C A N A D A
PROVINCE DE QUÉBEC

R É G I E D E L'É N E R G I E

No. : R-4210-2022 ph. 1

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demandeur

et

REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC -et- Als.

Intervenants

R-4210-2022 PHASE 1 - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

PLAN D'ARGUMENTATION DU RNCREQ

A. ESTIMATION DE L'APPORT DES NOUVEAUX PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

1. Dans son Mémoire (C-RNCREQ-0025), le RNCREQ faisait la recommandation suivante à l'égard des estimations du Distributeur par rapport à ses programmes d'efficacité énergétique :

> **Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur révise ses prévisions de la demande, ainsi que le bilan en énergie et en puissance de son Plan d'approvisionnement, pour tenir compte de ses nouvelles intentions en matière d'efficacité énergétique, et ce, en vue de la phase 2 de ce dossier.**

2. Cette recommandation découlait de l'apparente contradiction entre la prévision du Distributeur de 8,9 TWh cumulatifs à l'horizon 2032 (tableau R-18.1 à B-0103) et l'annonce faite par Hydro-Québec à l'effet qu'elle allait rehausser **significativement** ses cibles en matière d'efficacité énergétique :

TABLEAU R-18.1 :
CONCILIATION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES TOTALES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*	*2029*	*2030*	*2031*	*2032*	cumulatif
Historique	0,4	0,7	0,7											
Plan stratégique 2022-2026	0,5	0,5	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0				8,2
Plan d'approvisionnement 2023-2032				0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7	8,9

> Dans son *Plan stratégique*, Hydro-Québec avait annoncé son intention d'accroître ses efforts en efficacité énergétique afin d'atteindre 8,2 TWh à l'horizon 2029. L'objectif cumulatif fixé pour 2020-2022 a été dépassé de plus de 20 %, avec des économies d'énergie de l'ordre de 2 TWh. Forte de ces résultats et devant l'intensification de la demande d'électricité, Hydro-Québec annonce aujourd'hui son intention de rehausser significativement ses cibles en la matière.
>
> En collaboration avec des experts, des expertes et des organisations de différents horizons, Hydro-Québec lance une démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh.

Réf : C-RNCREQ-0025, p. 8 : Hydro-Québec (2023, 4 avril). Plan stratégique 2022-2026 : Hydro-Québec rehausse ses cibles en efficacité énergétique et chemine dans l'évaluation du potentiel hydroélectrique du Québec. Disponible sur : https://www.newswire.ca/fr/news-releases/plan-strategique-2022-2026-hydro-quebec-

rehausse-ses-cibles-en-efficacite-energetique-et-chemine-dans-l-evaluation-du-potentiel-hydroelectrique-du-quebec-880214891.html

3. Il est vrai que le chiffre de 25 TWh ne représente qu'une estimation du plein potentiel d'efficacité énergétique pour l'ensemble du Québec et qu'il ne doit pas être confondu avec les cibles que se fixe le Distributeur dans son plan d'approvisionnement.

4. Cela dit, on ne peut ignorer qu'Hydro-Québec a tout de même annoncé un **rehaussement significatif** de ses cibles;

5. On peut alors s'interroger à savoir pourquoi le Distributeur n'intègre pas cette considération dans ses prévisions;

6. Dans sa DDR no 4 (A-0046), la Régie demandait au Distributeur de quantifier l'impact anticipé de cette hausse sur les prévisions des contributions annuelles en énergie et en puissance en efficacité énergétique sur l'horizon du plan. À défaut, elle demandait subsidiairement au Distributeur d'indiquer à partir de quand il prévoyait pouvoir le faire;

7. Dans sa réponse (B-0115), le Distributeur indiquait :

> Dans le communiqué de presse mentionné en référence (ii), Hydro-Québec annonçait le lancement d'une « démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh ». Au moment de la préparation des réponses à la présente demande de renseignements, le Distributeur précise que la démarche initiée en avril 2023 n'est toujours pas terminée. **Dans le cadre de cette même démarche, le Distributeur s'affaire à quantifier le potentiel des mesures et à identifier les leviers nécessaires afin de les réaliser.**
>
> **Selon l'avancement des travaux, le Distributeur pourrait intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023, dans la mesure où, de son point de vue, cette trajectoire est réaliste et qu'elle puisse se matérialiser à l'horizon du Plan.**

8. Cette position a été réitérée à l'audience (A-0053, N.S. 13 juin, p. 206-207) et les témoins du Distributeur ont précisé :

> Q. **[272]** Et est-ce que lors du dépôt de votre Phase 2, on va voir les changements à ce niveau-là?

M. FRÉDÉRIK AUCOIN :

R. À vrai dire, comme mon collègue a mentionné, on espère que les travaux vont avancer rondement. **Fait que tout dépendant à quel moment précis est la Phase 2, il y a peut-être, en effet, là, des éléments qui seront à ce moment-là connus qui pourront être discutés.**

9. À cet égard, le RNCREQ soumet que les réponses données par le Distributeur ne sont pas satisfaisantes pour que la Régie approuve les prévisions du Distributeur dans cette phase 1;

10. Si l'on sait déjà que les apports en efficacité énergétiques seront ***dans tous les cas*** supérieurs à 8,9 TWh à l'horizon 2032, le Distributeur ne peut pas soumettre cette prévision à la Régie et lui demander de l'approuver. Quelle serait alors l'utilité de cet exercice? Et plus encore, quelle serait la valeur d'une décision de la Régie qui avaliserait des prévisions que tous savent inexactes ?

11. Pire encore, si la Régie approuve l'acquisition d'approvisionnements additionnels sur la base d'une estimation trop conservatrice en efficacité énergétique, il y a un risque que ces nouveaux approvisionnements créent à leur tour de nouveaux surplus;

12. C'est en fait ce qui est arrivé après les appels d'offres découlant du dossier R-3470-2001, où la Régie a approuvé des appels d'offres en fonction d'un bilan qui incluait seulement 0,4 TWh/an en gains en efficacité énergétique (voir notamment D-2002-17, p. 11-12);

13. Les contrats qui ont suivis ces appels d'offres, conjugués avec d'autres contrats découlant de décrets gouvernementaux, ont constitué des surplus qui ont pesé sur le réseau du Distributeur pendant de nombreuses années (voir notamment A-0058, N.S. 15 juin, p. 244);

14. Toujours est-il qu'à la lumière des réponses données par le Distributeur en DDR et à l'audition (par. 7 et 8 ci-avant), on peut certes concéder qu'il n'est actuellement pas en mesure de donner le chiffre précis d'apports en efficacité énergétique pour les prochaines années, mais il peut certainement en donner un meilleur que le « 8,9 TWh » qui ne tient plus;

15. Ultimement, cela ne reste évidemment qu'une estimation, mais dans les circonstances, le Distributeur ne peut pas justifier que sa meilleure estimation de l'apport des programmes en efficacité énergétique demeure le même « 8,9 TWh »

qui prévalait avant qu'il n'annonce un *rehaussement significatif* de ses cibles en la matière;

16. À la limite, le Distributeur pourrait même être conservateur dans son estimation de ce que représente un « *rehaussement significatif* », mais il doit tout de même fournir un chiffre plus élevé que le « 8,9 TWh »;

17. Ainsi, le RNCREQ soumet que la Régie ne peut pas se satisfaire des prévisions du Distributeur puisqu'elle est à même de constater (compte tenu de la preuve et des annonces faites par le Distributeur) que ces prévisions sont désuètes;

18. Précisons également que ce constat est tout à fait compatible avec les pouvoirs de la Régie en matière d'efficacité énergétique;

19. En effet, rappelons que le pouvoir de la Régie est limité « *à prendre connaissance des mesures d'efficacité énergétique prévues par le Distributeur pour répondre partiellement à la demande, ainsi que la quantification globale des économies d'énergie associées à ces mesures, incluse à son bilan énergétique, à l'horizon du Plan* » (D-2023-011, paragraphe 35);

20. Cela dit, la prévision dont la Régie doit prendre acte en l'espèce n'est pas « 8,9 TWh à l'horizon 2032 », mais bien « *un rehaussement significatif* par rapport à 8,9 TWh à l'horizon 2032 »;

21. C'est bel et bien là la prévision du Distributeur lorsque l'ensemble de la preuve est considéré, à savoir le communiqué de presse du 4 avril et les réponses à l'audience (et non seulement le tableau R-18.1);

22. Conséquemment, si la Régie prend acte que la prévision du Distributeur est « *un rehaussement significatif* par rapport à 8,9 TWh à l'horizon 2032 », elle n'aura d'autre choix que de constater ensuite que les prévisions de la demande incluses aux bilans en énergie et en puissance du Distributeur ne reflètent pas ce « *rehaussement significatif* »;

23. En toute logique, la Régie devrait donc demander au Distributeur d'actualiser ses prévisions et resoumettre des bilans en énergie et en puissance qui tiennent compte de ce « *rehaussement significatif* » en matière d'efficacité énergétique, le tout selon les meilleures estimations du Distributeur quant à ce que représente ce « *rehaussement significatif* »;

24. Enfin, en ce qui concerne le moment où le Distributeur devrait resoumettre de tels bilans, il semble tout indiqué que le Distributeur le fasse en concomitance avec le dépôt de ses stratégies pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en phase 2 du présent dossier. En effet, les prévisions de la demande et la stratégie pour l'acquisition d'approvisionnement additionnels sont intimement liés et il n'y a aurait que des bénéfices à traiter du tout en même temps;

25. Conséquemment, le RNCREQ **maintient sa recommandation à ce que la Régie exige du Distributeur qu'il révise ses prévisions de la demande, ainsi que le bilan en énergie et en puissance de son Plan d'approvisionnement, et ce, afin de tenir compte du rehaussement significatif qu'il a annoncé en matière d'efficacité énergétique, ces révisions devant être déposées avec la stratégie pour l'acquisition d'approvisionnement additionnels lors de la phase 2 du présent dossier**;

B. BLOC RÉSERVÉ POUR LES CRYPTOMONNAIES

26. En ce qui concerne l'allocation du solde du bloc réservé pour les cryptomonnaies, le RNCREQ rappelle que depuis les débuts du dossier R-4045-2018, il défend la position que le tarif CB a un impact significatif sur les bilans et qu'il y aurait lieu de limiter autant que possible l'allocation d'énergie aux usages de cryptomonnaies;

27. Sa position n'a pas changé dans le présent dossier et il maintient la recommandation à son mémoire (C-RNCREQ-0025) :

> **Le RNCREQ recommande à la Régie de maintenir la suspension de l'allocation du solde du Bloc réservé pour l'usage cryptographique.**

28. Le RNCREQ va même plus loin et se positionne en faveur d'un retrait complet de l'obligation du Distributeur de pourvoir à cette charge, si tant est que cela puisse se faire;

29. Enfin, en ce qui concerne toute réattribution de MW abandonné, il s'en remet aux arguments du Distributeur dans son plan d'argumentation B-0140, p. 18, par. 78 à 84 (cohérence avec le décret no 1697-2022, création et maintien d'un guichet unique seulement pour la réattribution, etc.);

C. PRODUCTION DISTRIBUÉE

30. Dans son mémoire, le RNCREQ recommandait à la Régie d'inviter le Distributeur à favoriser la production distribuée dans sa stratégie d'approvisionnement qui sera déposée en phase 2;

31. En effet, comme le mentionnait le RNCREQ, la production distribuée offre des avantages intéressants dans le contexte de l'électrification de l'économie québécoise et de la robustesse du réseau (C-RNCREQ-0025, p. 8-9);

32. Comme l'expliquait M. Vaillancourt à l'audience (A-0058, N.S. 15 juin, p. 190) :

> […]ça va contribuer aussi à la robustesse du réseau et ça pourrait également faciliter l'atteinte de l'équilibre entre l'offre et la demande, contribuer à la transition énergétique et à diminuer les gaz à effet de serre.

33. Pour ces raisons, le RNCREQ maintient sa recommandation à cet égard;

D. CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

34. Le RNCREQ reconnait que la Régie a indiqué dans sa décision D-2023-051 que l'examen de la nouvelle stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine était exclu et que cet examen était reporté au prochain plan d'approvisionnement;

35. Par sa recommandation, le RNCREQ n'a donc pas l'intention de s'attarder à cet examen, mais il souhaite tout de même sensibiliser la Régie à l'opportunité de bien « préparer la table » pour cet examen lors du prochain plan d'approvisionnement;

36. En effet, comme expliqué dans le mémoire (C-RNCREQ-0025, p. 12-15), la stratégie de conversion du Distributeur ne repose donc maintenant que sur deux scénarios qui font appel au gaz naturel renouvelable;

37. Précisons toutefois que ces deux scénarios sont les S-15 et S-16 du dossier R-4110-2019, phase 2 et qu'ils sont hautement similaires;

38. En effet, la seule différence notoire entre ces deux scénarios est l'ajout de quatre éoliennes dans le scénario S-16, alors que le S-15 n'en prévoyait que deux (R-4110-2019, phase 2, B-0204, p. 17) :

> ***S-15 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes***
>
> Ce scénario consiste en :
>
> - La conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S-6, avec mises en service projetées des moteurs bicarburant de 2026 à 2028 ;
> - L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh ;
> - L'ajout d'un 7e moteur n'est pas requis avec l'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune qui seraient mises en service en 2025, selon le critère de fiabilité considéré dans le cadre de l'analyse.
>
> Ce concept prévoit le maintien d'un minimum de deux moteurs en opération (compensateur synchrone non requis), le régime minimum des nouveaux moteurs étant réduit par rapport aux moteurs diesels actuels, facilitant ainsi la pénétration de l'énergie éolienne.
>
> L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 4 000 m³, car la consommation de la centrale au GNL-R est réduite avec l'ajout d'éoliennes.
>
> ***S-16 – Centrale au GNL-R avec ajout de quatre éoliennes***
>
> Ce scénario consiste en :
>
> - La conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S-15 ;
> - L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune ;
> - L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;
> - L'ajout d'un compensateur pour permettre d'opérer à un moteur au GNL-R.
>
> L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 3 000 m³, pour le même motif que celui mentionné au scénario S-15.

39. On retient donc que la stratégie qui sera déposée par le Distributeur lors du prochain plan d'approvisionnement s'appuiera sur un scénario privilégié de convertir la centrale des IDLM au gaz naturel renouvelable, en y ajoutant soit deux, soit quatre éoliennes;

40. Ainsi, à toutes fins pratiques, la situation sera la même que celle qui prévalait au début du dossier R-4110-2019 et où le Distributeur ne privilégiait qu'un seul scénario de conversion, soit celui du raccordement par câble sous-marin (S-3);

41. Ce constat fait craindre au RNCREQ une situation où, une fois rendu en 2025, il ne sera pas possible de déterminer si une stratégie de conversion reposant uniquement sur du GNL-R combiné à 2 ou 4 éoliennes est effectivement la stratégie qui réponde le mieux aux quatre critères devant guider le choix des projets de conversion;

42. Si nécessaire, rappelons ici brièvement ces quatre critères :

    i. Fiabilité de l'approvisionnement;

    ii. Réduction des émissions de gaz à effet de serre;

    iii. Acceptabilité sociale et environnementale;

    iv. Réduction des coûts d'approvisionnement;

    [R-4110-2019, phase 2, B-0204, p. 7 et D-2017-140, paragraphes 305 et 306]

43. Ainsi, en ce qui concerne la conversion du réseau des IDLM, l'exercice qui devra être fait en 2025 est de vérifier si l'un ou l'autre des scénarios de conversion au GNL-R avec éolienne est celui qui répond le mieux, sommairement, à ces quatre critères;

44. On conçoit toutefois déjà que l'exercice ne sera pas de comparer seulement le scénario S-15 au scénario S-16. Ces deux scénarios étant tellement similaires qu'ils nous apprendront bien peu sur la question de savoir si la conversion au GNL-R est toujours le scénario de prédilection en 2025;

45. Pour que l'exercice ait une quelconque utilité, il faudra comparer ces deux scénarios à d'autres possibilités;

46. C'est d'ailleurs ce qui avait été fait dans le dossier R-4110-2019 phase 2 : le scénario privilégié par le Distributeur (qui était alors le raccordement S-3 des IDLM au réseau par un câble sous-marin) avait été comparé à 16 autres scénarios faisant appel à six filières d'énergie (R-4110-2019, phase 2, B-0204, p. 10);

47. C'était uniquement au terme de cet exercice de comparaison du scénario privilégié à un éventail d'autres scénarios que la Régie avait conclu que c'était là celui qui répondait le mieux aux quatre critères énoncés;

48. Dans les circonstances, le RNCREQ soumet que la situation ne devrait pas être différente lorsque viendra le temps de se pencher sur les « nouveaux » scénarios privilégiés par le Distributeur (S-15 et S-16) : ceux-ci devront également être comparés à un éventail d'autres scénarios faisant appel à différentes filières énergétiques;

49. À cet égard, il ne conviendra pas de reprendre les données du dossier R-4110-2019 phase 2 pour faire l'exercice. Ces données ont été obtenues en 2020 et 2021 (R-4110-2019, phase 2, Annexes de B-0204, p. 37 suivantes) et il ne sera pas approprié de les réutiliser en 2025, surtout lorsque l'on sait que le contexte énergétique change rapidement (B-0133, p. 3);

50. Ainsi, il faudra que l'exercice de comparer le scénario privilégié à d'autres scénarios soit contemporain avec le moment où la stratégie du Distributeur est déposée (i.e. en 2025);

51. Cette question de comparer en 2025 le scénario privilégié à d'autres scénarios contemporain peut sembler élémentaire, mais le RNCREQ fait cette recommandation à la Régie seulement parce qu'à l'origine du dossier R-4110-2019, le Distributeur avait déposé une preuve incomplète en ce que le scénario de raccordement par câble sous-marin (S-3) n'était pas comparé à d'autres scénarios (R-4110-2019, B-0010, p. 41);

52. La Régie avait donc dû exiger du Distributeur qu'il dépose un complément de preuve incluant une telle comparaison sommaire et c'est ce qui avait mené à la création de la phase 2 (D-2020-018, paragraphes 31 à 34);

53. C'est donc afin d'éviter que l'histoire ne se répète et que des délais additionnels n'affectent la conversion du réseau des IDLM que **le RNCREQ recommande à la Régie d'indiquer dès à présent au Distributeur que sa stratégie de conversion à être déposée en 2025 devra inclure une comparaison des scénarios de « GNL-R + éolien » à un éventail d'autres scénarios, tout comme le scénario de raccordement par câble sous-marin était comparé à d'autres scénarios dans le document B-0204 du dossier R-4110-2019 phase 2**;

54. Il existe également un autre enjeu : la disponibilité du GNR;

55. Depuis le dossier R-4110-2019, Énergir a fait une annonce importante à ce sujet : désormais tout nouveau raccordement devra se faire au GNR;

56. Sachant que cette nouvelle clientèle s'approvisionnera en GNR, il est loisible de se demander si les approvisionnements disponibles dans le futur seront adéquats pour alimenter aussi les IDLM;

57. Les volumes de GNR disponibles aujourd'hui n'étant pas suffisants pour desservir à terme toute cette nouvelle demande et le futur demeurant incertain, il serait donc fort utile que la stratégie de conversion du Distributeur prenne aussi en compte ce facteur et qu'elle s'appuie sur des prévisions contemporaines de GNR que pourra fournir Énergir;

58. **Le RNCREQ recommande donc à la Régie de demander dès à présent au Distributeur de fournir une telle preuve lorsqu'il déposera sa stratégie de conversion en 2025**;

E. ABANDON DES CHAUFFE-EAU EXISTANTS COMME RESSOURCE DE GDP

59. Lorsque le RNCREQ a déposé sa Demande d'intervention avec sa liste de sujets en décembre dernier, il s'inquiétait du sort réservé à l'utilisation du parc de chauffe-eau existant comme ressource de GDP et craignait que cette option ait été complètement abandonnée par le Distributeur;

60. Le RNCREQ est toutefois rassuré de savoir que cette avenue chemine toujours et que ses développements ne relèvent plus exclusivement de la filière non réglementée qu'est Hilo;

(A-0053, N.S. 13 juin, p. 176-177 et 178) :

> **Et on est en train de regarder qu'est-ce qui pourrait être fait présentement à travers de tous les chauffe-eau aussi qui sont déjà installés.** Donc, on travaille sur plusieurs manières d'être capable d'atteindre les critères de la Santé publique pour être capable par la suite de déployer en grande pompe notre solution.
>
> Q. [209] Et les démarches qui sont faites pour le parc de chauffe-eau actuels, en fait pour adapter

> les chauffe-eau actuels, est-ce que c'est exclusivement via Hilo?
>
> R. Non. En fait, on cherche une solution technologique. **Hilo testait les nouveaux chauffe-eau. Puis globalement on cherche des solutions aussi pour le parc existant**, parce que ça nous permettrait d'aller chercher plus rapidement les mégawatts avec le parc existant au lieu d'attendre le renouvellement des chauffe-eau.
>
> […]
>
> R. En fait, peut-être juste... je fais un petit pas de recul et en même temps... **Hilo a intégré... une grande partie d'Hilo a intégré Hydro-Québec au premier (1er) mai, donc tout le volet commercial, développement des offres, développement des produits commerciaux et marketing, donc on le regarde vraiment dans son ensemble. Présentement, le volet technologique est resté en filiale, donc on le regarde globalement dans son ensemble, que ce soit par l'entremise technologie d'Hilo ou les différentes approches qu'on peut prendre... qu'on a déjà chez Hydro-Québec pour être capable de... de trouver la solution pour le parc de chauffe-eau existant.**

61. Le RNCREQ ne peut qu'être surpris que cette nouvelle relativement à l'intégration d'Hilo n'ait pas été divulguée dans la preuve en chef du Distributeur ni en réponses aux DDR et qu'il aura fallu attendre les contre-interrogatoires pour l'apprendre. Si cette information avait été communiquée plus tôt, nul doute que cela aurait permis une meilleure préparation de toutes les parties intéressées par cette question;

62. Dans tous les cas, le RNCREQ s'interroge à savoir ce que veut dire entre autres « *on le regarde globalement* »;

63. Hormis de tels commentaires généraux et ambigu, il n'y a rien dans la preuve qui détaille réellement ce qu'est en train de faire le Distributeur et/ou Hilo pour trouver une solution aux chauffe-eau interruptibles comme ressource de GDP;

64. D'ailleurs, le RNCREQ ne peut s'empêcher de constater que le développement de cette avenue traîne depuis plusieurs années (le projet pilote avec des résultats concluants avait été mené en 2014-2015, voir R-3933-2015, B-0042, p. 17);

65. Comme il en est fait mention dans le rapport d'analyse externe de M. Raphals (C-RNCREQ-0043, p. 6 et suivantes), la principale raison pour laquelle le développement accumule les délais est liée au critère de la santé publique qui recommande « *la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eau électriques respectant le critère de température de 55 °C durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique.* » (R-4110-2019, B-0047, p. 51);

66. Le RNCREQ comprend très bien que ni la Régie ni le Distributeur n'ont de pouvoir contraignant à l'égard de l'INSPQ ou le MSSS et qu'une décision de la Régie ne peut pas modifier ce critère;

67. Cependant, le RNCREQ souligne que le critère, tel que retenu par l'INSPQ et le MSSS, avait initialement été proposé par Hydro-Québec elle-même (C-RNCREQ-0045, p. 6) et ce, suite à une étude qui ne s'était penchée que sur le cas d'un débranchement total de 4h ou 6h;

68. L'applicabilité des résultats de cette étude à des programmes basés sur des contrôleurs intelligents qui peuvent rétablir le courant au besoin n'a même jamais été envisagée;

69. C'est donc ce constat qui mène le RNCREQ à croire que si Hydro-Québec a pu faire reconnaitre sans grande difficulté un critère de délestage des chauffe-eau par la santé publique, Hydro-Québec peut fort probablement (après des études additionnelles) recommander à la santé publique de moduler ce critère, ou à tout le moins en préciser son champs d'application (des cas de délestage complet pendant 4h ou plus);

70. Le RNCREQ invite donc le Distributeur à considérer une telle approche, mais dans tous les cas, le RNCREQ estime qu'en parallèle, des efforts doivent continuer d'être déployés afin d'implanter dès que possible des chauffe-eau ayant recours à des technologies qui ne font pas appel à « *un délestage complet du chauffe-eau pendant une durée de 4 heures* »;

71. Le Distributeur nous indique que c'est une avenue sur laquelle il se penche actuellement :

(A-0053, N.S. 13 juin, p. 190) :

> Q. [242] Bien, on a un critère qui découle d'un cas étudié où est-ce qu'on a des arrêts de quatre à six heures, des arrêts complets. Mais êtes-vous d'accord

> que le critère s'applique à des situations où est-ce qu'on a un arrêt complet de quatre à six heures et que si on avait des modulations de température ou d'autres paramètres, le critère ne s'appliquerait pas nécessairement?
>
> R. Je comprends. Je comprends mieux. **En fait, c'est une des choses qu'on est en train de regarder comme solution aussi, d'être capable de l'appliquer avec diverses causes de délestage pour voir si on est capable de répondre aux... d'éviter le critère,** en fait. C'est dans les choses qu'on est en train de regarder présentement.

72. Ce témoignage paraît à prime abord très encourageant. Cependant il mène à des questionnements additionnels, comme : que veut dire « éviter le critère »? que font réellement le Distributeur et Hilo à cet égard? etc.;

73. Il est important d'avoir des informations plus précises à ce sujet dès que possible et non pas attendre encore trois ans pour en apprendre davantage et peut-être même découvrir par exemple que finalement le recours aux chauffe-eau comme ressource de GDP a tout simplement été abandonné en 2024 parce que « non commercialisable »;

74. À ce sujet, le Distributeur ajoute à l'audition qu'il n'aurait pas d'objection à partager, sous forme de suivi, son avancement sur la question :

(A-0053, N.S. 13 juin, p. 192) :

> Q. [246] Est-ce que vous auriez objection si la Régie vous demandait de faire un suivi à ce niveau-là avant le dépôt du prochain Plan d'approvisionnement?
>
> […]
>
> R. **Mais en fait, t'sais, je n'ai pas, en fait, en toute transparence, je n'ai pas d'enjeu à partager l'avancement ou les défis qu'on a.** Mais t'sais, je veux dire, je viens, je pense, de confirmer à maintes reprises qu'on a vraiment les deux mains dedans, puis c'est un focus qu'on a pour essayer de trouver la solution.

75. Pour cette raison, le RNCREQ croit qu'il serait opportun qu'effectivement le Distributeur fasse rapport de ses démarches à cet égard lors du dépôt du prochain État d'avancement du plan d'approvisionnement et il ajoute donc la recommandation suivante à celles qu'il faisait déjà :

> **Le RNCREQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de faire rapport de ses démarches et de l'état de la situation quant à l'utilisation des chauffe-eau (tant le parc existant que les nouveaux) comme ressource de GDP, et ce, lors du dépôt du prochain État d'avancement du plan d'approvisionnement.**

76. D'autre part, le Distributeur a indiqué qu'il a eu « des discussions de très haut niveau » avec Sinopé et qu'« une rencontre est prévue au courant des deux prochains mois pour discuter de plusieurs volets dont celui des [chauffe-eau] » (A-0054, N.S. du 14 juin 2023, p. 25);

77. Le Distributeur précise toutefois qu'il aimerait que Sinopé obtienne une confirmation du ministère qu'il respecte les critères de la santé publique (le témoin faisait référence à l'obtention d'un « *go* ») et que c'était à lui [Sinopé] de faire les démarches (A-0054, N.S. du 14 juin 2023, p. 26);

78. Or, tel qu'expliquait M. Raphals lors de sa présentation, si le critère continue d'être interprété comme s'appliquant à tous les cas d'interruption de chauffe-eau conventionnels, sans égard à la notion de « délestage complet pendant 4h ou plus », il sera pratiquement impossible pour Sinopé de s'y conformer;

79. La solution ne réside donc pas dans la démonstration par Sinopé (ou de tout autre fabricant) que son contrôleur est conforme à ce critère, mais de réaliser que ce critère n'a aucune pertinence pour un contrôleur intelligent qui ne laisse pas baisser la température de l'eau en bas d'un seuil prédéfini;

80. En conclusion sur ce point, le RNCREQ maintient les recommandations qu'il a faite à son mémoire, en ajoutant la demande de suivi énoncée ci-avant (par. 75);

F. COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDE CHARGE

81. En ce qui concerne les coûts évités, le RNCREQ a fait siennes les analyses et conclusions de son analyste externe M. Raphals et il a donc recommandé que la méthode utilisée par le Distributeur pour évaluer les coûts évités soit améliorée afin

de tenir compte de la charge totale du réseau et donc des conditions météorologiques;

82. À ce sujet, le RNCREQ trouve dommage que le Distributeur n'ait apporté aucun changement à sa méthode d'évaluation suite à la décision D-2022-062 et qu'il ne se soit pas prêté à l'exercice d'identifier des améliorations qui pourraient être souhaitable d'apporter à sa méthode;

83. À en croire la position du Distributeur, il faudrait conclure que sa méthode est parfaite et qu'il n'y rien à améliorer à cet égard;

84. On se rappellera toutefois que cette méthode a été proposée par le Distributeur suite aux décisions D-2018-025 et D-2019-027 rendues dans les dossiers tarifaires de 2018-2019 et 2019-2020 (voir D-2022-062, par. 510 et 511);

85. À première vue, il ne nous apparait donc pas surprenant qu'il y ait place à améliorer une méthode qui a été proposée il y a à peine trois ans et qui n'a pas été modifiée depuis;

86. D'autre part, le Distributeur reconnait lui-même que sa méthode n'est pas parfaite (B-0020, p. 58) :

> ***Améliorations possibles à l'approche du Distributeur***
>
> […]
>
> Bien que la méthode proposée par le Distributeur **ne reflète pas de façon précise la valeur élevée de l'énergie pour certaines périodes de forte charge**, elle génère tout de même un signal adéquat et représentatif de la valeur élevée de l'énergie pour certaines périodes de forte charge

87. Le Distributeur conclue cependant en indiquant qu'à son avis, il y a lieu de « *reconduire l'approche qu'il a proposé à la pièce HQD-4, document 2 (B-0021) du dossier R-4110-2019, et ce, sans aucune modification* »;

88. Il se trouve cependant que la méthode d'évaluation des coûts évités du Distributeur n'est pas adéquate. C'est ce sur quoi portait la deuxième partie du rapport d'analyse externe de M. Raphals (C-RNCREQ-0043) de même que son témoignage à l'audience;

89. Rappelons que les problèmes de la méthode du Distributeur avaient déjà été soulevées dans le rapport d'expert déposé par M. Raphals dans le dossier R-4110-2019 (R-4110-2019, C-RNCREQ-0046);

90. À l'époque, la Régie avait de toute évidence reconnu l'importance des éléments qui y étaient soulevés puisque dans la décision D-2022-062, elle a formulé sept (7) demandes au Distributeur, toutes en relation avec la méthode proposée par l'expert Raphals;

91. Le fait que le Distributeur ait négligé de répondre à la plupart de ces demandes, démontre selon nous que le Distributeur accorde peu d'intérêt à cet enjeu;

92. Soulignons également que le Distributeur n'a fourni aucune réponse substantive aux critiques formulées par le RNCREQ à l'égard de sa méthode (B-0020, p. 57-58);

93. De plus, en argumentation le Distributeur réitère que sa planification s'effectue à conditions climatiques normales afin de se justifier (B-0140, p. 8, par. 32). Or, cette justification a bien peu de valeur puisque le Distributeur reconnait dans ce même paragraphe d'argumentation que l'effet est de sous-évaluer les coûts d'approvisionnement réels lors d'un hiver particulièrement froid;

94. Nul doute que des prévisions à long terme doivent se faire à conditions climatiques normales, mais le Distributeur fait également des prévisions de très court terme dans ses activités. Dans ce cas, il a également besoin de connaitre les coûts qui seraient évités si la demande était réduite pendant une période très froide. Pour cela, l'utilisation des coûts évités à conditions climatiques normales est parfaitement inutile;

95. Pour connaître les coûts qui peuvent être évités lorsque les conditions ne sont pas « normales » (un hiver rigoureux, par exemple), il faut connaître les coûts évités précisément pour ses conditions climatiques;

96. Or, la méthode du Distributeur ne tient pas compte de cet intrant, à savoir les conditions climatiques au Québec (ou la charge globale prévue);

97. Pour sa part, M. Raphals croit qu'il y a des bénéfices importants à mieux évaluer les coûts évités et à cet égard, il nous a tout d'abord rappelé quels étaient les intrants sur lesquels s'appuyait la méthode du Distributeur pour calculer le coût évité d'une heure donnée;

98. Ces intrants, sont les suivants (C-RNCREQ-0045, p. 18) :

    i. Le mois de l'année;

    ii. Le jour de la semaine (est-ce un jour ouvrable ou non);

    iii. L'heure de la journée; et

    iv. L'estimation globale du coût évité pour l'hiver au complet;

99. M. Raphals a toutefois souligné que ces intrants se rapportaient tous aux marchés externes, sans considérer les conditions du réseau québécois et donc que cette méthode ne prenait pas en compte :

    i. Les conditions météorologiques;

    ii. La charge totale du réseau; et

    iii. Les conditions ponctuelles des marchés externes;

100. Ses recommandations visaient donc à ce que ces derniers intrants (du moins les conditions météorologiques et la charge totale du réseau) soient intégrés à la méthode d'évaluation du Distributeur;

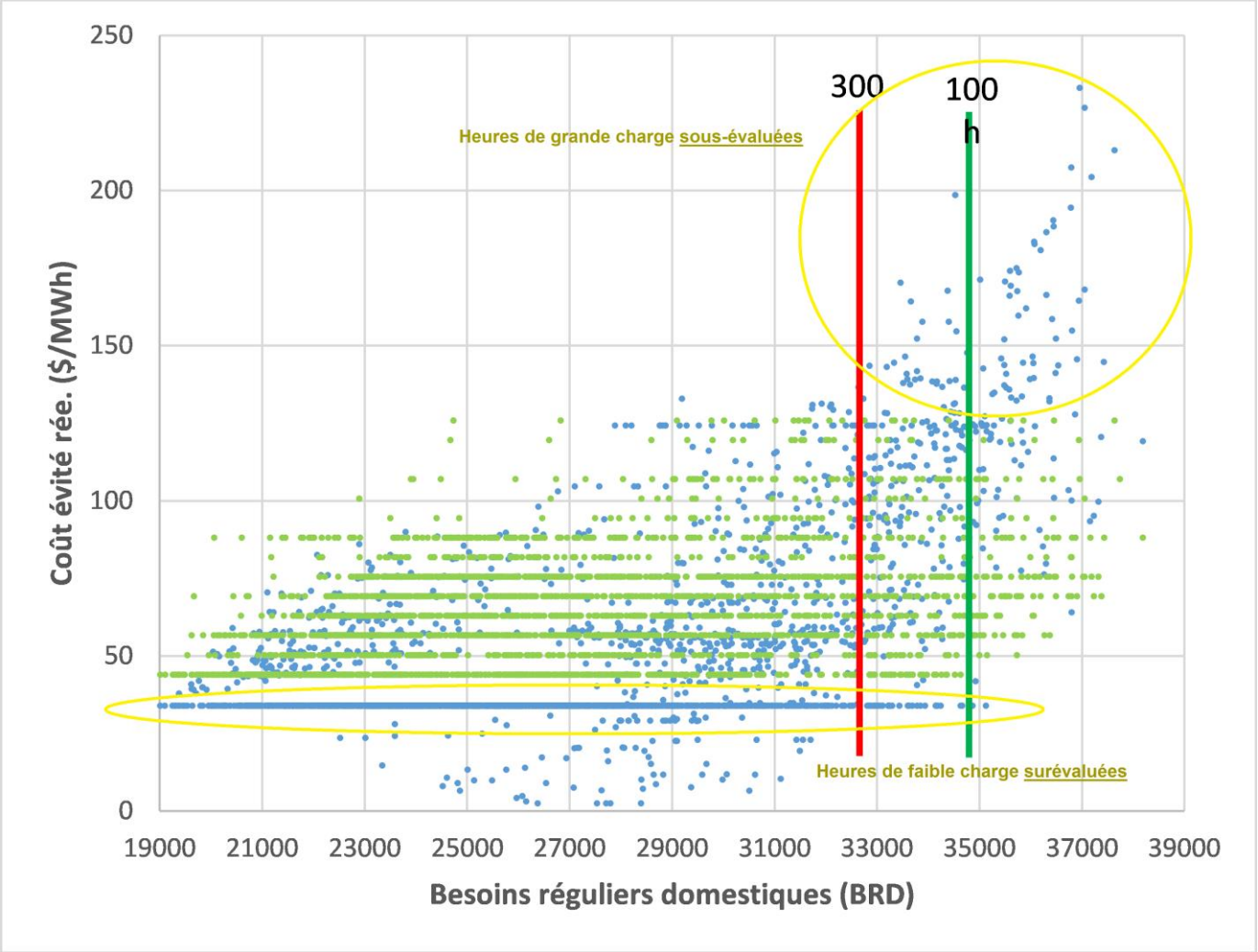
101. En effet, M. Raphals a démontré, graphiques à l'appui, que sans ces derniers intrants, la méthode d'évaluation du Distributeur ne réussissait pas à prévoir adéquatement les coûts évités;

102. Cette démonstration n'avait rien de compliqué en soi, il suffisait de s'en remettre aux résultats des derniers hivers et vérifier si, à la lumière des coûts évités réels, la méthode du Distributeur aurait adéquatement prévu ces mêmes coûts évités;

103. C'est d'ailleurs le même genre d'exercice que fait le Distributeur lorsqu'il présente le tableau 8.1 à B-0009 : il évalue les performances des prévisions antérieures en les comparant avec des données historiques;

104. M. Raphals a donc évalué les performances de la méthode du Distributeur (C-RNCREQ-0045, p. 20 et 21) et ses résultats démontrent que lors des hivers plus rigoureux, les coûts évités selon la méthode du Distributeur sont **surévalués** aux heures de faible charge et **sous-évalués** aux heures de grande charge;

105. À titre d'exemple, les coûts évités comparés pour l'hiver 2017-2018 sont reproduits ci-après :

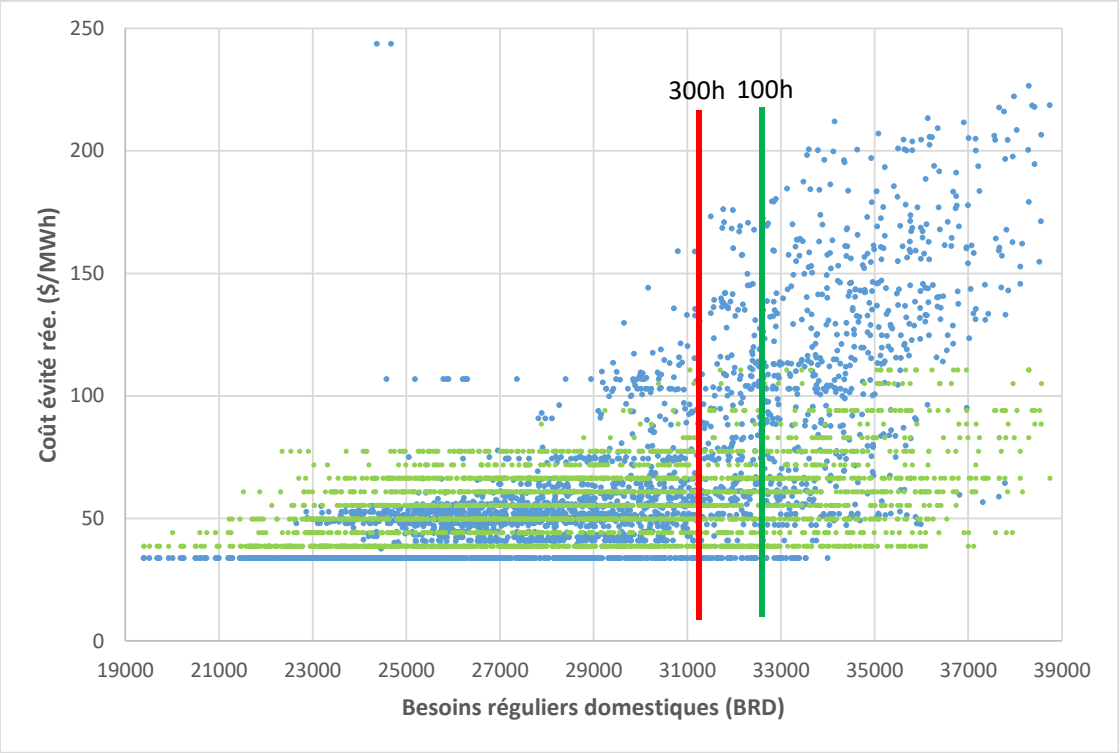


Hiver 2017-2018

106. Les points bleus représentent les coûts évités de chacune des heures de l'hiver en fonction de la charge globale au réseau (Besoins réguliers domestiques). La « ligne bleue » (qui est en fait un amas de points bleus) démontre les nombreuses heures où le coût évité réel était celui de l'énergie patrimoniale, et ce, même si la charge globale était très élevée. Les « lignes vertes » (ce sont en fait des amas de points) représentent les coûts évités pour ces mêmes heures historiques de l'hiver, mais telles qu'évaluées selon la méthode du Distributeur;

107. Cette superposition de la méthode du Distributeur aux coûts réels démontre bien que la méthode du Distributeur sous-évalue les coûts évités en période de grande charge (l'équivalent des points bleus que l'on retrouve en haut à droit du graphique existe à l'intérieur d'un « ligne verte » située plus en dessous), alors qu'elle les surévalue en période de faible charge (les points qui s'amassent sous la forme d'une ligne bleu dans le bas du graphique sont redistribués dans l'une ou l'autre des « lignes vertes » que l'on retrouve juste au-dessus);

108. L'hiver 2021-2022 est toutefois beaucoup plus éloquent en ce qui a trait à la sous-évaluation faite par la méthode du Distributeur en période de grande charge :



Hiver 2021-2022

109. Lorsque l'on sait que chacun des points bleus a son équivalent vert, il est très surprenant de constater qu'un point qui a son coût évité réel à 200 $/MWh ou plus peut être sous-évalué à quelque chose avoisinant les 100 $/MWh;

110. C'est définitivement cette faiblesse-ci de la méthode du Distributeur que le travail de M. Raphals met en lumière;

111. Cela dit, ce n'est pas la seule. Comme le démontrent les graphiques à la page 21 de la présentation de M. Raphals, lorsque les hivers sont plus cléments (et donc que les points bleus demeurent tous dans le bas du graphique) la méthode du Distributeur surévalue toujours ceux-ci puisqu'elle ne prend en compte que des intrants historiques « de calendrier » (mois, jour ouvrable ou non, heure) sans tenir compte de la rigueur de l'hiver à l'heure donnée. Ces conditions climatiques influent pourtant sur la valeur du coût évité;

(A-0058, N.S. 15 juin, p. 220) :

> Donc, le problème méthodologique fondamental avec cette approche est le fait qu'il ne tient aucunement compte des conditions au réseau québécois. Et pour cette raison, il a tendance à sous-estimer les coûts évités réels pendant les heures de grande charge parce qu'il ne tient pas compte du fait aussi que pendant les heures de grande charge, les prix ont tendance à être plus élevé dans le marché, et ensuite il a tendance à surestimer les coûts évités pendant les autres heures d'hiver où le coût évité est vraiment le patrimonial et pas le coût importation.

112. D'autre part, M. Raphals met aussi en lumière que la méthode du Distributeur est compromise par sa prémisse de base, en ce qu'elle présume qu'il y a des achats de courts termes sur toutes les heures de l'hiver, alors que ce n'est manifestement pas le cas, tel que le démontre que l'on retrouve à la p. 23 de la présentation C-RNCREQ-0045 :

hiver	**2017-18**	**2018-19**	**2019-20**	**2020-21**
% des heures sans ACT	63%	62%	72%	85%

113. Au terme de ses constats, M. Raphals suggère les améliorations suivantes (C-RNCREQ-0045, p. 25) :

i. Le Distributeur ne devrait pas « immuniser » le signal de coût évité horaire de ses stratégies de gestion, puisque dans la mesure où il utilise ces stratégies en tout temps, cette « immunisation » de ses propres stratégies s'avère plutôt une garantie que les coûts évités prévisionnels s'écarteront des coûts évités réels;

ii. Il ne devrait pas non plus limiter aux marchés externes les intrants au calcul du coût évité. Il doit y inclure des facteurs qui reflètent les conditions météorologiques du Québec;

iii. Enfin, il devrait également tenir compte du fait que pendant un grand nombre d'heures d'hiver (et même parfois en période de pointe), c'est l'énergie patrimoniale qui est la marge;

114. Le cadre d'intervention du présent dossier étant ce qu'il est, il ne nous a pas été possible de proposer *comment* intégrer ces améliorations à la méthode utilisée par le Distributeur;

115. Cela dit, à la lumière de la preuve présentée par M. Raphals, le RNCREQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'apporter les améliorations ci-avant mentionnées à sa méthode d'évaluation des coûts évités, et ce, afin qu'il soit possible d'examiner cette méthode bonifiée dans les meilleurs délais. À défaut, la méthode proposée par le Distributeur devrait être rejetée;

116. Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 22 juin 2023

Me Jocelyn Ouellette
Procureurs de l'intervenant RNCREQ
6217, rue Laurendeau
Montréal (Québec) H4E 3X8
Tél. : (514) 436-0759
Fax : (450) 823-2326
jouellette@gmail.com
Notre dossier : 22-0244-020