CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
No : **R-4210-2022, phase 1**

R É G I E D E L' É N E R G I E

HYDRO-QUÉBEC

(ci-après le «Distributeurs)

Demanderesse

et

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement

(ci-après «GRAME»)

Intervenant

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur
Plan d'argumentation du GRAME

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. Contexte de la demande

1. La demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur s'inscrit dans un contexte d'urgence climatique et de transition énergétique qui reflète la nécessité de trouver des moyens pour réduire la demande afin de permettre de rencontrer les objectifs d'électrification de l'économie et d'atteindre les cibles de réduction de gaz à effet de serre fixées par le Plan pour une économie verte 2030 (ci-après «PEV 2030») ;

2. Les modifications à la Loi sur la Régie de l'énergie découlant de l'adoption du projet de Loi no. 2 (*Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*) permettront dorénavant au gouvernement de sélectionner, en collaboration avec le Distributeur, les projets de plus de 5 MW qui répondent aux critères fixés par le gouvernement ;

> Adoption du projet de loi no 2 - Hausse des tarifs d'Hydro-Québec limitée à 3 % pour les Québécois Gouvernement du Québec (quebec.ca)

3. Les clients affaires et industriels seront affectés par ces modifications législatives ainsi que par certaines demandes formulées par le Distributeur au présent dossier, mais le GRAME soumet que la clientèle résidentielle devrait également être incitée à contribuer aux efforts collectifs visant la conservation de l'énergie pour assurer la transition énergétique, non seulement pas l'adoption de mesures en efficacité énergétique, mais également via la tarification dynamique qui ne semble pas encore exploitée à son plein potentiel ;

4. En vertu de l'article 72, al. 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie doit tenir compte, pour l'approbation des plans d'approvisionnement, des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret ;

> Art. 72, al. 2 LRE

5. Dans le cadre de sa décision à rendre au présent dossier, la Régie doit donc considérer le décret 1697-2022 concernant les préoccupations économiques sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec :

> « 1. Il y aurait lieu de s'assurer qu'Hydro-Québec dispose d'énergie propre en *quantité* suffisante afin de favoriser la transition énergétique et l'électrification de l'économie, de favoriser l'atteinte des cibles de réduction de gaz à effet de serre et d'accroître la prospérité collective du Québec;
>
> 2. En ce qui concerne plus spécifiquement l'accroissement de la prospérité collective du Québec, il y aurait lieu de s'assurer que l'utilisation de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec soit alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées au Plan pour une économie verte 2030 ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec;
>
> 3. Il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires et stratégiques, constitue un risque à la capacité du distributeur d'électricité de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont faites, particulièrement dans le contexte où ces demandes et les besoins qui y sont liés sont largement supérieurs aux capacités d'Hydro-Québec d'y répondre dans un horizon moyen terme;
>
> 4. Il y aurait lieu de prendre tout moyen afin de s'assurer de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique. »
>
> B-0023, Décret de préoccupations 1697-2022

II. Plan d'approvisionnement en réseau intégré

2.1 Détermination de la quantité associée au Bloc réservé des Clients CB

C-GRAME-0013, p. 5 à 9 ; C-GRAME-0031, p. 7

6. Lors de l'audience du 28 novembre 2022, le GRAME a appuyé la demande d'ordonnance de sauvegarde portant sur l'attribution du solde du Bloc réservé, en s'appuyant notamment sur les préoccupations énoncées par le gouvernement dans le décret 1697-2022 en lien avec les objectifs de décarbonation dans le cadre de la transition énergétique;

A-0010, Notes sténographiques du 28 novembre 2022, p. 225

7. Dans la décision D-2023-002 relative à l'ordonnance de sauvegarde demandée par le Distributeur, la Régie a conclu :

> « [20] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde en suspendant provisoirement le processus d'attribution prévu via le Guichet unique de toute quantité de puissance et d'énergie pour les Clients CB et en approuvant, provisoirement, la suspension des articles 1.3, 13.9 al. 2 et 21.1 du texte des Conditions de service (note 18). L'ordonnance de sauvegarde sera maintenue jusqu'à ce que la Régie rende une décision finale à cet égard dans le cadre de l'examen du Plan. »

R-4210-2022, D-2023-002, p. 8-9, par. 20

8. Selon la preuve du Distributeur, l'attribution de l'intégralité du solde du Bloc réservé exercerait une pression additionnelle dès 2025 sur la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'un risque sur la capacité d'alimentation des demandes émanant de secteurs prioritaires et stratégiques ;

B-0133, HQD-6, doc. 1, p. 4

9. Tel que prévu au décret 1697-2022, le GRAME soutient qu'il est dans l'intérêt public de revoir l'utilisation de l'énergie disponible sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 afin de ne pas limiter la capacité du Distributeur à participer activement à la transition énergétique du Québec, et soumet que le paragraphe 3 du décret vise directement le Bloc dédié à la cryptomonnaie :

> « 3. Il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires et stratégiques, constitue un risque à la capacité du distributeur d'électricité de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont faites, particulièrement dans le contexte où ces demandes et les besoins qui y sont liés sont largement supérieurs aux capacités d'Hydro-Québec d'y répondre dans un horizon moyen terme; »

Décret de préoccupations 1697-2022 (B-0023).

10. Considérant l'importance d'être cohérent avec les objectifs du gouvernement en lien avec la transition énergétique, le GRAME recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur de retirer les modalités prévues aux articles 1.3 et 13.9 alinéa 2 des Conditions de service, ainsi que la définition de «bloc réservé» que l'on retrouve à l'article 21.1 des Conditions de service ;

B-0132, HQD-2, doc. 3.4, p. 3 à 7

11. Par ailleurs, le GRAME est sensible aux recommandations de La Première Nation Crie de Waswanipi et recommande à la Régie, si elle croit opportun de maintenir une part du Bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, de s'assurer que le processus d'attribution prévoit des critères qui permettent de tenir compte des préoccupations du gouvernement énoncées au décret 1697-2022 ;

2.2 Demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ

C-GRAME-0013, p. 9 à 13, C-GRAME-0031, p. 8

12. Tel qu'indiqué par le Distributeur, l'article 6.44 des *Tarifs d'électricité* lui permet de cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au TDÉ avec l'approbation de la Régie :

B-0020, HQD-2, doc. 3, p. 23

13. Le GRAME soumet que les paragraphes 2 et 4 du décret 1697-2022 doivent être considérés par la Régie dans le cadre de l'analyse de cette demande :

> «2. En ce qui concerne plus spécifiquement l'accroissement de la prospérité collective du Québec, il y aurait lieu de s'assurer que l'utilisation de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec soit alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées au Plan pour une économie verte 2030 ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec;
>
> […]
>
> 4. Il y aurait lieu de prendre tout moyen afin de s'assurer de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique. »
>
> Décret de préoccupations 1697-2022 (B-0023).

14. Ainsi, afin de permettre aux filières stratégiques identifiées au PEV 2030 de bénéficier de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec, le GRAME recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ ;

2.3 Moyens pour réduire la demande à la pointe / Tarification dynamique

C-GRAME-0013, p. 13 à 19, C-GRAME-0031, p. 9 à 11

15. La tarification dynamique inclut présentement 2 options tarifaires, l'option de crédit hivernal étant celle qui suscite le plus d'intérêt auprès de la clientèle, comparativement au Tarif flex, en raison de «son approche sans risque» ;

A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 62, R. 88 et 89 (Mme Harbec)

16. Le bilan de puissance révisé (tableau 3.3) démontre qu'à compter de 2025-2026, le taux maximal de 445 MW d'effacement via la tarification dynamique serait atteint, et ce jusqu'à la fin du Plan ;

B-0121, p. 3 Tableau 3.3 Révisé : Bilan de puissance

17. Le Distributeur justifie cette stagnation par le fait qu'il utilise une hypothèse d'un taux de pénétration de 10% de la clientèle :

> «R. Parce qu'on avait pris une hypothèse d'un taux de pénétration de dix pour cent (10 %) de la clientèle, donc environ quatre cent mille (400 000) clients, puis on pense avoir atteint ce quatre cent mille (400 000) clients là rendu à ce niveau.»

A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 187, R. 233

18. En réponse à une question de Me Lefrançois, le Distributeur rappelle que les options de tarification dynamique représentent «une adhésion volontaire» et qu'il serait trop tôt pour adopter «une approche plus agressive» :

> «[…]Et aussi on rappelle que c'est une adhésion volontaire, et donc des comportements volontaires de la part des clients. Donc, on veut s'assurer que le client revienne année après année pour contribuer au bilan de puissance. Donc, il est un peu tôt pour dire, un, il faudrait premièrement, quand on aura atteint nos cibles de quatre cent mille (400 000) clients, dix pour cent (10 %) avec des mégawatts au bilan et qu'on aura stabilisé ceci, on pourra peut-être avoir une approche plus agressive. Mais présentement c'est un peu trop tôt.»

A-0054, N.s. 14 juin 2023, p. 86, R. 87

19. Le GRAME soumet qu'un taux de participation de 10% à la tarification dynamique ne représente pas un objectif ambitieux et que cet objectif aurait intérêt à être réévalué à la lumière d'autres options afin de permettre une contribution optimale des clients à la gestion de la demande en puissance via la tarification dynamique;

20. Le Distributeur indique qu'il étudie la possibilité d'introduire une tarification différenciée dans le temps pour sa clientèle domestique et de petite puissance et que des consultations auprès de cette clientèle ont présentement lieu afin notamment de mesurer leur intérêt à l'égard de cette forme de tarification :

«Le Distributeur étudie la possibilité d'introduire une tarification différenciée dans le temps pour sa clientèle domestique et de petite puissance. Des consultations auprès de cette clientèle ont présentement lieu afin de notamment mesurer leur intérêt à l'égard de cette forme de tarification.

Toutefois, si cette forme de tarification était proposée, celle-ci serait disponible uniquement sur une base volontaire et non pas obligatoire, tout comme l'ensemble des moyens de gestion déjà offerts par le Distributeur.
En effet, le Distributeur vise plutôt une diversification de ses moyens de gestion et non pas à ce que l'ensemble de sa clientèle domestique et de petite puissance adhère à ce type de tarification.

De plus, le Distributeur est d'avis qu'un des facteurs de succès de cette forme de tarification est l'adhésion sur une base volontaire afin d'avoir un bassin de clients motivés à maximiser leur effacement.

À ce stade-ci, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir une estimation de la réduction de la consommation à la pointe du réseau en puissance et en énergie. Le Distributeur invite toutefois l'intervenant à se référer aux résultats d'effacement du projet pilote Heure Juste réalisé en 2010.»

B-0062, HQD-4, doc. 8, p. 8, R. 2.2

21. Le GRAME soumet qu'une tarification dynamique obligatoire pourrait proposer plus d'un choix à la clientèle afin de permettre d'optimiser les résultats, tout évitant de devenir un fardeau trop important pour les familles ou les personnes à faibles revenus ;

22. À titre d'exemple de tarification différenciée dans le temps offrant des choix à la clientèle dans d'autres juridictions, le GRAME un extrait du site de l'Ontario Energy Board qui prévoit 3 types de tarifs différentiés depuis le 1er mai 2023, soit les tarifs selon l'heure de la consommation, le tarif d'électricité de nuit très bas et la tarification par palier ;

C-GRAME-0017 (Annexe 4)

23. Le GRAME recommande à la Régie de requérir un suivi du Distributeur sur les consultations menées auprès de sa clientèle domestique et de petite puissance pour mesurer leur intérêt pour une tarification différenciée dans le temps ;

24. Afin d'évaluer le potentiel d'une tarification dynamique obligatoire auprès de la clientèle résidentielle, tel que précisé par Mme Moreau en réponse à une question du régisseur m. Dupont, le GRAME recommande également à la Régie de demander au Distributeur de procéder à une étude du potentiel de réduction de consommation à la pointe, en puissance et en énergie, d'une tarification dynamique obligatoire qui pourrait inclure plusieurs options pour la clientèle;

A-0058, N.s. du 15 juin 2023, p. 140-141, R. 126 (Mme Moreau)
C-GRAME-0031, p. 10-11

2.4 Moyens de réduction de la demande à la pointe du réseau pour la recharge des véhicules

C-GRAME-0013, p. 20 à 29, C-GRAME-0031, p. 12 à 14

25. La preuve du Distributeur indique que «Près d'un tiers de l'accroissement des ventes résulte de l'électrification des transports», soit une augmentation de 7,8 TWh ;

B-0009, HQD-2, doc. 2, p. 12

26. Le gouvernement a déposé un projet de *Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*, dont l'adoption aurait comme impact une augmentation de 400 000 véhicules électriques par rapport à la cible de 1,6 M de véhicules électriques prévue au PEV 2030 ;

C-GRAME-0018, Annexe 5, C-GRAME-0019, Annexe 6

27. L'impact de ces modifications réglementaires n'a pas encore été intégré aux prévisions du nombre de véhicules électriques et de leur impact en puissance, mais les nouvelles prévisions seront intégrées lors du processus de révision de la prévision dans le cadre de l'état d'avancement, suite à l'adoption du projet de Règlement;

A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 71-72, R. 99

28. La Régie devrait donc s'attendre à ce que la croissance du nombre de véhicules électriques et son impact sur le bilan en puissance soit plus prononcé que celui présenté par le Distributeur dans le cadre du présent Plan ;

29. Des moyens devraient être mis en place sans tarder pour pallier aux besoins en puissance à la pointe de l'hiver, considérant l'importance de l'accroissement des besoins en puissance à la pointe de l'hiver résultant de ce secteur ;

B-0009, HQD-2, doc. 2, p. 21 et 31

30. Lors de l'audience, les témoins du Distributeur ont annoncé que suite au projet pilote initié par Hilo, une solution de bornes de recharge connectées permet maintenant un contrôle à distance de la recharge pour les clients intéressés à participer aux défis Hilo ;

A-0051, N.s. du 12 juin 2023, p. 152-153, R. 61

31. Le témoin du Distributeur a par ailleurs confirmé que les nouvelles bornes connectées permettraient d'instaurer une tarification différenciée ;

> «R. En fait, je confirme que la technologie d'Hilo peut nous permettre d'implémenter la TDT. Cependant, la facturation de la consommation ne se fait pas à partir de la borne, mais se fait bien à partir du compteur chez les clients.»
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 77, R. 111, Mme Harbec

32. En réponse à une question de la régisseure Me Rozon, la réponse du témoin du Distributeur était plus nuancée quant à la possibilité pour les bornes de recharge connectées à Hilo de mesurer la consommation des véhicules électriques aux fins de la facturation:

> «R. En fait, oui, ça venait d'une proposition d'un des intervenants. En fait, avec la technologie... il faut faire juste une nuance avec la technologie d'Hilo, on est capable de mesurer la consommation reliée à la charge électrique. Même que le client peut le voir sur son application d'Hilo la consommation, par exemple, par thermostat versus la charge électrique. Cependant, il y a une grosse nuance. La facturation vraiment est faite à partir du compteur. Donc, c'est plus un outil d'aide au client pour mieux comprendre la gestion de sa consommation énergétique.»
> A-0054, N.s. du 14 juin 2023, p. 101, R. 106 (Mme Harbec)

33. Dans sa preuve, le Distributeur toutefois affirme être «à l'affût» de solutions permettant de réduire les impacts de l'électrification des transports, dont la tarifications différentiée dans le temps :

> «Le Distributeur est à l'affût de toutes les offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités. Ces offres pourraient prendre la forme d'un signal de prix par le biais d'une tarification différentiée dans le temps ou d'appuis visant l'installation de bornes de recharge connectées**.»**
>
> B-0061, HQD-4, doc. 7, RDDR de la FCEI, p. 26, R. 3.17

34. Bien qu'une tarification expérimentale, soit le Tarif expérimental BR (Article 4.43 et suivants des *Tarifs d'électricité*) soit en place pour les bornes de recharge de plus 400 volts, la mise en mise en place d'un tarif de type différencié à la pointe du réseau pour l'ensemble des bornes de recharge pourrait permettre d'améliorer l'équilibre entre la demande et l'offre en puissance à la pointe du réseau ;

35. Considérant l'augmentation anticipée des véhicules électriques, le GRAME recommande à la Régie d'émettre une recommandation au Distributeur sur la nécessité réduire l'impact de la recharge des véhicules électriques à la pointe du réseau via une tarification dynamique ;

2.5 Contrôle de la croissance de la demande / Contribution d'Hilo

C-GRAME-0013, p. 29 à 36, C-GRAME-0031, p. 15 à 17

36. Dans le cadre de la décision rendue par la Régie sur la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur, la Régie confirmait avoir à se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement intégrant le recours au service de GDP fourni par Hilo dans l'examen des Plans d'approvisionnement :

> «[313] Cela dit, dans le cadre de l'examen du Plan que le Distributeur soumet en vertu de l'article 72 de la Loi, la Régie est appelée à se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement proposée par le Distributeur qui intègre le recours au service de GDP

fourni par Hilo et à émettre ses commentaires quant à l'opportunité d'y recourir, tant en ce qui a trait au service fourni qu'au coût auquel le Distributeur l'obtient.»

R-4110-2019, D-2022-062, p. 86, par. 313

37. En ce qui concerne la bonification du portefeuille d'offres d'Hilo portant sur les moyens de gestion de la demande en puissance, les témoins du Distributeur ont offert un seul exemple de moyen à venir, soit l'implantation de thermostats centraux d'ici la fin de 2024;

A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 66, R. 95, Mme Harbec

38. Par ailleurs, les témoins du Distributeur ont affirmé qu'ils testaient différents modèles d'affaires avec Hilo impliquant «des formes de subvention ou de financement» :

«Q. [20] O.K. Merci. Est-ce que ça veut dire que les clients affaires n'ont pas à investir dans l'acquisition d'équipement pour participer à Hilo?

R. On est en train de tester différentes offres avec une... des formes de subvention ou de financement. Donc, il y a un certain financement nécessaire pour le client, avec un retour sur investissement rapide, qu'on regarde. Mais on est en train de tester différents modèles d'affaires présentement. Mais l'idée c'est d'être capable de minimiser le coût d'acquisition pour le client.»

A-0054, N.s. du 14 juin 2023, p. 27, R. 20, Mme Harbec

39. Le GRAME a soumis en preuve un exemple de marché de services écoénergétiques, soit un MSE, permettant à une entreprise de financer un projet d'efficacité énergétique :

«Un marché de services écoénergétiques (MSE) est un contrat conclu avec une entreprise de services énergétiques, en vertu duquel l'entreprise finance des projets d'amélioration énergétique dans une base ou une escadre et garantit les économies réalisées. Le MDN utilise ensuite les économies réalisées grâce à la réduction des coûts énergétiques pour rembourser l'entreprise sur une période de cinq à quinze ans, ce qui limite les coûts initiaux pour le gouvernement.»

C-GRAME-0021, (Annexe 8) : Le ministre Duclos annonce l'octroi d'un marché de services écoénergétiques (MSE) de l'infrastructure d'une valeur de 54,3 millions de dollars à la Base de soutien de la 2e Division du Canada Valcartier - Canada.ca

40. Cet exemple de MSE pourrait être appliqué à la géothermie où des coûts importants d'implantation et d'accès à du financement limitent son implantation, alors que l'utilisation de la géothermie permet une réduction de la consommation énergétique de l'ordre de 70 % :

«L'utilisation de la géothermie comme système de chauffage est la solution qui permet le plus de s'affranchir des fluctuations du coût de l'énergie, car environ 70 % de l'énergie produite ne coûte rien. La portion de 30 % manquante sert à payer l'électricité nécessaire au fonctionnement du système. Le prix de l'électricité étant également assez stable, il en résulte un système global très stable.»

C-GRAME-0022, (Annexe 9): Ministère des Ressources Naturelles - Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques – GÉOTHERMIE dans le secteur agricole (2012), p. 6

41. Les témoins du Distributeur ont indiqué que l'offre globale évolutive, maintenant nommée le programme Logis Vert, offre des subventions aux installateurs de géothermie ;

A-0053, N.S. 13 juin 2023, p. 68, R. 97 M. Aucoin

42. Considérant les coûts importants, un financement plus significatif pourrait s'avérer intéressant non seulement pour les clients, mais également au niveau des bénéfices en termes d'effacement pour le Distributeur ;

43. Considérant la croissance de la demande sur la durée du Plan, la Régie devrait inciter le Distributeur à développer, avec l'aide d'Hilo, des solutions pouvant avoir un impact à long terme sur l'équilibre entre l'offre et la demande en puissance, dont le financement de la géothermie;

III. Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes

3.1 Plan de transition du PUEÉ aux IDLM

C-GRAME-0023, p. 4

44. Considérant que le plan de transition du PUEÉ n'est pas encore élaboré par le Distributeur, le GRAME recommande à la Régie de prendre acte de l'intention du Distributeur de le faire évoluer en favorisant les énergies moins polluantes que le chauffage au mazout ;

B-0074, p. 10

3.2 Efficacité énergétique

C-GRAME-0023, p. 5 à 12, C-GRAME-0031, p. 20

45. Dans la décision D-2022-062, la Régie ordonnait au Distributeur de déposer, au prochain plan d'approvisionnement, les informations relatives à la prévision annuelle d'économie d'énergie attribuables aux interventions en efficacité énergétique prises en compte dans le bilan de la demande :

> [582] La Régie estime qu'il est important de suivre l'évolution de la contribution annuelle en économie d'énergie associée à l'efficacité énergétique, à l'horizon du Plan. **C'est pourquoi elle ordonne au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, ainsi que dans les états d'avancement subséquents, les informations relatives à la prévision annuelle d'économie d'énergie attribuable aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur, prises en compte dans le bilan de la demande, pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel, tel qu'il apparaît aux tableaux R-3.2 et R-3.3 de la pièce B-0046.**

R-4110-2019, D-2022-062, p. 152, par. 582

46. Afin de permettre un suivi de l'évolution de la réduction des émissions de GES découlant des mesures en efficacité énergétique offertes en réseaux autonomes, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 en réseaux autonomes, dans le cadre du prochain état d'avancement ;

47. Le Distributeur énonce en preuve que : « Tous les programmes offerts en réseau intégré étaient aussi disponibles en réseaux autonomes lorsque la rentabilité le permettait. » :

> B-0013, HQD-3, doc. 2, p. 18, tableau 6.1 : Statut des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes

48. Questionné sur les tests économiques permettant de mesurer la rentabilité des mesures en efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, le Distributeur énonce que les aides financières ne sont pas systématiquement ajustées, sauf pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine :

> «R. Pas... pas systématiquement. Habituellement, les programmes qui sont offerts en réseau intégré ont les mêmes appuis financiers en réseau autonome, sauf si c'était, là, des programmes spécifiques pour les réseaux autonomes, à l'exception des Îles-de-la-Madeleine où on a une bonification additionnelle.»
>
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 87, R. 127, m. Aucoin

49. De plus, le Distributeur a confirmé que le coût évité du réseau intégré est celui utilisé pour les calculs des test économiques des programmes qui sont accessibles dans les réseaux autonomes, sauf pour le réseau des IDLM :

> «R. Non, c'est ça. Si c'est un programme, là, qui est offert pour le réseau intégréqu'on fait juste rendre accessible, habituellement, là, on utilise le coût évité du réseau intégré pour le calcul des économies d'énergie – pour les calculs des tests de rentabilité.
> Sauf à l'exception, comme j'ai dit tantôt, là, aux Îles-de-la-Madeleine où qu'on a un traitement, là, spécifique pour les appuis financiers pour Solutions efficaces.»
>
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 88-89, R. 130, m. Aucoin

50. Les tests de rentabilité utilisés pour des programmes offerts en réseaux autonomes devraient tenir compte des coûts évités spécifiques à ces réseaux afin de permettre une évaluation plus juste de leur potentiel ;

51. Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de déployer des mesures en efficacité énergétique en réseaux autonomes sur la base du TCTR en tenant compte des coûts évités en réseaux autonomes et d'adapter l'ensemble des aides financières de ces programmes pour tenir compte des coûts évités spécifiques à ces réseaux ;

3.3 Conversion vers des énergies renouvelables

C-GRAME-0023, p. 12 à 22, C-GRAME-0031, p. 21-22

52. Le Plan pour une économie verte 2030 énonce la volonté du gouvernement d'accroître l'approvisionnement en énergies renouvelables particulièrement dans les réseaux autonomes :

> «La production québécoise d'électricité est déjà issue à 99 % de sources renouvelables. Le Plan pour une économie verte 2030 visera néanmoins à accroître encore davantage l'approvisionnement en énergies renouvelables, en particulier dans les régions non branchées au réseau de distribution d'Hydro-Québec.
>
> […]
>
> De nombreux projets fondés sur les quatre grands critères adoptés par Hydro-Québec, soit la fiabilité de l'alimentation électrique, l'appui du milieu, la réduction des émissions et la diminution des coûts de production, sont en cours ou envisagés pour remplacer une partie ou l'intégralité de la production des centrales thermiques des réseaux autonomes. Ces projets auront un effet direct sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ils feront également bénéficier les communautés concernées de retombées avantageuses en matière de développement économique, de sécurité de l'approvisionnement, de réduction du bruit et d'amélioration de la qualité de l'air.»
>
> Plan pour une économie verte 2030, p. 64 et 65, Section 5 : La production électrique et l'accès à cette énergie propre / Des réseaux autonomes approvisionnés en énergies renouvelables

53. Dans le cadre du Plan stratégique 2020-2024, l'objectif du Distributeur en termes d'approvisionnement renouvelable en réseaux autonomes était de 70% à l'horizon 2025, cet objectif ayant été haussé à 80% à l'horizon 2030 dans le Plan stratégique 2022-2026 ;

C-GRAME-0029, p. 2 et 4

54. Cet objectif est également énoncé dans la preuve du Distributeur :

> «Concrètement, l'objectif est d'approvisionner globalement les réseaux autonomes en énergie propre à 80 % à l'horizon 2030. Pour ce faire, plusieurs projets seront réalisés en collaboration avec les collectivités et les communautés autochtones concernées.»
> B-0007, HQD-1, doc. 1, p. 11

55. Questionné sur le pourcentage actuel d'approvisionnements renouvelables en réseaux autonomes, le témoin du Distributeur a précisé qu'à ce jour, il était de 30% :

> «R. On est dans la trentaine de pour cent.»
>
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 99, R. 149

56. La preuve du Distributeur fait état de l'ajout de nombreux équipements de production thermique en réseaux autonomes pour assurer la fiabilité en puissance ;

> B-0013, HQD-3, doc. 2, p. 25 à 27 (Tableau 6.4 Moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés et en cours)

57. Conformément au PEV 2030 et afin d'atteindre l'objectif du Distributeur d'accroître l'approvisionnement en énergies renouvelables en réseaux autonomes, chaque réseau autonome devrait être doté d'au moins une source d'énergie renouvelable complémentaire ;

58. Aussi, afin de permettre un suivi de l'atteinte de l'objectif fixé à 80% d'énergies renouvelables en réseaux autonomes, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de fixer une cible pour la conversion vers des énergies propres pour chacun des réseaux autonomes et de présenter les résultats de ses conversions dans le cadre des états d'avancement ainsi que dans le prochain Plan d'approvisionnement ;

3.4 Plan d'action portant sur la conversion des RA

59. Au dossier R-4110-2019, la Régie demandait au Distributeur de déposer au présent dossier un suivi sur l'échéancier du plan d'action portant sur la conversion des RA :

> «[641] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes. Bien qu'elle soit consciente que les démarches de conversion puissent impliquer différents délais, elle demande au Distributeur de déposer un suivi sur l'échéancier de ce plan d'action dans le cadre du plan d'approvisionnement 2022-2031. Elle lui demande également de préciser, le cas échéant, les causes des délais dans le déploiement de sa stratégie. (Notre souligné)»
>
> R-4110-2019, D-2022-062

60. L'échéancier de ce plan d'action n'a pas été soumis pour tous les réseaux autonomes, tel que confirmé par le Distributeur, en raison des discussions qui ont toujours cours avec leur nouveau partenaire, les Énergies Tarquti :

> «R. Effectivement, il n'y a pas assez d'informations pour être capable de les partager à la Régie. Les discussions avec Tarquti, parce que... particulièrement... peut-être pas « l'ensemble », mais une grosse partie des villages est du côté du Nunavik. Donc, les discussions avec Tarquti ont cours actuellement et on doit se coordonner avec eux pour élaborer la séquence des villages et les énergies qu'on mettra dans chacun.»
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 97, R. 147, m. Arsenault
>
> «[…] Maintenant, nous avons une approche partenariale avec nos partenaires inuits, donc conséquemment, il faut les consulter, il faut que l'acceptabilité sociale vienne. Donc, de publier un plan, d'annoncer aux populations autochtones qu'il va y avoir des projets d'énergie renouvelable dans chacun des villages sans qu'ils aient été consultés ne nous apparaît pas la bonne option.»
>
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 247, R. 330 , m. Arsenault

61. Tel qu'énoncé par le témoin du GRAME en réponse à une question du régisseur m. Dupont, le GRAME soumet que le Distributeur devrait être en mesure d'informer la Régie que des consultations sont en cours ou à venir dans certains villages, sans compromettre l'acceptabilité sociale des projets à venir ;

> A-0058, N.s. du 15 juin 2023, p. 142-143, R. 128, Mme Moreau

62. En voulant synthétiser les informations fournies par le Distributeur portant sur les moyens pour assurer la fiabilité en puissance et les scénarios de conversion envisagés en réseaux autonomes, le GRAME a produit un tableau qui a été corrigé suite aux précisions apportées par le témoin du Distributeur en audience ;

> C-GRAME-0033

63. On constate que plusieurs moyens sont mis en place par le Distributeur pour assurer la fiabilité en puissance mais que les scénarios de conversion ne sont pas encore prévus pour tous les réseaux autonomes ;

64. Le témoin du GRAME indiquait dans sa présentation que le Distributeur a procédé à l'ajout d'équipements de production thermique dans plusieurs des réseaux du Nunavik au lieu de viser l'ajout plus systématique de sources d'énergie renouvelable, ce qui va à l'encontre de l'objectif de conversion des réseaux autonomes ;

> C-GRAME-0031, p. 21

65. Le GRAME soumet que des efforts ont été effectués au sud du Québec mais peu au Nunavik, comme le mentionnait le témoin du Distributeur :

> «[…] Beaucoup de projets ont été faits, je dirais, plutôt du côté du sud du Québec. Là, où on va grandement se concentrer prochainement, c'est du côté du Nunavik avec Tarquti.
>
> A-0053, N.s. du 13 juin 2023, p. 247, R. 330, m. Olivier Arsenault

66. Le GRAME accueille favorablement le partenariat avec Les Énergies Tarquti et l'intention du Distributeur de se concentrer prochainement sur les réseaux autonomes du Nunavik ;

67. Néanmoins, le GRAME soumet qu'il serait utile pour la Régie d'obtenir un portrait plus complet du plan d'action portant sur la conversion des réseaux autonomes, sous forme de tableau, afin de lui permettre d'assurer un suivi rigoureux des conversions effectuées et à venir dans chacun des réseaux ;

68. Le GRAME appuie également la recommandation 1.3.2.1 du RTIEE visant l'établissement d'un calendrier portant sur les conversions, avec des partenaires de tous les réseaux autonomes ;

> C-RTIEE-0032, p. 33

69. De plus, considérant que la réduction des émissions de GES est l'une des 4 orientations qui doivent guider le Distributeur relativement aux projets de transition énergétique, le GRAME soumet que cette information devrait également faire partie des informations à fournir à la Régie ;

> B-0007, HQD-1, doc. 1, p. 11

70. Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter un tableau portant sur l'ensemble des réseaux séparément avec les scénarios envisagés, les dates prévues pour les réaliser, les consultations en cours ou à venir, et les réductions de GES potentielles découlant des conversions envisagées.

LE TOUT respectueusement soumis.

Le 20 juin 2023.

(S) Geneviève Paquet

_____

Geneviève Paquet, avocate
Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)