu'il privilégie à ce jour. Elle comprend de la présentation du Distributeur que cette Stratégie sera complétée et confirmée, le cas échéant, à l'issue de l'avant-projet et qu'une démonstration complète du respect des quatre orientations sera effectuée au moment où le Transporteur soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet.

Soulignons toutefois que, au moment de l'étude d'une demande du Transporteur en vertu de l'art. 73, la Régie n'aura pas le loisir de comparer les coûts et bénéfices d'un raccordement à d'autres scénarios qui ne sont pas du ressort du Transporteur. En effet, sur les 17 scénarios présentés, seulement les quatre (4) premiers sont du ressort du Transporteur, les 13 autres échappant à sa portée. Cette phase du présent dossier est donc l'ultime opportunité de considérer des options qui n'impliquent pas un raccordement par câbles, tels les scénarios d'alimentation par énergie éolienne ou par gaz naturel renouvelable. Ainsi, nous soumettons que dans les circonstances, quoique le Distributeur aura toujours l'occasion de bonifier ou compléter sa démonstration en faveur du scénario de raccordement à l'issue d'un avant-projet, la Régie n'aura pas l'opportunité de revoir ce choix de scénario de conversion plus tard. Lorsque le Transporteur

soumettra une demande d'autorisation de projet à la Régie, il sera en effet trop tard pour considérer d'autres alternatives à un raccordement par câbles.

La question est donc : est-ce qu'en date des présentes la preuve déposée par le Distributeur est adéquate pour justifier que la Régie approuve la stratégie qu'il propose? Notre étude de cette preuve mène à une réponse négative.

Cette réponse négative se base sur de différentes failles dans la preuve présentée. À ce titre, mentionnons notamment que la prévision sur 46 ans (2021 à 2067) sur laquelle repose l'analyse du Distributeur n'a pas un degré acceptable de fiabilité :

- La prévision de la demande, qui prévoit une croissance moyenne d'environ 0,5 %/an d'ici 2067, n'est appuyée d'aucune analyse ou mesure d'incertitude;
- Les gains en efficacité énergétique prévus par le Distributeur après 2031 sont nuls, sauf des gains annuels d'environ 630 MWh dus aux efforts d'optimisation de la consommation (gestion de l'énergie); et
- Les estimations des coûts futurs de l'électricité du réseau se basent sur le coût évité à long terme selon le Plan d'approvisionnement. Toutefois, ce chiffre est basé sur le coût de l'appel d'offres pour l'énergie éolienne en 2013 et la Régie n'a jamais suggéré qu'elle le considèrait comme une estimation adéquate des coûts d'approvisionnement sur une période aussi longue que 45 ans.

Malgré ces faiblesses, l'analyse économique préparée par le Distributeur démontre que, en dollars actualisés, le Scénario S-3 coûtera 25,8 % plus cher que le scénario de moindre coût, qui est le Scénario S-8 (+ 26,8 MW d'énergie éolienne, en deux phases).

L'analyse Monte Carlo faite par le Distributeur semble contredire cette différence de coûts de 25,8 %, mais il n'en est rien. Il est vrai qu'en utilisant la valeur médiane de l'étude Monte Carlo plutôt que l'estimation déterministe, l'écart entre le S-3 et le S-8 diminue à 9,9 %. Toutefois, cette étude est entachée d'une erreur méthodologique importante, soit l'utilisation d'une distribution triangulaire avec des valeurs min/max asymétriques. Tel que nous le verrons plus amplement dans la section 5.2 ci-après, la correction de cette erreur méthodologique fait augmenter considérablement l'écart de coûts entre les deux scénarios.

Enfin, l'analyse des réductions de GES des différents scénarios est aussi entachée par une erreur importante. Les émissions GES attribuées à l'électricité du réseau sont d'uniquement 0,005 t/GWh. Cette valeur exclue les émissions des réservoirs d'Hydro-Québec, lesquels produisent la

vaste majorité de l'électricité fournie. Pourtant, Hydro-Québec a déjà reconnu en dehors de ce dossier que la meilleure estimation disponible de ces émissions était de l'ordre de 34,5 t/GWh[1]. L'utilisation de ce chiffre plus réaliste fait en sorte que la réduction des émissions du Scénario S-3 serait de 88,6 % plutôt que de 94,5 %, le reléguant au 10e rang parmi les scénarios étudiés.

L'analyse démontre que la filière éolienne est supérieure aux autres en termes économiques et de réductions de GES, mais son talon d'Achilles est son besoin d'équilibrage. Le fournir par le biais de sources fossiles crée des impacts inacceptables à l'égard des émissions de GES; le faire avec le GNL-R est, de l'avis du Distributeur, inacceptable à l'égard de l'acceptabilité sociale. Le fournir avec le stockage sera, selon les prévisions du Distributeur, de loin trop cher.

Toutefois, ces réponses génériques évitent une question quantitative pourtant fondamentale : **est-ce possible de réduire le besoin d'équilibrage des scénarios éoliens à un point où l'une ou l'autre de ces solutions (ou une combinaison de celles-ci) serait néanmoins acceptable dans un avenir pas si lointain?**

L'exercice présenté dans la preuve en chef de cette phase du dossier a son utilité. L'étude de multiples scénarios et la production d'un certain niveau de détail sur les études entreprises représente un pas vers l'avant, comparé aux communications antérieures.

Cela dit, il faut reconnaître que ce premier exercice est incomplet, et ses lacunes empêchent une prise de décision éclairée. Force est de reconnaître qu'une telle décision, avec toute l'envergure qui l'accompagne, requiert un grand degré d'anticipation, minutie et créativité. Nous soumettons que ce serait une erreur d'approuver une stratégie de conversion sur la foi d'une démonstration entachée par autant d'erreurs et de faiblesses.

Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, nous ne recommandons pas à la Régie d'approuver la stratégie du Distributeur de retenir le scénario S-3.

3 L'analyse présentée par le Distributeur

La stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (« IDLM ») du Distributeur[2] (ci-après « la Stratégie ») repose sur l'analyse de 17 scénarios, comportant le *statu quo* (S-1) et six filières de production d'électricité, soit :

---

[1] *Infra*, Section 6.1.
[2] B-0204.

- Raccordement par câbles sous-marins au réseau intégré (S-2, S-3 et S-4);
- Production éolienne avec stockage (S-7, S-8, S-9 et S-10);
- Production solaire avec stockage (S-11 et S-12);
- Production thermique au gaz naturel liquéfié (GNL) (S-5);
- Production thermique au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) (S-6); et
- Production thermique à la biomasse forestière (S-13 et S-14).

Sont aussi inclus à l'analyse trois scénarios comportant des combinaisons de GNL-R avec la filière éolienne, soit les scénarios S-15, S-16 et S-17.

Les 17 scénarios ont été analysés selon quatre critères ou orientations, soit la réduction des coûts d'approvisionnement, la réduction des GES, l'acceptabilité sociale et la fiabilité de l'approvisionnement. Notre rapport se limitera à commenter en détail les analyses des deux premiers critères (la réduction des coûts d'approvisionnement et la réduction des GES) dans les sections qui suivent.

Avant d'aborder ces sections, nous croyons opportun de reproduire ici les résultats de la première analyse faite par le Distributeur :

Tableau 1. Comparaison des scénarios selon les quatre critères[3]

COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES

Scénarios	Économique p/r au statu quo	Réduction de GES p/r au statu quo	Acceptabilité sociale	Fiabilité d'approvision-nement
S1 - Statu quo	-	-	-	
S2 - Raccordement (Percé)	-106 M$	-97,5%	76%	
S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP	-302 M$	-94,5%	76%	
S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse)	3 M$	-85,7%	76%	
S5 - Conversion GNL	-171 M$	-32,5%	28%	
S6 - Conversion GNL-R	-279 M$	-92,0%	31%	
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	-273 M$	-11,8%	59%	
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	-514 M$	-35,0%	59%	
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	-239 M$	-53,9%	59%	
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	-31 M$	-72,0%	59%	
S11 - Solaire 10 MW + diesel	-39 M$	11,9%	43%	
S12 - Solaire 20 MW + diesel	-36 M$	8,7%	43%	
S13 - Biomasse (3 chaudières)	429 M$	-99,6%	26%	
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	99 M$	-97,6%	26%	
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	-496 M$	-94,0%	31%-59%	
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	-585 M$	-95,4%	31%-59%	
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	-485 M$	-94,3%	31%-59%	

Les indications « vert pale » dans la dernière colonne font référence à des « risques opérationnels plus élevés comparativement au *statu quo* »[4]. Toutefois, le Distributeur « estime néanmoins que des solutions technologiques existantes et éprouvées, avec une conception appropriée, permettraient d'atténuer ces risques opérationnels »[5]. Présumons donc qu'il n'a pas tenu compte de ce facteur dans son choix.

La méthodologie utilisée pour juger de l'acceptabilité sociale est problématique. Le Distributeur semble se baser uniquement sur un sondage téléphonique de 15 minutes avec 609 participants. Selon la section 3.3.2 de la Stratégie, on comprend que les participants ont été invités à coter les filières, mais pas les stratégies ni les scénarios. Ainsi, la filière éolienne ayant reçu une cote de 59 %[6], chacun des quatre scénarios impliquant les éoliens (S-7 à S-10) reçoit cette même cote — peu importe les impacts environnementaux et la réduction d'émissions de GES de chaque scénario. En effet, en termes écologiques les éoliennes terrestres sont très différentes des

[3] B-0204, Tableau 3, page 26.
[4] B-0204, p. 22
[5] Ibid.
[6] B-0204, Figure 2, page 21.

éoliennes en mer, alors qu'en termes d'émissions de GES, le S-7 aura trois fois plus d'émissions que le S-10[7]. Le critère de l'acceptabilité sociale nous apparait donc manifestement déficient à cet égard et peu utile dans l'exercice de différencier les scénarios.

Cela dit, étant donné que le présent mandat se limite surtout aux aspects économiques et climatiques de la Stratégie, nous n'entendons pas nous étaler davantage sur cet aspect du dossier.

Ainsi donc, en se basant sur les résultats du Tableau 1, le Distributeur a retenu trois scénarios pour des analyses complémentaires, soit les scénarios S-3, S-6 et S-15. Le Distributeur indique que ces trois scénarios sont les « plus prometteurs » sur la base des trois éléments suivants[8] :

- La réduction des coûts d'approvisionnement;
- La réduction des émissions de GES; et
- L'absence d'enjeu de fiabilité d'approvisionnement identifié.

En ce qui concerne le quatrième critère, celui de l'acceptabilité sociale, il est surprenant de constater que deux des trois scénarios retenus pour l'analyse complémentaire affichent une côte de seulement 31% (S-6 et S-15 faisant appel au GNL-R), soit un niveau nettement plus bas que les scénarios basés sur la filière éolienne (59%) ou solaire (43%). Le Distributeur explique son choix comme suit :

> Bien que le niveau de favorabilité mesuré pour les combustibles carboneutres soit faible (31 %), le Distributeur a jugé pertinent d'inclure les scénarios S-6 et S-15 pour l'analyse complémentaire afin d'identifier, de manière préliminaire, les risques liés à l'acceptabilité sociale et environnementale, ainsi qu'aux autorisations requises pour réaliser le projet[9].

Il n'y a évidemment aucun tort en soit à inclure les scénarios S-6 et S-15 à l'analyse complémentaire. Cependant, dans la mesure où ce choix exclut plusieurs autres scénarios ayant de meilleurs résultats, il nous semble que le Distributeur écarte ici une méthode quantitative au profit d'un choix arbitraire. Il est d'autant plus surprenant qu'aucune justification n'a été fournie relativement à l'exclusion de l'ensemble des scénarios comportant la filière éolienne. À notre avis, le recours à un tel choix arbitraire mine l'exercice de sélection auquel s'est livré le Distributeur.

D'autre part, les analyses complémentaires consistent notamment en un regard plus fin de la question de l'acceptabilité sociale et environnementale. Il ressort de cette analyse que les

---

[7] B-0204, Tableau 1, page 20.
[8] Ibid., p. 26-27.
[9] Ibid., p. 27.

solutions basées sur le GNL-R seraient exclues, étant donné « la perception durable de certains groupes environnementaux et certains membres de la communauté des IDLM que l'utilisation du gaz naturel renouvelable par l'entreprise servirait à des fins d'écoblanchiment (risque no 6), quelles que soient les mesures d'atténuation mises en place par Hydro-Québec »[10], ainsi que le risque de disponibilité du GNL-R :

> Comme la disponibilité du GNR dépendra du développement de l'offre additionnelle et des industries québécoises qui opteront pour ce combustible, il s'avère impossible de confirmer que les quantités projetées pour l'alimentation du réseau des IDLM ne sont pas sujettes à générer une insuffisance de l'offre pour l'industrie au Québec, de là le niveau de risque résiduel modéré[11].

Suite à ces analyses complémentaires, le Distributeur conclut que le scénario S-3 (raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe) devrait être retenu :

> Les analyses complémentaires viennent confirmer que le raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe (scénario S-3), est <u>le scénario satisfaisant le mieux aux critères de réduction des émissions de GES et de l'acceptabilité sociale et environnementale</u>. En effet, les émissions de GES estimées de ce scénario sont relativement équivalentes à celles des deux autres scénarios étudiés (scénarios S-6 et S-15) et la réalisation du raccordement par câbles sous-marins présente un niveau de risque résiduel inférieur (faible) sur le plan de l'acceptabilité sociale et environnementale.[12] (nos soulignements)

Soulignons que le Distributeur n'affirme pas, avec raison, que le Scénario S-3 satisfait le mieux au critère de réduction des coûts. Nous y reviendrons à la section 5.

Ainsi, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une stratégie basée sur le scénario S-3, tout en reconnaissant que la Régie n'aurait probablement pas à se pencher sur la question de l'approvisionnement des IDLM avant de recevoir une demande du Transporteur en vertu de l'art. 73 pour approuver la construction du câble[13].

Quitte à nous répéter, la logique appliquée par le Distributeur pour choisir le Scénario S-3 parmi ces 17 scénarios est surprenante. Aucune pondération n'est accordée en fonction des quatre (4) critères de sélection et les 17 scénarios ne sont jamais classés au terme de l'exercice, que ce soit en fonction des coûts, des réductions d'émissions de GES, de l'acceptabilité sociale ou de la

---

[10] Ibid., p. 30.
[11] Ibid., p. 31.
[12] Ibid., p. 32.
[13] A-0109, para. 45.

fiabilité, encore moins selon ces quatre (4) critères pris ensemble. Le processus en est surtout un d'exclusion : dans un premier temps 14 des 17 scénarios sont exclus pour diverses raisons, laissant un scénario de raccordement et deux comportant le GNL-R. Ensuite, les scénarios comportant le GNL-R sont exclus, en raison de leur acceptabilité sociale et environnementale.

Il serait difficile de décrire ce processus comme rigoureux. Si le Distributeur avait plutôt identifié dès le départ que le GNL-R n'atteignait pas un niveau d'acceptabilité sociale satisfaisant, les scénarios S-6 et S-15 n'auraient jamais été retenus pour études complémentaires.

Le scénario S-3 aurait donc été le seul retenu pour études complémentaires. Le fait qu'aucun des scénarios ayant des valeurs supérieures au S-3 en termes d'économies de coûts ou de réduction de GES ne soit retenu pour études complémentaires remet en question la valeur probante des analyses effectuées.

À la lumière de ce constat, il nous apparait donc opportun de se livrer à l'exercice que n'a pas fait le Distributeur, c'est-à-dire ordonnancer les scénarios selon les valeurs qu'ils obtiennent aux deux premiers critères.

Pour mener à bien cet exercice et mieux comprendre les 17 scénarios, nous allons regarder dans les sections 5 et 6 les informations produites par le Distributeur à l'égard de la réduction des coûts et des émissions de GES. Dans chacune de ces sections, nous allons commenter l'analyse faite par le Distributeur et, le cas échéant, proposer des améliorations.

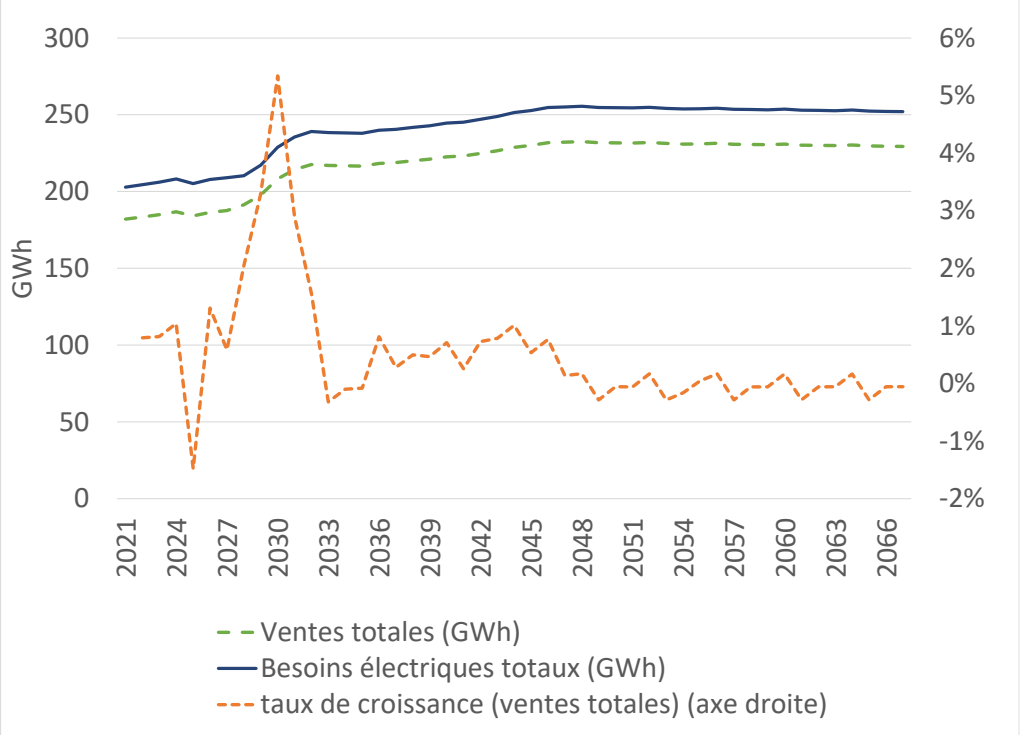
Toutefois, avant de le faire, passons en revue certaines hypothèses qui touchent l'ensemble de l'analyse présentée par le Distributeur.

4 Les prévisions économiques et énergétiques

4.1 Prévision de la demande

La prévision de la demande à la base des analyses présentées par le Distributeur se trouve dans un document Excel[14], reproduit ici en format graphique.

[14] B-0266, onglet « Scénario raccordement ». La ligne "taux de croissance" du Graphique 1 est calculée en fonction des Besoins totaux indiqués à B-0266.



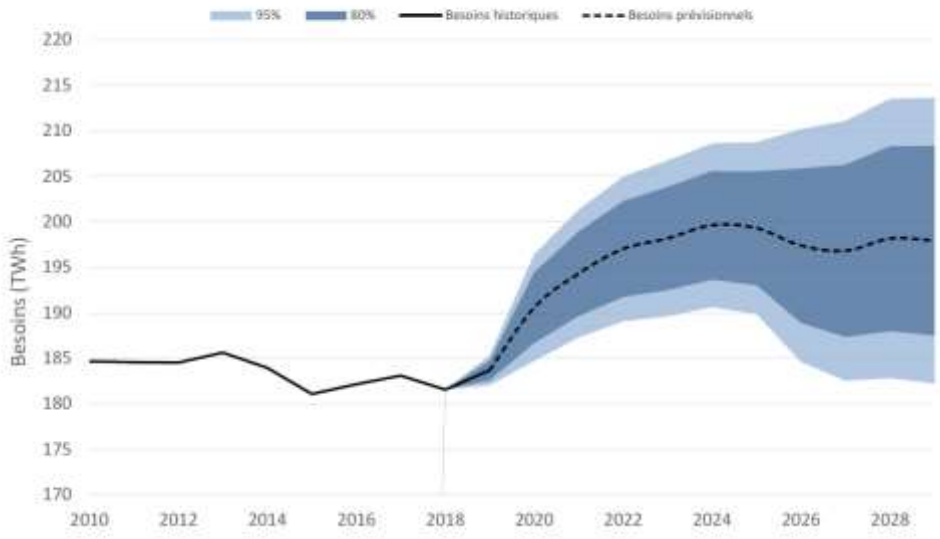
Graphique 1. Prévision de la demande des scénarios du Distributeur

On remarque une croissance très importante entre 2025 et 2031 —une augmentation de 16,34 %, ou de 30 GWh —— qui reflète probablement l'hypothèse d'une conversion massive vers la chauffe électrique pendant ces années.

Le Distributeur mentionne que sa prévision de la demande se base sur une prévision démographique montrant une décroissance d'environ 7% entre 2021 et 2067[15]. Il affirme également que cette prévision est inscrite à *l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*[16]. Toutefois, nous n'avons pas trouvé une prévision de la demande en énergie pour les IDLM dans ledit document[17], ni encore moins une prévision allant jusqu'en 2067. La question de la prévision à long terme demeure donc entière.

Même pour son horizon de planification de 10 ans, le Distributeur considère pertinent de présenter des fourchettes d'encadrement, comme l'indique le Graphique 2[18] ci-après.

[15] B-0264, p. 38, R4.8.3.
[16] B-0264, p. 38, R4.8.2.
[17] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/%C3%89tat%20d'avancement%202021.pdf
[18] B-0007, p. 17, Figure 1.8.



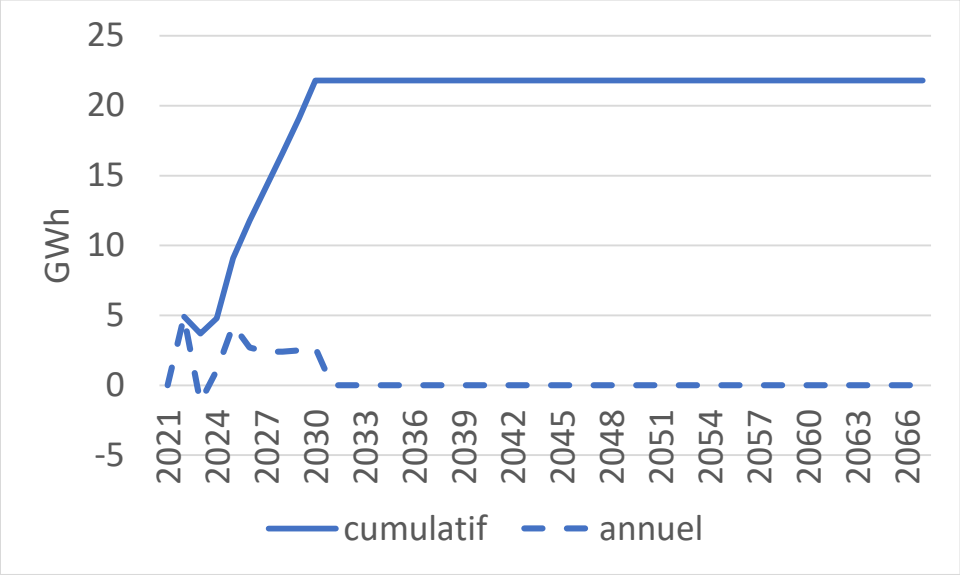
Graphique 2. Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande (réseau intégré)

Il est donc très surprenant de voir le Distributeur s'appuyer sur une prévision de la demande s'étalant sur 47 ans, sans aucune indication de l'incertitude ou des aléas, qui sont sans doute énormes. Ce fait remet en question la pertinence du choix de présenter une analyse sur une période de 47 ans. Le Distributeur reconnaît que l'inclusion à l'analyse de valeurs résiduelles permet de comparer des actifs avec des vie utiles différentes[19]. L'utilisation d'une période plus courte aurait probablement pu permettre une analyse plus fiable.

4.2 L'efficacité énergétique

Une question connexe est celle des économies d'énergie. En complément de réponse à une DDR du RNCREQ, le Distributeur a quantifier les impacts des interventions en efficacité énergétique (« **EÉ** ») qui sont intégrés dans sa prévision de la demande. Celles-ci sont reproduites ci-après sous la forme du Graphique 3[20].

[19] B-0261, p. 4, R1.5.
[20] B-0271, p. 3-4, R5.2.



Graphique 3. Efficacité énergétique cumulative aux IDLM, selon le Distributeur

Le Distributeur précise :

> Dans un cas où des efforts additionnels d'optimisation de la consommation seraient entrepris par les clients, le Distributeur estime à 23,4 GWh le gain qui pourrait être réalisé à terme[21].

Il ajoute, dans un complément de réponse :

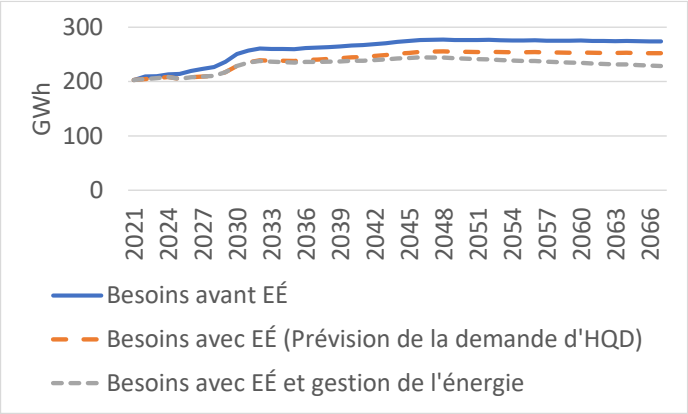
> Par ailleurs, le Distributeur précise que les gains estimés liés aux efforts additionnels d'efficacité énergétique après 2031 seraient réalisés au moyen de la gestion de l'énergie. Cependant, il ne dispose pas de l'impact annuel[22].

En avançant le chiffre cumulatif de 23,4 GWh, le Distributeur ne précise pas s'il inclut les 21,7 GWh déjà pris en compte par la prévision de la demande, ou s'il s'agit d'une quantité additionnelle. En présumant qu'il s'agit d'une quantité additionnelle, cela implique des gains moyens supplémentaires de 630 MWh chaque année entre 2031 et 2067, dû aux efforts d'optimisation de la consommation (gestion de l'énergie).

Le Graphique 4 montre les besoins en énergie avant EÉ (la ligne bleue), la prévision de la demande du Distributeur incluant 21,7 GWh cumulatifs d'EÉ (les tirets orange), et les besoins tenant compte aussi de la gestion de la demande après 2031 (les pointillés gris).

---

21 Ibid.
22 Ibid.



Graphique 4. Besoins avant et après EÉ, selon le Distributeur

En réponse à une DDR du RNCREQ, le Distributeur a indiqué que ces valeurs représentaient « l'hypothèse où un effort maximal [était] entrepris dès maintenant afin de réduire autant que possible les besoins en électricité aux IDLM »[23]. Cette réponse est surprenante, étant donné que ces valeurs n'incluent aucun gain en efficacité énergétique (autre que les conséquences d'une meilleure gestion de l'énergie) pour la période de 37 ans allant de 2031 en 2067.

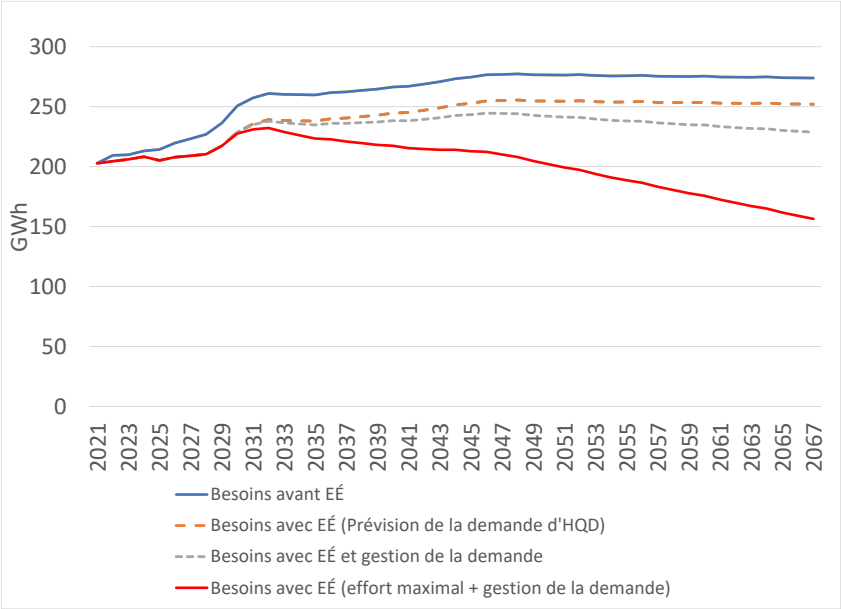
Cette affirmation qu'une prévision sans aucun gain en efficacité énergétique entre 2031 et 2067 représente un effort maximal est d'autant plus surprenante, étant donné la conversion escomptée de la chauffe vers l'électricité ouvre la porte à d'importantes améliorations en systèmes de chauffage et en enveloppes thermiques. Il serait louable, mais quand même surprenant si, dans la courte période de 2025 à 2031, tous et chacun des bâtiments aux IDLM installaient des thermopompes et amélioraient son enveloppe thermique. Dans une perspective plus réaliste, il semble évident qu'il restera un potentiel en EÉ important après 2031, lequel n'est pas capté dans les prévisions du Distributeur.

Qui plus est, sur une période aussi longue que 47 ans, on peut présumer qu'il y aura du renouveau dans le parc de bâtiments, et il est raisonnable de penser que les techniques de construction « net zéro » vont s'améliorer dans les décennies à venir. Il est donc logique de croire que les bâtiments des Îles des années 2060 seront beaucoup moins énergivores que ceux de 2031.

Afin d'avoir une idée des implications des différents choix d'approvisionnement dans le contexte d'un tel changement, il serait important d'explorer les implications d'un scénario alternatif de la demande. Par exemple, le Graphique 5 montre un scénario alternatif qui prend comme hypothèse

[23] B-0261, p. 11, R5.3 qui renvoie à la réponse 5.2, elle-même complétée à B-0271, p. 3-4.

que les gains annuels d'efficacité énergétique continueront au-delà de 2031 à un rythme équivalent à la moitié de ce que le Distributeur prévoit pour les années 2026 à 2030 (soit 1,25 GWh/an, en plus des 0,6 GWh/an découlant des mesures de gestion de la demande).



Graphique 5. Scénarios de prévision de la demande, avec efficacité énergétique jusqu'en 2067

Une réduction si importante de la demande aura un effet marquant sur l'analyse des scénarios. Les coûts des scénarios avec raccordement (S-2, S-3 et S-5) ne verront pas beaucoup de changement, étant donné que les coûts de l'installation et de l'entretien du câble sont fixes[24]. Par contre, pour d'autres scénarios, la réduction de la demande aura l'effet de réduire les coûts, que ce soit en combustible (scénarios biomasse ou GNL-R) ou au niveau des coûts des installations éoliennes ou solaires.

La méthode Monte Carlo est effectivement un outil puissant pour découvrir les conséquences des incertitudes importantes comme celle-ci, mais le Distributeur ne l'a apparemment pas utilisé à cette fin. Tel qu'on verra à la section 5.2, son étude Monte Carlo tient compte des incertitudes de coût et des revenus, mais pas de la demande ou d'autres intrants clés. Enfin, sur la base du seul fichier Excel produit à cet égard (B-0267), il est impossible de déterminer jusqu'à quel point

[24] La variation des taux d'intérêts sur 47 ans crée effectivement une autre source d'incertitude, qui affecte les stratégies de raccordement particulièrement. Notons que cette incertitude n'est pas traitée dans l'analyse économique ni dans l'étude Monte Carlo.

les estimations des coûts découlent réellement des hypothèses (comme la prévision de la demande), parce que les formules ont été supprimées du fichier.

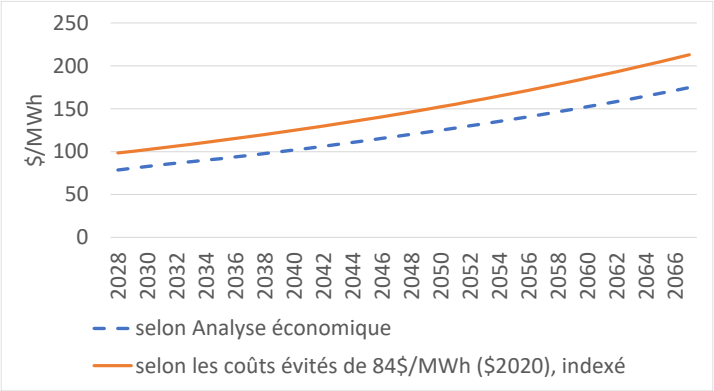
Pour conclure, il existera sans doute un important potentiel en EÉ post-2031 et pour lequelni la prévision de la demande ni l'analyse économique ni l'étude Monte Carlo n'auront tenu compte. Comme déjà mentionné à la section précédente, la réduction de la demande à desservir aura généralement l'effet de rendre les scénarios de raccordement moins attrayants lorsque comparés aux autres options.

4.3 Le coût d'électricité

Eu égard au coût de l'électricité, nous trouvons dommage que le Distributeur n'ait pas fourni une réponse plus claire à la DDR 2.2 du RNCREQ[25]. En effet, là où il était demandé au Distributeur de fournir la prévision des coûts d'achats d'électricité utilisée dans l'analyse, sa réponse a été un renvoi au fichier confidentiel B-0267[26], à l'onglet « Économique »[27]. Il précise que ces coûts ont été établis « à partir de la prévision de la demande » (avec référence au document B-0266, mais sans plus de précision). Or, en présumant qu'il fait référence au premier onglet de ce dernier document (« Scénario Raccordement »), et à la ligne « Besoins électriques totaux », on peut déterminer le coût unitaire d'achat par division. Ce coût est indiqué par le pointillé bleu au Graphique 6 ci-après, allant de 78,6$/MWh en 2028 à 174,7$/MWh en 2067.

Toutefois, en réponse aux DDR d'AHQ-ARQ, le Distributeur précise que le coût évité en énergie de long terme utilisé dans le cadre de l'analyse est de 8,4 ¢/kWh ($ 2020) indexé à l'inflation[28], ce qui donne des valeurs entre 22% et 25% plus élevées.

[25] B-0261, p. 6, R2.2.
[26] Soit plus précisément le document HQD-12-11.02.
[27] La réponse originalement donnée par le Distributeur à la réponse 2.2 faisait référence à l'onglet « Sources d'énergie », mais celle-ci a été corrigée postérieurement pour l'onglet « Économique » (B-0268, page 2).
[28] B-0253, p. 11, R6.2.



Graphique 6. Coût d'achats d'électricité selon l'analyse du Distributeur

Le prix de l'électricité du réseau a un effet important sur l'analyse présentée — plus il est élevé, plus les scénarios de raccordement sont désavantagés. Le graphique ci-avant suggère que l'analyse présentée sous-estime les prix d'achat de l'électricité du réseau de façon importante.

Cela dit, le choix de baser l'analyse sur les « coûts évités à long terme » fixés dans le Plan d'approvisionnement devrait aussi être remis en question. Depuis 2006, les coûts évités à long terme du Distributeur se basent sur les prix selon son dernier appel d'offres — en l'occurrence, et depuis longtemps, des appels d'offres d'énergie éolienne. Cette valeur est utilisée parce qu'elle fournit une estimation du prix du prochain appel d'offres[29]. Or, la Régie n'a jamais précisé — et n'a jamais été invitée à préciser — que le prix de l'appel d'offres de 2013, majoré de 2 % par année, fournit une approximation adéquate des coûts d'acquisition de l'énergie par le Distributeur pour les prochains 45 ans.

Il s'agit d'une prémisse commode pour le Distributeur, mais non justifiée. Prévoir les coûts d'achat d'électricité du Distributeur sur 45 ans est un défi majeur. Un défi de cette ampleur ne saurait être escamoté en utilisant une donnée dont la seule vertu est qu'elle soit commodément identifiable.

Ainsi, nous soumettons que les prévisions du Distributeur à cet égard sont hautement hasardeuses et sans fondement solide. Cette fragilité de l'analyse devrait mener à des réserves quant aux économies que le scénario S-3 permettrait d'atteindre.

[29] À la décision D-2022-062 (para. 507), la Régie précise qu'il reflète le prix de référence de l'électricité issue des contrats conclus à la suite du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01.

5 Les analyses économiques

Dans la Stratégie, le Distributeur explique qu'il a évalué les coûts d'investissement et l'ensemble des charges d'exploitation pour chacun des scénarios, tout en tenant en compte des revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin du programme d'utilisation efficace de l'énergie (« PUEÉ ») ainsi que la valeur résiduelle des actifs au terme de la durée[30].

Ensuite, « afin de mesurer l'incertitude économique des scénarios analysés », il a effectué une analyse probabiliste de type Monte Carlo[31]. Or, sa présentation quantitative dans la Stratégie se concentre presque uniquement sur les valeurs médianes de l'analyse Monte Carlo, alors qu'elle est quasiment muette sur les résultats de son analyse économique de base.

Plus précisément :

- Sa Figure 3 (page 23) présente cinq valeurs tirées de l'analyse Monte Carlo (Min, P=25%, Médiane, P=75% et Max) pour chaque scénario. Seule la petite boule verte (« Estimation ») reflète l'analyse économique de base;
- Son Tableau 2 (page 25) présente une ventilation des coûts, mais seulement selon la Médiane de l'analyse Monte Carlo; et
- Son Tableau 3 (page 26) présente entre autres les résultats économiques de chaque scénario sauf un[32], mais toujours sur la base de l'analyse Monte Carlo, plutôt que sur l'analyse économique.

Il est ainsi surprenant de constater que nulle part dans sa preuve en chef le Distributeur ne présente de façon claire et détaillée les résultats de son analyse économique. Les totaux sont indiqués à la dernière rangée de la Figure 3 de la Stratégie (reproduite plus loin comme Graphique 12). Toutefois, la seule façon de consulter le détail de cette analyse est dans un fichier Excel produit sous pli confidentiel (B-0267).

[30] B-0204, p. 10.
[31] Ibid.
[32] Tenant compte de la correction dans la Figure R-3.1.

5.1 L'analyse économique

5.1.1 L'ordonnancement des scénarios, selon l'analyse déterministe

Il importe de souligner que, comme l'indique clairement le Distributeur, la réduction des coûts n'est qu'un des quatre critères à considérer. Il est toutefois essentiel que l'analyse soit rigoureuse.

Le Tableau 2 ci-dessous fait état des coûts totaux actualisés de chacun des 17 scénarios (la ligne « Estimation » de la Figure 3) [redacted][33]. Selon ce tableau, les solutions basées sur l'énergie éolienne comptent pour six des sept scénarios de moindre coût.

Tableau 2. Résultats de l'analyse économique

Scénario	total act. (000$)	écart p/r au plus économique (000$)	%
S8 - Éolien (+26,8 MW en 2 ph.)	1562		
S16 - Éolien (+26,8 MW en 2 ph.) + GNL-R	1633	71	4.5%
S7 - Éolien (+13,4 MW)	1718	156	10.0%
S15 - Éolien (+13,4 MW) + GNL-R	1725	163	10.4%
S17 - GNL-R + Éolien +13,4 MW + Solaire centr. 10 MW	1728	166	10.6%
[redacted]			
S9 - 3 Éoliennes en mer (36 MW)	1776	214	13.7%
S11 - Solaire centr. 10 MW	1882	320	20.5%
S12 - Solaire centr. 20 MW	1887	325	20.8%
S6 - GNL-R	1904	342	21.9%
S1 - Statu quo	1953	391	25.1%
S3 - Raccordement (Percé) + effac. à la pointe	1965	403	25.8%
S10 - 5 Éoliennes en mer (60 MW)	1966	404	25.9%
S2 - Raccordement (Percé)	2072	510	32.6%
S4 - Raccordement Maritimes (2029)	2091	529	33.9%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2169	607	38.9%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	2400	838	53.6%

Soulignons que ces montants représentent des « charges » (coûts d'exploitation) et « investissements » (coûts en capital) nets des revenus (tarifs facturés auprès des consommateurs). Il s'agit donc de montants qui seraient supportés par des consommateurs à l'extérieur des IDLM — en l'occurrence, presque 2 milliards de $ (en $2020) selon le scénario S-3 retenu par le Distributeur, comparé à 1,56 milliard selon le scénario de moindre coût S-8.

[33] Le Tableau tient compte aussi de l'ajout et de la correction apportée dans la Figure R-3.1 (B-0260, p. 12, R3.1).

Ce scénario S-8 a des coûts actualisés de presque 400 millions $ moins élevés que le *statu quo.* Par ailleurs, le scénario retenu par le Distributeur (le S-3) a des coûts légèrement plus élevés que le *statu quo* (et donc plus que 25 % plus élevé que le scénario S-8).

Ce dernier constat est surprenant, étant donné que le Distributeur avait fixé, comme élément guidant son choix de scénarios pour les études complémentaires, « la réduction significative des coûts d'approvisionnement par rapport au *statu quo* »[34], **ce qui n'est pas le cas pour le scénario S-3.**

5.1.2 Les coûts futurs de la filière éolienne

Dans ses réponses à la Régie, le Distributeur précise que ces analyses de l'énergie éolienne terrestre se basent sur des coûts en capital de 2 966 M $2020/MW, un coût qui demeure invariable jusqu'en 2067[35].

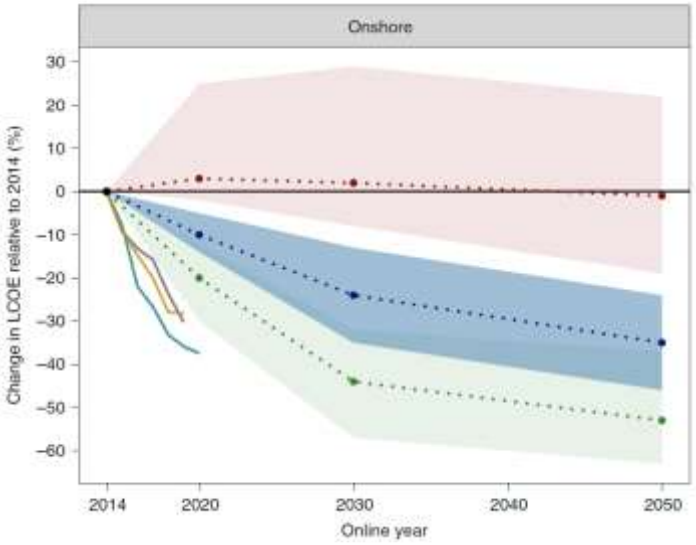
Dans sa DDR 8.1, le RNCREQ a demandé au Distributeur de décrire le processus qu'il a suivi « afin de déterminer la trajectoire des coûts d'investissement unitaires des éoliennes terrestres pendant la période d'analyse 2021 – 2067 »[36]. Ce dernier répond simplement qu'il ne peut élaborer davantage sur le processus mentionné dans sa réponse à la Régie. Or, celle-ci est muette sur le processus utilisé.

Il existe pourtant beaucoup d'études sur l'estimation des coûts futurs de l'énergie éolienne, tant terrestres qu'en mer. L'ensemble des études que nous avons repérées prévoient une diminution importante de ces coûts dans les décennies à venir, plutôt que des prix invariables, tels que prévus par le Distributeur.

Dans un papier publié dans le journal scientifique *Nature Energy* en 2021, Wiser et al. décrivent des résultats d'exercices passés et actuels de "*expert elicitation*" — des prévisions basées sur les opinions d'experts dans le domaine[37]. Le Graphique 7 compare l'évolution des coûts réels de l'énergie éolienne terrestre (les lignes solides) avec les prévisions publiées en 2015, suite à un processus d'élicitation experte. Les coûts réels de 2020 sont plus bas que le niveau prédit selon la réponse médiane en 2050.

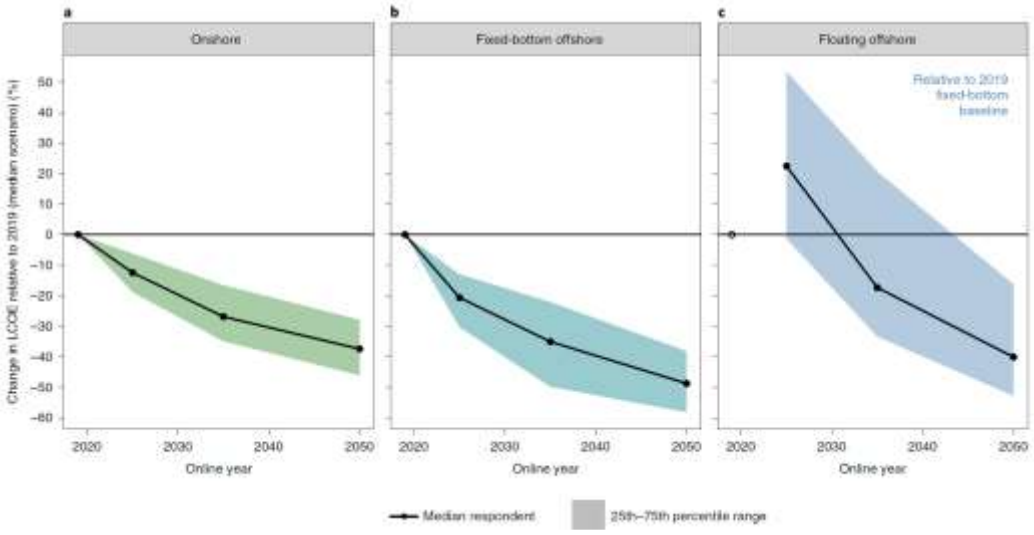
---

[34] B-0204, p. 27, ligne 5.
[35] B-0248, p. 33, R5.11.
[36] B-0261, p. 17, R8.1.
[37] Wiser, R., Rand, J., Seel, J. *et al.* Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. *Nat Energy* **6,** 555–565 (2021).



Graphique 7. Coûts réels d'énergie éolienne, comparée aux prévisions de 2015[38]

Le Graphique 8 présente les résultats d'un processus d'« *expert elicitation* » similaire mais plus récent. Il démontre que les experts prévoient des baisses importantes des coûts d'énergie éolienne dans les prochaines décennies, tant pour les éoliennes terrestres que celles en mer (fixes et flottants).



Graphique 8. Prévisions des coûts de l'énergie éolienne, 2020 - 2050[39]

Les auteurs concluent :

[38] Ibid., p. 557.
[39] Ibid., p. 557.

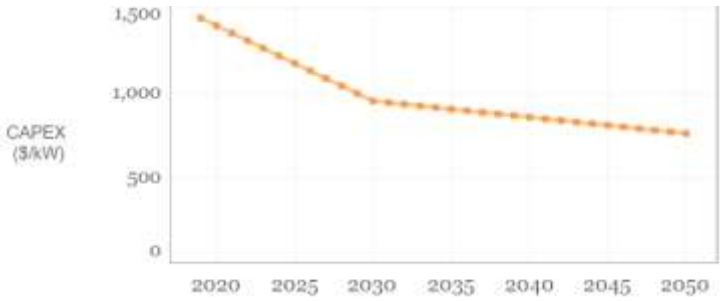
> Across all wind applications, [levelized cost of energy] is anticipated to decline by 17–35% in 2035 and 37–49% in 2050 (floating offshore wind costs are compared with fixed-bottom 2019 baselines)[40].

Le Distributeur, par contre, ne prévoit aucune réduction des coûts éoliens d'ici 2067.

Les auteurs soulignent également l'importance de tenir compte de l'incertitude dans la planification, et le danger de se limiter à des prévisions déterministes.

> Among cost-forecasting methods, expert elicitation offers a relatively straightforward approach to estimating uncertainty. The wind energy expert elicitations from 2015 and 2020 illustrate uncertainties across the low-, median- and high-cost scenarios, and among the range of expert responses. Actual onshore and offshore wind costs since 2014 have declined more rapidly than the vast majority of experts predicted in 2015, even in the low-cost (10% probability) scenario, further highlighting the depth and pervasiveness of uncertainties. <u>These results should give pause to those who use point forecasts for future costs, and they suggest that energy-sector modellers should account for cost uncertainties. More broadly, the results demonstrate the importance of fully considering uncertainty in energy policymaking, planning, investment and research decisions</u>[41]. (nos soulignements)

Des résultats similaires ont été constatés dans un rapport récent publié dans le *Annual Technology Baseline* du *US National Renewable Energy Laboratory* (NREL), dont un graphique sommaire est reproduit au Graphique 9 ci-dessous.



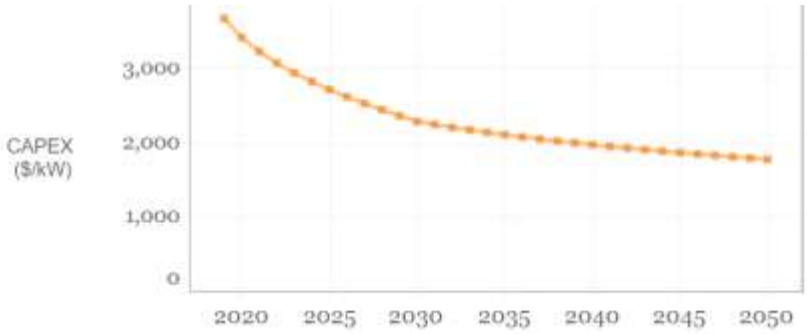
Graphique 9. Évolution prévue des coûts d'éoliennes terrestres, 2020 à 2050 (NREL)[42]

La situation est très similaire pour les éoliennes en mer. Le Distributeur prévoit des coûts en capital de 8 195 M$2020/MW, sans tenir compte des coûts d'intégration et sans diminution dans

---

[40] Ibid., p. 558.
[41] Ibid., p. 562.
[42] https://atb.nrel.gov/electricity/2021/land-based_wind. L'estimation est pour Wind Class 1 (vitesses de 9.01 à 12,89 m/s à une hauteur de 110m). Les vents des IDLM à seulement 27m de hauteur sont de 8,0 m/s, plus que deux fois plus élevés qu'en Gaspésie (A. Ilinca et al. Wind potential assessment of Quebec Province, Renewable Energy 28 (2003) 1881–1897, Table 2, p. 1889).

le temps. Les projections de NREL sont à environ la moitié de ce niveau, avec une diminution importante dans les décennies à venir :



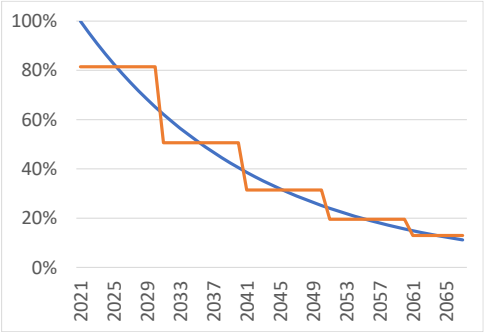
Graphique 10. Évolution prévue des coûts d'éoliennes en mer, 2020 à 2050 (NREL)[43]

Dans ses réponses, le Distributeur décrit une étude de sensibilité qui, selon lui, démontre que l'impact d'une décroissance du coût de remplacement des éoliennes serait marginal :

> À titre indicatif, pour mesurer la sensibilité de l'analyse en lien avec cette hypothèse, le Distributeur a évalué un coût de remplacement réduit à 80 % du coût initial pour le premier remplacement (20 ans) et à 70 % du coût initial pour le deuxième remplacement (40 ans). Cet exercice a pour effet de diminuer le coût à l'estimation de 4,9 M$ act. 2021 pour les scénarios d'ajout de deux éoliennes (scénarios S-7, S-15 et S-17) et de 8,8 M$ act. 2021 pour les scénarios d'ajout de quatre éoliennes (scénarios S-8 et S-16). À la lumière de cet exercice, le Distributeur estime que l'hypothèse de coût de remplacement des éoliennes a un impact marginal sur les résultats de l'analyse économique paramétrique[44].

En réalité, sa réponse souligne l'importance des effets de l'actualisation à un taux de 4,872 % sur une période aussi longue, illustré au Graphique 11.

[43] https://atb.nrel.gov/electricity/2021/offshore_wind
[44] B-0261, p. 17, R8.1.1.



Graphique 11. Impact de l'actualisation sur un coût constant

Dans les faits, l'impact d'un coût engagé dans la décennie 2050-2060 n'a que 20 % de l'impact actualisé du même coût, engagé entre 2021 et 2030. Sans évidemment nier l'utilité de l'actualisation comme outil économique, il importe d'être prudent lorsqu'on prend des décisions qui affecteront une période future, pour laquelle les coûts perdent presque toute leur importance due à l'actualisation.

Ainsi, par exemple, doubler les coûts pour la dernière décennie aura l'effet d'augmenter la valeur actualisée par seulement 7,8 %. Cette augmentation pourrait nous sembler tolérable, mais nos petits-enfants en 2057 qui verraient leurs coûts d'électricité doubler auraient sans doute une opinion différente.

Cela dit, malgré les effets de l'actualisation, la substitution des coûts prévus par le NREL pour les coûts « investissements – croissance » dans les scénarios éoliens du Distributeur aura un effet important sur les coûts globaux du scénario.

Pour quantifier cet effet, nous avons procédé comme suit :

- Les prévisions de coût de NREL ont été converties en dollars canadiens à un taux fixe d'US$0.80/CA$1.00;
- Un montant a été rajouté à ces coûts annuels pour tenir compte des coûts additionnels dus à l'inaccessibilité des IDLM. Ce montant est basé sur l'écart entre l'estimation du Distributeur et celle du NREL pour l'année 2020. Des cas des ajouts de 0%, 50% et 100% de cet écart ont été étudiés;
- Cela donne lieu à une série des coûts annuels ajustés (2021 à 2067) pour les investissements en éoliennes (croissance seulement), exprimée comme un pourcentage du coût annuel indiqué par le Distributeur au B-0267 ;

- Les coûts « investissements – croissance » pour chaque année du scénario sous étude (selon l'onglet "Économique" de B-0267) sont réduits par ce pourcentage, reflétant la prévision ajustée;
- La valeur actualisée de ces coûts ajustés est comparée à la valeur actualisée totale (incluant charges, investissements et revenus) pour le scénario, selon le Distributeur[45].

Les résultats de cet exercice sont exposés aux Tableau 3 et Tableau 4 ci-après :

Tableau 3. Impacts de l'utilisation des prévisions NREL — Scénario 8 (éoliennes terrestres)

Coûts annuels rajoutés (% de l'écart IDLM vs NREL pour 2020)	coûts act. (HQD)	coûts act. (ajustés)	écart	écart (%)
0%	[redacted]	[redacted]	107,184	6.9%
50%	[redacted]	[redacted]	72,525	4.6%
100%	[redacted]	[redacted]	37,865	2.4%

Ce tableau démontre que, pour le S-8 (éoliens terrestres, 26,8 MW en deux phases), l'utilisation des coûts prévus par le NREL mène à une diminution des coûts actualisés par 6,9 %, soit une réduction de 1,56 à 1,45 milliard de $. Le fait d'augmenter ces coûts chaque année par 50 % de l'écart entre le coût selon HQD et celui selon NREL pour 2020 réduit cet écart à 4,6 %. Les augmenter par 100 % le réduit à 2,4 %.

Évidemment, une étude plus poussée serait requise pour déterminer laquelle de ces prévisions de coûts est la plus fiable. Une étude Monte Carlo pourrait aussi être utile à cet égard. Toutefois, l'étude Monte Carlo faite par le Distributeur — avec une fourchette allant de -17% à +97% (par rapport aux valeurs établies par le Distributeur[46]) — n'est pas très éclairante à cet égard.

[45] Ces valeurs ont été indiquées comme « Estimation » à la Figure 3 de B-0204; les calculs à l'onglet « Économique » de B-0267 les confirment.
[46] C'est-à-dire, avec une distribution triangulaire allant de 2 462$/kW à 5 843 $/kW (moyenne de 4 153$/kW), comparée à 1 074 $/kW (en moyenne), selon le NREL.

Tableau 4. Impacts de l'utilisation des prévisions NREL —Scénario 10 (éoliennes en mer)

Coûts annuels rajoutés (% de l'écart IDLM vs NREL pour 2020)	coûts act. (HQD)	coûts act. (ajustés)	écart	écart (%)
0%	[redacted]	[redacted]	612,533	31.2%
50%	[redacted]	[redacted]	369,696	18.8%
100%	[redacted]	[redacted]	126,860	6.5%

Ce tableau démontre que, pour le S-10 (5 éoliens en mer, 60 MW), l'utilisation des coûts prévus par le NREL mène à une diminution des coûts actualisés par **31,2 %**, soit une réduction de 1,97 à 1,35 milliard de $. Le fait d'augmenter ces coûts chaque année par 50 % de l'écart entre le coût selon HQD et celui selon NREL pour 2020 réduit cet écart à 18,8 %. Les augmenter par 100 % le réduit à 6,5 %.

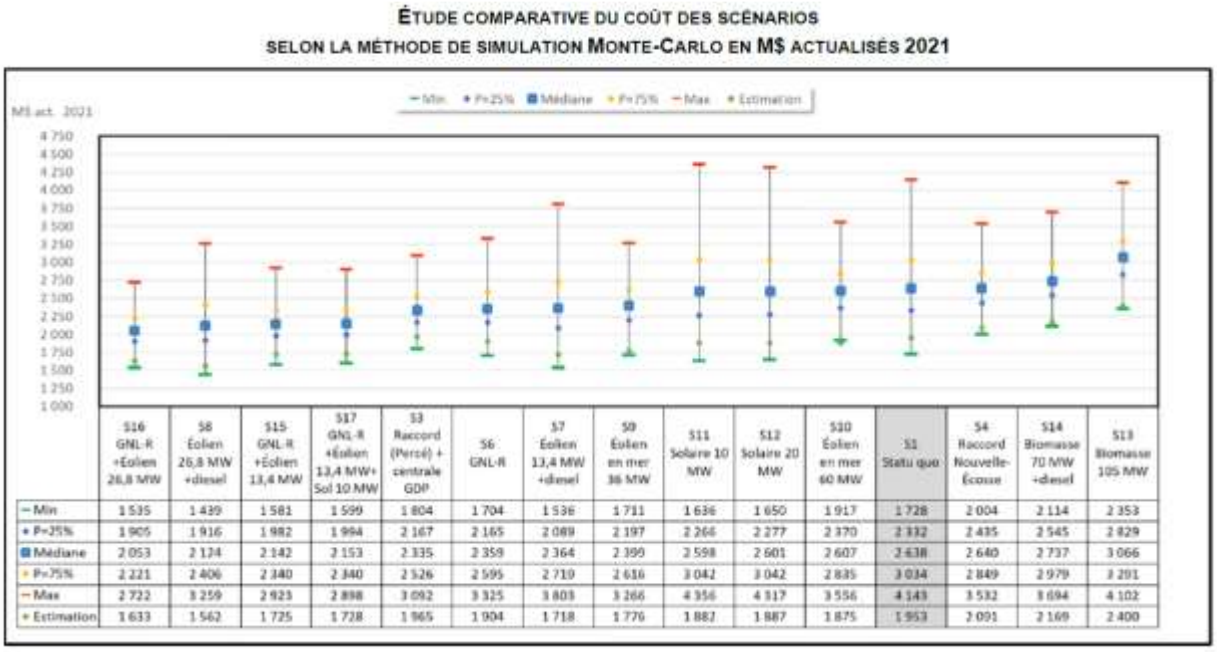
Encore une fois, une étude plus poussée serait requise pour déterminer laquelle de ces prévisions de coûts est le plus fiable et ici aussi, l'étude Monte Carlo faite par le Distributeur — avec une fourchette allant de -15% à +108% (par rapport aux valeurs établies par le Distributeur[47]) — n'est pas très éclairante à cet égard.

5.2 L'analyse Monte Carlo

Comme indiqué au début de cette section, l'analyse Monte Carlo a pour but de circonscrire l'incertitude autour de l'analyse économique. Toutefois, dans le présent cas, l'analyse Monte Carlo semble plutôt contredire et même remplacer l'analyse économique.

Commençons avec la Figure 3 produite dans la Stratégie pour comparer les coûts des scénarios (reproduite comme Graphique 12 ci-après). Pour chaque scénario, on voit une barre de dispersion, indiquant les valeurs minimales (tirets verts), maximales (tirets rouges) et médianes (carrés bleus). Les boules jaunes et bleues indiquent les quartiles (25 % et 75 %), qui se trouvent autour de la médiane. Toutes ces valeurs découlent de l'analyse Monte Carlo.

[47] C'est-à-dire, avec une distribution triangulaire allant de 6 966 $/kW à 17 046 $/kW (moyenne de 12 006 $/kW), comparée à 2 601 $/kW (en moyenne), selon le NREL.



	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diesel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diesel	S9 Éolien en mer 36 MW	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Min	1 535	1 439	1 581	1 599	1 804	1 704	1 536	1 711	1 636	1 650	1 917	1 728	2 004	2 114	2 353
P=25%	1 905	1 916	1 982	1 994	2 167	2 165	2 089	2 197	2 266	2 277	2 370	2 332	2 435	2 545	2 829
Médiane	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066
P=75%	2 221	2 406	2 340	2 340	2 526	2 595	2 719	2 616	3 042	3 042	2 835	3 034	2 849	2 979	3 291
Max	2 722	3 259	2 923	2 898	3 092	3 325	3 803	3 266	4 356	4 317	3 556	4 143	3 532	3 694	4 102
Estimation	1 633	1 562	1 725	1 728	1 965	1 904	1 718	1 776	1 882	1 887	1 875	1 953	2 091	2 169	2 400

Graphique 12. Figure 3 de la Stratégie

À cela s'ajoute une dernière valeur, discrètement présentée comme une boule verte, de la même taille que celles des quartiles. Cette boule verte représente « l'estimation », soit la valeur actualisée selon l'analyse économique. Il s'agit donc de la valeur autour de laquelle se trouvent les variations explorées par l'analyse Monte Carlo.

Il est plus que surprenant que cette « estimation » se colle tout près de la valeur minimale (tiret vert) sur chacun des scénarios — et même plus bas que le minimum pour un des scénarios (le S-10). Comment devrait-on interpréter ce fait ?

Une étude Monte Carlo utilise une fourchette de valeurs autour de la prévision principale, afin de comprendre les conséquences des variations imprévisibles et indépendantes des différentes variables. Il est du moins surprenant que l'utilisation d'une approche stochastique — appliqué, rappelons-nous, seulement aux différentes catégories de coûts et de revenus, et non pas aux paramètres plus fondamentaux comme la prévision de la demande, les taux d'intérêt ou d'échange, etc. — ait l'effet de modifier de façon importante l'ordonnancement des scénarios.

Une partie de l'explication se trouve au Tableau R-5.8, produit en réponse à une DDR de la Régie[48] et reproduit ci-dessous comme Graphique 13. Ce tableau indique les valeurs *min* et *max* utilisées dans l'étude Monte Carlo. On constate que :

- La fourchette est symétrique seulement pour deux postes : Achats d'énergie DDN (-10%/+10%) et pour les Revenus (-20%/+20%). Toutefois, l'examen de l'onglet "Économique" de B-0267 démontre que les valeurs pour ces deux postes sont [redacted] ;
- La fourchette est légèrement asymétrique pour certains postes:
  - de -10%/+40% pour cinq catégories de coûts, soit Entretien, Exploitation, Achats d'électricité — Réseau intégré, TSP et Valeur résiduelle; et
  - de -5%/+20% pour les quantités de carburants;
- La fourchette est extrêmement asymétrique pour les postes de GES (-5%/+150%) et de Capex. Cette dernière catégorie est la seule où la fourchette varie selon le scénario, allant de -20%/+75% pour S-1, jusqu'à -14%/+122% pour S-6.

Le Distributeur explique son processus pour déterminer ces fourchettes comme suit :

> Pour chaque rubrique de l'analyse économique et chacun des scénarios, la précision des données a été évaluée avec les experts internes, puis exprimée dans le tableau R-5.8 sous forme de variation Min et Max.[49]

Dans une réponse au AHQ-ARQ, il offre des précisions additionnelles :

> L'estimation des coûts par scénario et leur exposition au risque sont le fruit d'une méthode éprouvée des équipes de spécialistes en estimation, planification et risques de projet d'Hydro-Québec.
>
> Pour chaque item de coût, les spécialistes forment un consensus sur les coûts probables, minimum et maximum. Ces valeurs sont reflétées en dollars ou en pourcentage par rapport à l'estimation (ou la valeur découlant de l'analyse économique), comme présentée au tableau R-5.8.
>
> Une simulation Monte Carlo permet ensuite l'analyse de l'exposition au risque. Pour chaque item, celle-ci utilise une fonction triangulaire, entre l'estimation probable, minimum et maximum. Le simulateur effectue 1 000 simulations aléatoires, qui permettent de produire des distributions probabilistes de coûts pour chaque scénario. Les valeurs min (P=0 %), P=25%, médiane, P=75% et max (P=100 %) de la figure R 5.2.2 sont issues de cette analyse. Chaque scénario étudie une solution particulière avec un

[48] B-0248, p. 30, R5.8
[49] B-0248, p. 29, R5.8.

TABLEAU R-5.8 :
PRÉCISION DES DONNÉES POUR LES SIMULATIONS MONTE-CARLO

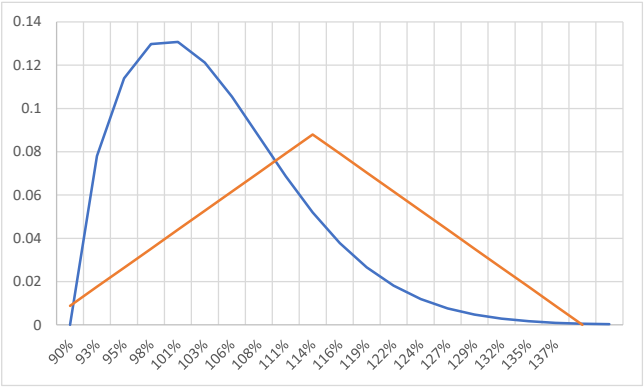
	S1		S3		S4		S6		S7		S8		S9		S10		S11		S12		S13		S14		S15		S16		S17	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Charges																														
Entretien	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Pérennité																														
Croissance																														
Exploitation	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Carburant																														
-Mazout lourd-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-Mazout lourd-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
-Diesel-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-Diesel-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
-GNL-R-Quantité							-5%	20%																	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-GNL-R-prix							-40%	80%																	-40%	80%	-40%	80%	-40%	80%
GES	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%
Achats d'énergie DDN	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%
Achats d'électricité - réseau intégré			-40%	10%	-40%	10%																								
PUEÉ	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%
TSP	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Investissements																														
Entretien																														
Capex-Pérennité	-20%	75%	-21%	92%	-12%	99%	-14%	122%	-18%	95%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	108%	-19%	78%	-19%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%
Capex-investissements	-20%	75%	-21%	92%	-12%	99%	-14%	122%	-18%	95%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	108%	-19%	78%	-19%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%
Valeur résiduelle	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Revenus	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%

Graphique 13. Valeurs min et max utilisées pour l'étude Monte Carlo

> ensemble spécifique de filières énergétiques et d'items de coûts. Ainsi, la pondération des investissements par filière est propre à chaque scénario. La précision des investissements par scénario dépend de cette pondération.
>
> La valeur estimation correspond au résultat d'une analyse déterministe alors que la médiane correspond à une analyse statistique. Par construction, la médiane tient en compte l'exposition aux risques.[50]

On comprend que les experts internes se sont prononcés sur les prix minimaux et maximaux qui sont possibles d'ici 2067. On ne sait pas par contre s'ils étaient au courant ou non des résultats de l'étude déterministe qui avait fourni les valeurs « Estimations » à la Figure 3[51]. Cela dit, il semble clair que ces experts ne se sont pas prononcés sur la probabilité d'occurrence de ces différentes valeurs entre les extrêmes établis. À cet égard, le Distributeur a simplement appliqué une distribution triangulaire, où la valeur la plus probable (et aussi la moyenne) se trouve au point moyen entre les deux extrémités.

Il est tout à fait normal que la fourchette min/max soit asymétrique. Toutefois, le fait de fixer une distribution triangulaire de façon arbitraire à l'effet de faire contredire les résultats de l'étude économique. Cet effet est illustré au Graphique 14.



Graphique 14. **Distributions Weibull et triangulaire**

Les deux courbes du **Graphique 14** sont similaires, dans le sens qu'elles montrent chacune une distribution allant de 90 % à 140 %, et qu'elles représentent le même nombre de cas[52]. Toutefois, la courbe bleue (en l'occurrence, une distribution de type Weibull) a des valeurs

[50] B-0253, p. 4, R2.2.
[51] On ne sait pas non plus si le Distributeur a appliqué cette fourchette de valeurs de façon progressive (ou la fourchette complète se présente uniquement en 2067), ou s'il a appliqué cette même fourchette à chaque année d'ici 2067.
[52] Autrement dit, les aires sous les deux courbes sont égales.

moyenne et médiane de « 100 % ». Autrement dit, si notre analyse déterministe suggère une valeur de « 100 % », une distribution de ce type permettra une variation entre 90 % et 140 %, sans contredire la valeur attendue (*expected value*) de l'analyse de départ.

Une distribution triangulaire asymétrique, par contre, contredit l'analyse d'origine, parce qu'elle y substitut une valeur attendue qui est différente.

Si les valeurs min/max sont symétriques, l'utilisation d'une distribution triangulaire ne diverge pas des résultats de l'analyse déterministe. Mais lorsque les min/max sont asymétriques, elle mène à des résultats qui ne sont pas compatibles avec l'analyse originale.

C'est cela que le Distributeur a fait. Son analyse Monte Carlo contredit son analyse détaillée. La simple raison en est simple : il applique une distribution probabiliste qui n'est pas compatible avec les paramètres qu'il a choisis initialement.

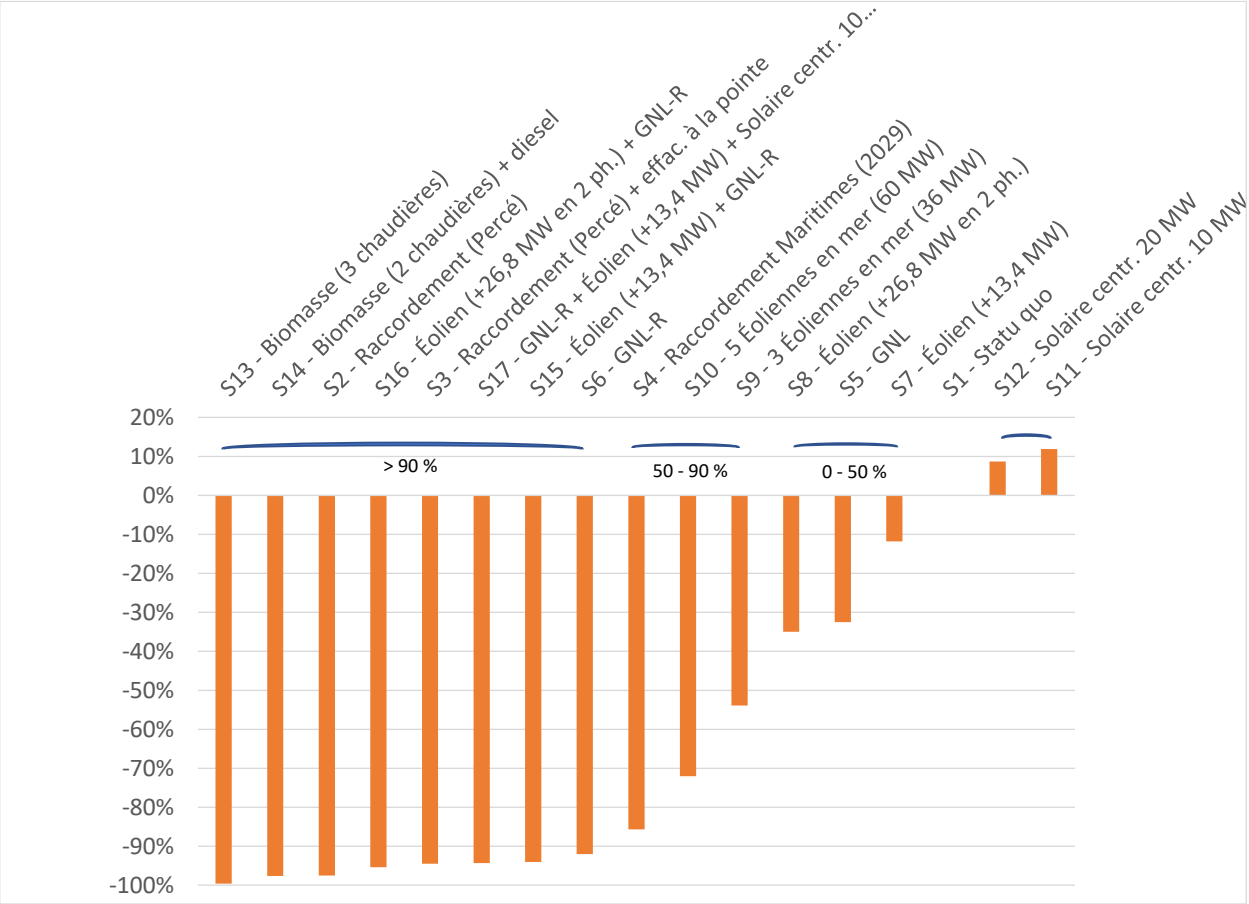
Cela explique pourquoi les coûts médians selon l'étude Monte Carlo sont significativement plus élevés que les estimations de l'étude économique. Les fourchettes asymétriques, combinées avec le choix arbitraire d'y appliquer une distribution triangulaire, font en sorte que l'étude Monte Carlo contredit l'étude économique, plutôt que de l'approfondir.

Cet important problème enlève toute valeur probante à l'étude Monte Carlo exécuté par le Distributeur. Ainsi, la seule conclusion sur le plan économique qui demeure est celle présentée au Tableau 2 ci-dessus (à la page 17), où le scénario S-3 est en 12e place, après tous les scénarios faisant appel à la filière éolienne, et même après le *Statu quo* (S-1).

6 La réduction des émissions de GES

Les réductions des émissions directes de GES pour chaque scénario sont présentés aux Tableaux 1 et 3 de la Stratégie[53]. Ces valeurs sont reproduites ci-dessous sous la forme du Graphique 15 et nous avons classé les scénarios en ordre décroissant[54].

[53] B-0204, p. 20 et 26.
[54] Il n'est pas expliqué pourquoi les deux scénarios avec énergie solaire (S-11 et S-12) mènent à une augmentation des émissions de GES.



Graphique 15. Les réductions des émissions directes de GES, selon la Stratégie

À l'œil, on peut distinguer quatre groupes de scénarios :

- Ceux avec des réductions de plus de 90 % (huit scénarios), dont :
  - La biomasse (S-13 et S-14);
  - Les raccordements Percé (S-2 et S-3);
  - Les éoliennes jumelées avec le GNL-R (S-15, S-16 et S-17); et
  - Le GNL-R (S-6).
- Ensuite, il y a trois scénarios avec des réductions comprises entre 50% et 90% :
  - Les éoliennes en mer (S-9 et S-10); et
  - Le raccordement Maritimes (S-4).
- Il y a trois scénarios avec des réductions de moins de 50 % :
  - Les éoliennes (S-7 et S-8), et
  - Le GNL (S-5).
- Finalement, il y a deux scénarios avec des émissions plus élevées que le *statu quo :*

- Les centrales solaires de 10 et 20 MW (S-11 et S-12).

Soulignons que, à l'intérieur de chaque groupe, les différences entre les scénarios sont relativement limitées.

6.1 Les émissions directes de l'électricité du réseau

En ce qui concerne les émissions de GES associées à l'électricité du réseau, il y a une correction importante que nous devons apporter aux chiffres présentés par le Distributeur.

Selon ses réponses aux DDR, le taux d'émissions utilisé est de 0,0005 tCO2eq/MWh[55]:

> Ceci s'explique par le fait qu'environ 0,5 % des approvisionnements qui compose le bouquet électrique du réseau d'Hydro-Québec sont de sources non renouvelables et celles-ci sont associées aux bouquets électriques des juridictions voisines d'où Hydro-Québec importe une partie de son électricité[56].

Sur son site internet[57], Hydro-Québecprécise :

> Les émissions de GES générées par la création des réservoirs qui servent à la production d'électricité ne sont pas prises en compte dans le calcul des émissions, ni dans l'inventaire GES d'Hydro-Québec.
>
> […]
>
> Pour calculer ces dernières émissions [celles associées à l'électricité consommée], elles doivent utiliser le taux de 34,5 g éq. CO_2/kWh. Ce taux d'émission reflète le cycle de vie de l'électricité produite, transportée et distribuée par Hydro-Québec, comme celui de l'électricité achetée et importée. Toutefois, il ne reflète pas le cycle de vie de l'électricité provenant des réseaux autonomes. Pour plus de détails, voir l'article scientifique [PDF 1 Mo] publié à ce sujet. (nos soulignements)

Ainsi, les émissions GES associées à l'électricité consommée du réseau intégré d'Hydro-Québec sont estimées à 34,5 g/kWh, plutôt que les 0.5 g/kWh (0,0005 tCO2eq/MWh) utilisés par le Distributeur.

L'article en question, pour lequel un lien est fourni sur cette même page internet d'HQ, s'intitule **Amélioration de la précision de l'empreinte carbone de l'électricité : estimation des émissions**

[55] B-0261, p. 26, R 12.4.1.
[56] B-0261, p. 26, R 12.3.
[57] https://www.hydroquebec.com/developpement-durable/documentation-specialisee/taux-emission-ges.html

de gaz à effet de serre des réservoirs hydroélectriques. Il a été réalisé par des chercheurs de l'UQAM, de l'ÉTS et d'Hydro-Québec elle-même[58]. Le résumé est reproduit ici :

> L'hydroélectricité est généralement considérée comme une source d'électricité à faible empreinte carbone, car elle n'entraîne pas d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES), contrairement à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Or, l'ennoiement de terres après la construction d'un barrage donne généralement lieu à une augmentation des émissions biogéniques de GES en raison de la dégradation de la biomasse présente dans le réservoir nouvellement créé. La méthodologie de l'analyse du cycle de vie (ACV) est largement adoptée pour calculer et comparer l'empreinte carbone des différentes filières de production d'électricité, en tenant compte du cycle de vie complet. Par contre, l'ACV ne tient pas adéquatement compte des émissions biogéniques nettes de GES des réservoirs hydroélectriques en raison du manque de données. Ces émissions sont complexes à quantifier, car plusieurs mécanismes entrent en jeu, et l'extrapolation des observations d'un réservoir à un autre est risquée puisque les émissions varient fortement en fonction de différents paramètres, tels que le climat, l'emplacement géographique, l'âge du réservoir et les propriétés du bassin versant. Le présent article compare les différentes approches pouvant être adoptées pour estimer les émissions des réservoirs hydroélectriques en ACV. Il explique aussi le processus de sélection de la stratégie la plus pertinente et l'application de celle-ci au calcul de l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec (Canada). Les émissions biogéniques nettes de GES de tous les réservoirs hydroélectriques de la province estimées à l'aide du modèle G-res sont de 16,5 (14,7-18,6) $gCO2 \cdot kWh^{-1}$ et de 0,29 (0,23-0,35) $gCH4 \cdot kWh^{-1}$, les intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 % étant entre parenthèses. <u>Combinée aux données de la base ecoinvent pour les autres émissions du cycle de vie, l'empreinte carbone de l'électricité distribuée dans la province en 2017 s'élevait à 34,5 g éq. $CO2 \cdot kWh^{-1}$</u>. (nos soulignements)

Ainsi, tout en reconnaissant les complexités de l'estimation des émissions de GES produites par les réservoirs hydroélectriques, ces chercheurs arrivent à une estimation de 34,5 g CO2eq/kWh, ou de 34,5 t/GWh. Ce chiffre a apparemment été endossé par Hydro-Québec, qui le mentionne sur son propre site internet. Il n'y donc aucune raison de l'exclure de la présente analyse. Il s'agit par ailleurs d'émissions <u>directes</u>, étant donné qu'elles résultent de la production même de l'électricité, sur une base annuelle, et non pas en lien avec la construction de la centrale ou sa pérennité.

Notons à cet égard que les émissions des réservoirs sont généralement vues comme des émissions opérationnelles. Par exemple, l'étude d'impacts environnementaux produite par BC

[58] https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/amelioration-precision-empreinte-carbone-electricite.pdf

Hydro sur son projet du Site C[59] inclut une annexe sur les émissions GES. Selon l'étude par le consultant Stantec :

> Operating GHG emissions, includ[e] emissions from the reservoir and land clearing activities […][60] (nos soulignements)

Le tableau suivant démontre les émissions annuelles des scénarios avec raccordement, tel que présentées par le Distributeur, mais corrigé avec le taux d'émissions pour l'électricité du réseau intégré (34,5 t/GWh).

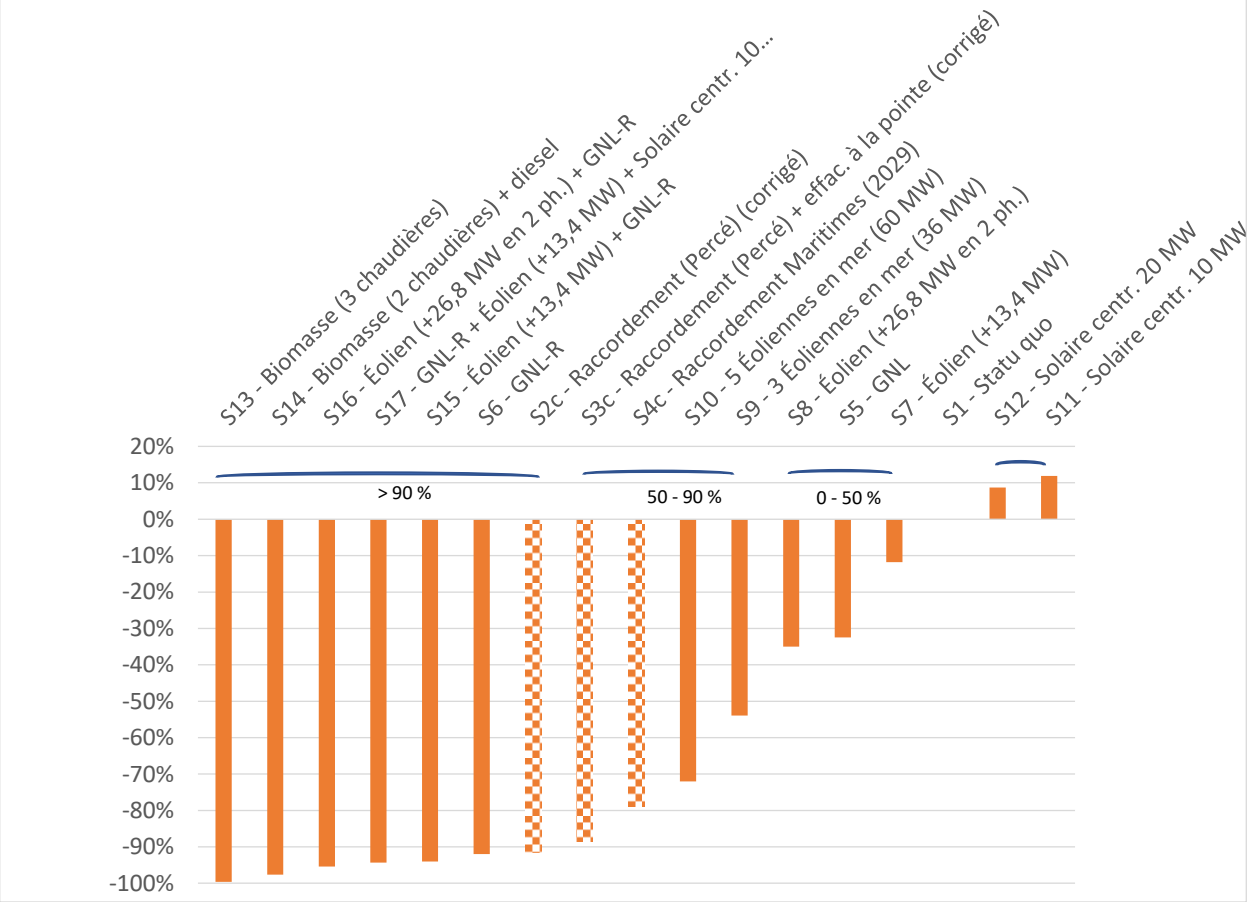
Tableau 5. Conséquences de l'inclusion des émissions des réservoirs

	Émissions directes annuelles moyennes		Réductions d'émissions p/r statu quo	
	original	**corrigé**	**original**	**corrigé**
S2 - Raccordement (Percé)	3,104	10,385	-97.5%	-91.6%
S3 - Raccordement (Percé) + effac. à la pointe	6,771	14,130	-94.5%	-88.5%
S4 - Raccordement Maritimes (2029)	17,674	26,099	-85.7%	-78.8%

On constate que l'inclusion des émissions des réservoirs hausse substantiellement les valeurs des trois scénarios utilisant d'électricité du réseau intégré (S-2, S-3 et S-4). Par exemple les émissions du scénario S-2 sont augmentées par un facteur de plus que trois. Toutefois, cet impact demeure modéré dans l'ensemble de l'analyse. Les réductions des émissions de GES du scénario S-3, par exemple, se voient diminuées de 94,5% à 88,6%, mais elles restent quand même importantes.

Cela dit, cette correction fait en sorte que le Scénario S-3 se trouve maintenant dans le deuxième groupe (les scénarios avec les réductions d'entre 50% et 90%), plutôt que dans le premier groupe (réductions de plus que 90%), tel que l'indique le Graphique 16, où les scénarios corrigés sont hachurés.

[59] BC Hydro, Site C Clean Energy Project: Greenhouse Gases Technical Report (Stantec), Page E-1
[60] Ibid.



Graphique 16. Les réductions des émissions directes de GES, corrigées

Soulignons également que les émissions des scénarios incluant la filière éolienne dépendent uniquement du type et des quantités des ressources utilisées pour compléter et équilibrer les apports éoliens. À cet égard, voir les commentaires à la section 7.2.

6.2 Les hypothèses de coût concernant les émissions GES

En réponse à la DDR 5.11 de la Régie, le Distributeur a décrit ses hypothèses concernant les émissions de GES comme suit :

> GES : projection basée sur le prix plancher du marché d'échange avec la Californie (en $US), indexé annuellement à 5 % plus l'inflation (hypothèse selon laquelle les termes actuels sont maintenus jusqu'en 2067)[61].

[61] B-0248, p. 33, R5.11.

Ensuite, le Tableau R-5.8 (reproduit ci-dessus comme Graphique 13) indique que, pour l'étude Monte Carlo, une fourchette de -5%/+150% a été appliquée.

Les coûts annuels utilisés dans l'analyse économique se trouvent à la ligne 145 de l'onglet « GES ». Ils commencent à [redacted] $/t en 2021 et montent jusqu'à [redacted] $/t en 2067.

Toutefois, en appliquant la fourchette de -5%/+150%, l'étude Monte Carlo utilise des valeurs indiquées au Graphique 17, qui montent à plus que [redacted] $/t en 2067.

[redacted]

Graphique 17. Coût unitaire des émissions GES selon l'étude Monte Carlo

En raison de l'utilisation d'une distribution triangulaire, cela donne lieu à une valeur attendue de [redacted] $/t en 2067.

Ces valeurs sont-elles réalistes ? Ces chiffres représentent, rappelons-nous, les droits d'émissions réglementaires. Est-ce réaliste de prévoir que le taxe sur la carbone augmentera de 22,50 $/t en 2021 à plus que 1 000 $/t en 2067? Peut-être.

Si les critères menant à une décision finale étaient uniquement économiques, il serait peut-être justifié de gonfler les prévisions du prix de la taxe carbone, afin de faire refléter dans l'analyse l'importance réelle de l'enjeu climatique. Toutefois, dans le présent cas, où la réduction des émissions est un critère important en soi, les scénarios comportant des émissions importantes sont déjà alourdis par ce fait. Gonfler leurs coûts économiques en utilisant une prévision douteuse du taxe sur le carbone n'est pas approprié.

6.3 Conclusion

Vus uniquement en termes de réductions de GES, les meilleurs scénarios sont ceux de la biomasse (S-13 et S-14), ainsi que ceux faisant appel aux éoliennes avec le GNL-R comme filières d'appoint. Toutefois, les scénarios avec biomasse ont été exclus par le Distributeur, pour les motifs de coût, d'acceptabilité sociale et de fiabilité.

Lorsque l'on considère uniquement le critère des réductions de coûts, cinq des sept scénarios éoliens sont plus avantageux que le scénario S-3 retenu par le Distributeur. Les scénarios éoliens faisant appel au GNL-R pour l'équilibrage ont également des résultats significativement supérieurs au scénario S-3 au niveau des réductions de GES. À cet égard, notons que ce sont les filières d'appoint requises pour l'équilibrage qui produisent les émissions de GES.

Bref, étant donné que les scénarios éoliens sont les scénarios de moindre coût et que leurs réductions de GES sont significatives, il nous semble que le Distributeur n'aurait pas dû les écarter si facilement, sans démontrer l'impossibilité de fournir l'équilibrage requis à un coût économique et environnemental acceptable.

Nous nous permettons également des commentaires additionnels à la prochaine section.

7 Discussion et recommandations

7.1 « Optionalité »

Au-delà des quatre critères de comparaison apparaissant au Tableau 3 de la preuve[62], les scénarios étudiés par le Distributeur diffèrent l'un de l'autre dans un aspect qui n'a pas été discuté et que l'on peut appeler « optionalité ».

Concernant cette « optionalité », il y a à une extrémité des scénarios comme le raccordement où, une fois la décision prise, la question de l'alimentation des IDLM est réglée pour les prochains 45 ans et plus. À l'autre extrémité, il y a les scénarios comme le S-8 ou le S-16, où des éoliennes sont installées en deux phases espacées de cinq ans, « afin d'atténuer les risques techniques et économiques associés au jumelage à haute pénétration »[63], en plus du renouvellent chaque

[62] B-0204, p. 26
[63] B-0204, p. 15.

20 ans. Inévitablement, une approche en deux phases laisse une marge de manœuvre pour adapter la stratégie à l'approche de la deuxième phase.

En réalité, tous les scénarios impliquant des filières de production plutôt que des câbles de raccordement comportent un niveau accru d'optionalité. Dans la période de planification de 45 ans, il sera nécessaire de renouveler ou remplacer des équipements, ce qui inévitablement laisse place à leur remplacement par d'autres technologies plus efficaces ou plus économes. On peut certes penser à une évolution technologique au courant des prochaines décennies, mais il y a en plus la possibilité de s'ajuster (à la hausse ou à la baisse) en fonction de l'évolution réelle des besoins.

Il est de plus en plus reconnu parmi les planificateurs que ce type d'optionalité a une valeur réelle, même si elle est difficilement quantifiable. Si dix ans sont longs en termes d'évolution technologique, 45 ans sont une éternité. Nous ne pouvons tout simplement pas savoir aujourd'hui comment la panoplie de technologies disponibles évoluera pendant le prochain demi-siècle.

Une étude récente sur le « *deep decarbonization* » en Californie met l'accent précisément sur l'importance d'une telle optionalité.

> Principle 1. Clean Energy Technology Optionality and System Flexibility is Necessary
>
> Predicting the optimal energy technology mix by 2050 is extremely challenging; no "silver bullet" technologies can be assumed. Key trends in energy, including population growth, urbanization, and climate change suggest that technology optionality and system flexibility will be critical for meeting both near- and long-term goals.[64] (nos soulignements)

L'étude fait référence à un rapport de Bloomberg New Finance, qui précise le concept :

> Optionality means thinking through the various scenarios that might follow a decision, not just Plan A, and placing appropriate value on possibilities opened up or shut down by each path. Breaking projects into elements has value. The ability to delay a capital commitment has value. Adding assets in smaller increments has value. Reducing capital intensity has value. The ability to hedge or insure outcomes has value[65]. (nos soulignements)

Or, le Distributeur admet qu'il ne tient pas compte de cette valeur additionnelle :

---

[64] Energy Futures Initiative, Optionality, Flexibility & Innovation: Pathways for Deep Decarbonization in California. May 2019. https://energyfuturesinitiative.org/reports/optionality-flexibility-innovation/

[65] Liebreich, M., "The New Energy ROI: Resilience, Optionality, Intelligence. Bloomberg New Energy Finance. https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-new-energy-roi-resilience-optionality-intelligence/

> Le Distributeur n'a pas tenu compte de la valeur additionnelle « d'optionalité », selon toutes les sphères de la définition donnée, et d'après la compréhension qu'il en a, dans le cadre de son analyse économique. Toutefois, le Distributeur considère que le scénario retenu S-3 ouvre la porte à certaines opportunités dans le futur, qui s'apparentent à la définition « d'optionalité ».
>
> À titre d'exemple, bien que le Distributeur doute de la compétitivité d'un tel scénario à court et moyen terme, l'installation d'un grand parc d'éoliennes en mer, comme suggéré à la question 10.3 de l'intervenant, pourrait s'avérer intéressante à plus long terme. Le concept analysé pour le raccordement sous-marin prévoit un lien bidirectionnel qui pourrait potentiellement faciliter l'intégration d'un tel projet[66].

Ici, le Distributeur évoque l'idée d'une grande installation éolienne en mer, qui alimenterait tant le réseau intégré que les IDLM. L'idée a certes de la valeur, mais procéder au raccordement Percé/Cap-aux-Meules avant d'installer les éoliennes serait l'équivalent de mettre le chariot avant les bœufs. Imaginons par exemple que les ingénieurs d'Hydro-Québec déterminent que l'emplacement idéal d'une telle installation serait entre les IDLM et Percé, avec des raccordements dans les deux sens. Commencer avec le raccordement Cap-aux-Meules-Percé imposerait alors des restrictions importantes, voire empêcherait, une telle possibilité de se réaliser.

7.2 Conclusions

En conclusion, nous retenons de notre examen de la preuve déposée par le Distributeur que celui-ci n'a pas démontré que son scénario préféré (S-3) est supérieur aux autres scénarios sous étude selon les quatre critères retenus. D'abord, sa propre étude démontre que, sur le plan économique, les scénarios basés sur l'énergie éolienne sont tous supérieurs au S-3, qui n'offre même pas de réductions de coûts par rapport au *statu quo*.

De plus, la preuve du Distributeur comporte des faiblesses importantes. Il omet d'examiner des scénarios avec différentes prévisions de la demande (dû soit à des niveaux différents de croissance, d'efficacité énergétique, ou les deux). Le chiffrier produit (B-0267) ne permet pas d'intégrer différents niveaux de demande, les formules y ayant été supprimées. Toutefois, il est évident que des variations de la demande auraient des impacts différents pour chacun des scénarios. En effet, les coûts associés au raccordement doivent varier beaucoup moins avec des variations de la demande, contrairement aux autres scénarios.

---

[66] B-0261, p. 29, R14.1.

Si la filière éolienne est supérieure aux autres en termes économiques et de réductions de GES, son talon d'Achilles est son besoin d'équilibrage. Le fournir par le biais de sources fossiles crée des impacts inacceptables à l'égard des émissions de GES; le faire avec le GNL-R est, de l'avis du Distributeur, inacceptable à l'égard de l'acceptabilité sociale. Le fournir avec le stockage sera, selon les prévisions du Distributeur, de loin trop cher.

Toutefois, ces réponses génériques évitent une question quantitative pourtant fondamentale : **est-ce possible de réduire le besoin d'équilibrage des scénarios éoliens à un point où l'une ou l'autre de ces solutions (ou une combinaison de celles-ci) serait néanmoins acceptable dans un avenir pas si lointain?**

Le Distributeur reconnaît que même avec de l'équilibrage fossile (par exemple avec la centrale actuelle, alimentée soit au carburant lourd ou au diesel léger), il serait techniquement possible d'opérer le réseau actuel avec une pénétration d'énergie éolienne plus forte que dans les scénarios étudiés, ce qui aurait l'effet de réduire les émissions de GES de manière importante[67]. Malheureusement, le Distributeur n'a pas choisi d'explorer les coûts économiques et environnementaux de niveaux plus élevés de jumelage éolien/fossile.

> Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant. Il estime effectivement qu'un tel scénario de jumelage éolien-diesel à haute pénétration serait techniquement réalisable.
>
> Le Distributeur précise toutefois que ce type de concept, qui prévoit l'arrêt complet de la centrale thermique lorsque la puissance provenant de la source éolienne est suffisante, comporte d'importants risques opérationnels susceptibles de nécessiter l'ajout d'équipements supplémentaires qui n'ont pas été pris en compte dans le cadre de l'analyse paramétrique. Ce scénario requerrait des analyses approfondies, notamment appuyées par une modélisation dynamique complète reproduisant le plus fidèlement possible le concept, afin de s'assurer que celui-ci respecte l'ensemble des exigences techniques permettant d'assurer le maintien de la fiabilité et de la qualité de l'alimentation. De telles analyses sont complexes, longues et coûteuses, et l'incertitude préalable à celles-ci se traduit par une importante amplitude de risques sur les coûts et des délais de réalisation. En somme, le Distributeur est en mesure d'affirmer qu'un tel concept serait techniquement réalisable, mais ne peut pas confirmer qu'il serait économiquement viable[68]. (nos soulignements)

Étant donné l'avantage important des scénarios avec éoliens, comparés au scénario de raccordement, cette préoccupation économique ne doit aucunement justifier l'abandon de ce type de scénario.

---

[67] B-0263, p. 17-18, R9.1
[68] Ibid.

Il importe évidemment de le quantifier, et aussi de quantifier les émissions de GES qui en résulteraient. Cela dit, étant donné l'importance de l'enjeu — et la durée des conséquences des décisions à prendre — il vaut certainement la peine de procéder avec ces études, en parallèle avec des études plus poussées sur l'option de raccordement.

Un autre élément important à considérer — pas pour le présent, mais pour le futur — est le stockage. Le Distributeur reconnaît que, dans ses scénarios, il utilise le stockage uniquement pour compenser les variations rapides de production, en non pour compenser la perte de production pendant des périodes plus longues:

> Le Distributeur n'a toutefois pas pris en compte une telle utilisation des systèmes de stockage dans les scénarios dans le cadre de l'analyse. Pour les scénarios d'ajout d'éoliennes, de même que pour les scénarios d'ajout d'une centrale solaire, le Distributeur assume que les systèmes de stockage serviraient principalement à compenser les variations rapides de la production, en plus de permettre d'optimiser la gestion de la réserve tournante (puissance combinée des groupes moteurs en opération). Contrairement au solaire, la production éolienne comporte un potentiel de contribution en puissance à la pointe, qui tend même à augmenter en période hivernale (corrélation positive avec le profil de pointe au Québec)[69].

Dans une réponse à un autre intervenant, il ajoute:

> Quant à l'idée d'ajouter suffisamment de stockage pour une autonomie d'une à deux journées, l'investissement serait irréaliste. À titre indicatif, la charge quotidienne à la pointe, selon la projection en 2030, correspond à 1 375 MWh. Même en supposant que le coût unitaire considéré pour le stockage serait divisé par trois, passant de [redacted], la capacité requise pour une seule journée d'autonomie à la pointe (sans compter la capacité supplémentaire requise pour compenser les pertes thermiques, la charge des systèmes auxiliaires et la perte de capacité liée au vieillissement) représenterait un coût d'investissements de [redacted]. D'autres formes de stockage sont mieux adaptées pour des quantités massives, telles que le stockage d'air comprimé dans des cavernes de sel souterraines forées artificiellement, ou le stockage sous forme d'hydrogène dans de telles cavernes de sel. Ces technologies demeurent toutefois coûteuses, sont globalement moins efficaces entraînant des pertes électriques plus importantes, et comportent certains éléments qui n'ont pas atteint le niveau de maturité suffisant pour permettre d'assurer la fiabilité, selon le Distributeur[70].

Le stockage multijournalier n'est clairement pas une option maintenant, mais le sera-il dans 15, 20 ou 30 ans? Impossible de le dire. Toutefois, un scénario avec grande pénétration éolienne, couplée avec un effort maximal en efficacité énergétique (enveloppe thermique, pompes à chaleur, stockage thermique) et à un niveau minimal d'équilibrage fossile qui serait

[69] B-0253, pp. 28-29, R13.6.
[70] B-0264, p. 24-25, R4.4.13.

graduellement remplacé par le stockage, selon l'évolution technologique, mériterait certainement d'être considéré.

Un autre scénario plausible impliquerait un parc éolien marin qui alimenterait à la fois les IDLM et le réseau intégré. Hydro-Québec dans son Plan stratégique indique clairement qu'il aura besoin de ressources additionnelles dans un futur rapproché, et que l'énergie éolienne est la ressource la plus prometteuse[71]. Il serait surprenant que le Distributeur ne soit pas déjà en train de considérer les éoliennes en mer à cet égard. Un grand projet desservant les deux réseaux aidera sans doute à en réduire les coûts.

Toutefois, comme déjà indiqué, le fait d'avoir déjà construit un raccordement d'une puissance fixe entre les IDLM et Percé risque de créer des contraintes majeures, voire insurmontables, par rapport à une telle solution.

7.3 Recommandation

L'exercice initial présenté dans la preuve en chef de cette phase du dossier a son utilité. L'étude de multiples scénarios et la production d'un certain niveau de détail sur les études entreprises représente un pas vers l'avant, comparé aux communications antérieures.

Cela dit, il faut reconnaître que ce premier exercice est incomplet, et ses lacunes empêchent une prise de décision éclairée. Force est de reconnaître qu'une telle décision, avec toute l'envergure qui l'accompagne, requiert un grand degré d'anticipation, minutie et créativité. Nous soumettons que ce serait une erreur d'approuver une stratégie de conversion sur la foi d'une démonstration entachée par autant d'erreurs et de faiblesses.

Nous recommandons donc de continuer la recherche d'une stratégie qui :

a) est supérieur au raccordement sur le plan économique;

b) est robuste et fiable face à la plupart des situations futures plausibles; et

c) est acceptable sur les plans des réductions de GES et de l'acceptabilité sociale.

À notre avis, l'exercice auquel s'est livré le Distributeur jusqu'à maintenant nous apprend que la meilleure solution est probablement basée sur l'énergie éolienne (probablement surtout en mer)

[71] Hydro-Québec, Plan stratégique 2022-2026, p. 28 et suivantes.

et sur l'efficacité énergétique. En définir les détails requerra de continuer le travail analytique, de concert avec la communauté des Îles, avec la Régie et avec les intervenants.

Nous sommes confiants que, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2023-2032, le Distributeur sera en mesure de mener à bien un tel exercice.

Pour ces motifs, nous ne recommande pas à la Régie d'approuver la stratégie privilégiée par le Distributeur pour la conversion du réseau des IDLM (à savoir le choix du Scénario S-3), mais plutôt inviter celui-ci à bonifier ses analyses (tant au niveau d'un raccordement par câble que par l'énergie éolienne) et présenter ses résultats lors du Plan d'approvisionnement 2023-2032.