C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
No : R-4210-2022, Phase 1

R É G I E D E L ' É N E R G I E

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

- et -

ASSOCIATION HÔTELLERIE QUÉBEC

-et-

ASSOCIATION RESTAURATION QUÉBEC

(ci-après « AHQ-ARQ »)

Partie intéressée

PLAN D'ARGUMENTATION DE L'AHQ-ARQ

DHC AVOCATS
(Me Steve Cadrin)
2955, rue Jules-Brillant # 301
Laval (Québec) H7P 6B2
Tél : (514) 392-5725
Fax : (514) 331-0514

INTRODUCTION

Un contexte changeant :

- Fin de la période de surplus où la demande déterminait l'offre requise;
- Maintenant, l'offre est limitée dans le temps et elle détermine la demande qui peut être alimentée sachant qu'il y a plus de demandes à venir (secteurs émergents, transition énergétique, etc.);
- La contribution en puissance de la filière éolienne pourrait être à la baisse avec l'augmentation du taux de pénétration; études en cours;
- La contribution des moyens de gestion de la demande en puissance (avec nombre limite d'heures par hiver) est à la baisse de façon significative avec l'augmentation du taux de pénétration.

Le Plan d'approvisionnement est à la base de beaucoup de gestes posés par le Distributeur et sert de point de référence pour tous, incluant le gouvernement.

Le constat que le Distributeur commet des erreurs à la hausse parfois et à la baisse parfois ne fait pas de sa prévision une « prévision centrée ».

La nouvelle version du modèle MARS demeure à parfaire ce qui justifie un suivi plus serré et une certaine prudence sur les résultats qui découlent de l'utilisation de celui-ci.

L'AHQ-ARQ endosse l'ensemble des recommandations de l'expert Raymond qui sont décrites dans son rapport d'expertise (C-AHQ-ARQ-0023) et selon les modifications et ajustements qui y ont été apportés dans sa présentation en audience (C-AHQ-ARQ-0037).

GISEMENTS POTENTIELS EN PUISSANCE (2031-2032) – D'UN SEUL COUP D'OEIL

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
1. Recharge des VÉ	Déposer un plan d'action visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur la demande en puissance (ÉA 2023).	pp. 18-22	p. 3	900 MW	Hypothèse de 50 % hors pointe
2. Aléas de la demande	Expliquer les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis (B-0056, page 15, réponse 5.1) (ÉA 2023).	pp. 22-26	pp. 4-6	350 MW	0,8 % à l'an 3 appliqué sur les besoins de 2031-2032
8. Abaissement de tension	Déposer (ÉA 2023) une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le Bilan de puissance avec démonstration chiffrée et balisage. D'ici là, retenir une valeur de 400 MW.	pp. 51-55	p. 9	150 MW	400 MW - 250 MW
12. Taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux	Calculer le taux de réserve en tenant compte de la coincidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur (ÉA 2023).	pp. 65-66	p. 11	25 MW	Taux de réserve passe de 17% à 6% pour 209 MW (220 MW x 95%)
Appel au public		pp. 55-56		500 MW	
26. VÉ en réseaux autonomes (RA)	Déposer un plan d'action visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur la demande en puissance (ÉA 2023).	pp. 102-103	p. 21	Variable par RA	
TOTAL				1 925 MW	

RECOMMANDATION #1 : Recharge des véhicules électriques

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
1. Recharge des VÉ	Déposer un plan d'action visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur la demande en puissance (ÉA 2023).	pp. 18-22	p. 3	900 MW	Hypothèse de 50 % hors pointe

Constats :

Tous s'entendent pour dire que l'électrification des transports aura un impact important sur l'horizon du Plan comme le fait remarquer l'expert Raymond :

> « **3.2 Véhicules électriques**
>
> Près du tiers de l'accroissement des ventes prévues par le Distributeur sur l'horizon du Plan, soit 31 %, résulte de l'électrification des transports (7,8 TWh sur un total de 24,8 TWh) alors que le Distributeur évalue à 2,2 millions le nombre de véhicules électriques en circulation en 2032, soit 39 % du parc automobile québécois[1].
>
> En puissance, le Distributeur évalue que la contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins est de 1 700 MW sur l'horizon du Plan, soit 42 % de la croissance totale des besoins à la pointe d'hiver de 4 031 MW[2]. **Une telle hausse de la puissance causée**

[1] B-0009, page 12.
[2] B-0009, page 21.

par les véhicules électriques nous semble, d'emblée, des plus préoccupantes. »[3] (emphase dans le texte)

Avis de l'expert :

« Nous sommes d'avis qu'il ne suffit pas que le Distributeur soit « *à l'affût* » des offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance, mais qu'il propose un **plan d'action pour gérer la situation avec une prévision de la puissance qui pourra être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour des besoins de nouveaux approvisionnements de long terme, <u>comme d'autres l'ont fait</u>.** »[4] (notre emphase et soulignement)

Conclusion : La prévision (avec absence ou peu d'effacement en pointe) n'est pas centrée.

- Le profil historique de recharge se perpétue sur l'horizon du plan (10 ans!)

- BC Hydro – 50%

« Par exemple, dès 2021, BC Hydro prévoyait des actions concrètes[5]:

« *Electric vehicle peak reduction is focused on <u>encouraging customers to defer electric vehicle charging to off-peak periods</u>. The electric vehicle market is rapidly increasing in size. From a utility perspective, the ability to satisfy electric vehicle charging demand can be a challenge if most electric vehicles are charged during peak demand periods, such as in the early evening.*
[…]

Pursue a combination of education and marketing efforts as well as incentives for <u>smart-charging technology</u> for customers to support a voluntary residential time-of-use rate to <u>shift home charging by 50 per cent of residential electric vehicle drivers to off-peak demand periods</u> (50 per cent electric vehicle driver

[3] C-AHQ-ARQ-0023, page 18 et C-AHQ-ARQ-0037, page 3.
[4] C-AHQ-ARQ-0023, page 21.
[5] https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/integrated-resource-plan-2021.pdf, pages 18 et 28, consulté le 30 avril 2023.

> *participation) to achieve approximately 100 MW of capacity savings at the system level by fiscal 2030;* » (Nous soulignons) »

Dans le cadre de son état d'avancement 2023, BC Hydro a maintenu ce 50% :

https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/integrated-resource-plan-2021.pdf (page 18)

- Impact à chaque année du Plan

- **Impact en 2031-2032 : estimé à 900 MW sous l'hypothèse d'un déplacement de charge hors pointe de 50 % (re : BC Hydro)**

RECOMMANDATION #2 : Aléa climatique de la demande

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
2. Aléas de la demande	Expliquer les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis (B-0056, page 15, réponse 5.1) (ÉA 2023).	pp. 22-26	pp. 4-6	350 MW	0,8 % à l'an 3 appliqué sur les besoins de 2031-2032

Constats :

Dans son rapport, l'expert Raymond commente le nouveau chiffrier de séries climatiques du Distributeur comme suit :

> « Nous sommes étonnés de la conclusion obtenue par le Distributeur selon laquelle l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5,7 TWh et environ 5 000 MW alors que ces valeurs étaient de 5,0 TWh et de 4 000 MW lors du Dernier Plan.
> En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ sur cette conclusion, le Distributeur a fourni un fichier Excel qui présente les variations en puissance par rapport à une année normale pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1972 à 2021. Tout d'abord, ce fichier commence en 1972 alors que les 357 simulations horaires chronologiques mentionnées dans l'extrait précédent commencent en 1971. **Nous profiterons de l'audience pour comprendre cette différence.** »
> (emphase dans le texte) (notes de bas de page omises)

L'écart entre les chiffres du dernier Plan d'approvisionnement et ceux du présent Plan est **significatif** tout en demeurant largement inexpliqué même après l'audience. Trois hypothèses pourraient expliquer un tel écart :

1) Les deux chiffriers ne commencent pas la même année (1971 vs 1972).

   Aucune autre explication ne permet de comprendre comment ceci peut affecter le résultat et encore moins justifier un tel écart. Pourquoi ne pas commencer la même année…là encore aucune explication et surtout un « changement » qui met la « puce à l'oreille ».[6]

2) Le changement méthodologique (décalage 9 jours vs 3 jours)

   La preuve initiale du Distributeur était muette sur le « changement de méthodologie ». Aucune autre explication ne permet de comprendre comment ceci peut affecter le résultat et encore moins justifier un tel écart. De plus, une simple comparaison des mêmes journées (jour 0 et -3/+3) permet de constater des écarts considérables entre les deux plans pour certaines années données en exemples, et ce, sans aucune justification apparente[7] :

Hiver	Décalage (jours)	Variation Plan 2023-2032 (MW)	Variation Plan 2020-2029 (MW)	Écart (MW)
1981	-3	3801	3830	-29
1981	0	4929	2035	2894
1981	3	4070	1304	2766
2011	-3	1943	1972	-29
2011	0	1880	1989	-109
2011	3	-286	2031	-2317
2016	-3	129	1133	-1004
2016	0	83	1205	-1122
2016	3	-1326	1317	-2643

3) Le changement de l'année prévisionnelle qui est passé de 2024 à 2023[8]

   Aucune autre explication n'est donnée sur la justification du choix de l'année prévisionnelle ni sur son impact sur les résultats.

Avis de l'expert :

Sans autres explications, le chiffrier du présent Plan pourrait comporter des erreurs et il faut investiguer, surtout face à un impact aussi considérable sur le Plan (+ 1000 MW en puissance et +0,7 TWh en énergie).[9]

---

[6] A-0054, NS 14-06-2023 (Preuve AHQ-ARQ), page 133, ligne 19 à page 134, ligne 7.
[7] C-AHQ-ARQ-0037, page 5.
[8] B-0140, page 26, paragraphe 113.

La recommandation #2 est modifiée comme suit :

> **Expliquer les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis (B-0056, page 15, réponse 15.1) lors de l'état d'avancement 2023 (et en Phase 2).[10]**

Conclusion : La prévision des aléas climatiques n'est pas centrée.

RECOMMANDATION #8 : Abaissement de tension

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
8. Abaissement de tension	Déposer (ÉA 2023) une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le Bilan de puissance avec démonstration chiffrée et balisage. D'ici là, retenir une valeur de 400 MW.	pp. 51-55	p. 9	150 MW	400 MW - 250 MW

Constats :

Dans le cadre de son bilan de puissance, le Distributeur indique pouvoir compter sur 250 MW provenant de l'abaissement de tension. Cette valeur provient d'un rapport qui lui aurait été fourni par le Transporteur et que le Distributeur a refusé de déposer, malgré un engagement à cet effet.

Les deux réponses aux engagements de « remplacement » proposées par le Distributeur soulèvent plus de questions qu'elles n'en règlent. La Régie a invité l'AHQ-ARQ à poser ses questions en Phase 2 du présent dossier.

Dans son rapport, l'expert Raymond constate que le 250 MW est demeuré inchangé depuis 2007, et ce, malgré les demandes de la Régie à l'époque :

> « La Régie, dans sa décision dans le même dossier, résumait ainsi la situation :
>
> « ***3.4.3 ABAISSEMENT DE TENSION***
>
> *Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, pour fins de planification, 250 MW d'abaissement de tension pour écrêter la fine pointe. Cette valeur est inférieure à celle utilisée par le Transporteur dans le cadre de sa gestion opérationnelle, soit 350 MW. Le Distributeur explique qu'il tient compte d'une réserve pour indisponibilité des équipements abaisseurs de tension.*

---

[9] A-0054, NS 14-06-2023 (Preuve AHQ-ARQ), page 134, ligne 8 à page 140, ligne 6.
[10] C-AHQ-ARQ-0037, page 6.

> *Dans un premier temps, le Distributeur souhaite optimiser la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes. La Régie partage cette orientation. Elle demande au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur qu'il mette en œuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension.*
>
> *Par la suite, de concert avec le Transporteur, le Distributeur compte scinder l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la durée de la diminution de la charge. Cette stratégie, combinée à l'augmentation de la charge abaissable, permettrait d'augmenter la persistance de ce moyen. La Régie est également satisfaite de la stratégie du Distributeur d'utiliser plus d'un bloc d'abaissement de tension.*
>
> *La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan, sa nouvelle évaluation de l'abaissement de tension pouvant être inscrite au bilan de puissance.* » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)
>
> **Dans l'état d'avancement 2009, le Distributeur confirme la valeur de 250 MW sans fournir de nouvelle évaluation**. »[11] (soulignement dans le texte et notre emphase) (notes de bas de page omises)

En plus de 16 ans, et ce, malgré les demandes de la Régie et l'augmentation de la charge qui devrait permettre de hausser sa contribution, la valeur à inscrire au bilan de puissance pour l'abaissement de tension demeure inchangée à 250 MW, et ce, pour l'ensemble de l'horizon du Plan. Une démonstration chiffrée (incluant pour l'établissement de la réserve de 100 MW) est requise dès la Phase 2 du présent dossier.

Avis de l'expert :

Obtenir le rapport complet du Transporteur.

Sans le rapport du Transporteur et sans être en mesure de poser des questions sur le contenu de celui-ci, de même que sur les réponses aux engagements #2 et #10 du

[11] C-AHQ-ARQ-0023, pages 52 et 53.

Distributeur, la valeur de l'abaissement de tension doit être fixée à 400 MW pour les fins du bilan de puissance du Distributeur.[12]

Conclusion : La prévision des moyens de l'offre n'est pas centrée

RECOMMANDATION #12: Taux de réserve des chaînes de blocs RM

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
12. Taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux	Calculer le taux de réserve en tenant compte de la coincidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur (ÉA 2023).	pp. 65-66	p. 11	25 MW	Taux de réserve passe de 17% à 6% pour 209 MW (220 MW x 95%)
Appel au public		pp. 55-56		500 MW	

Constats :

Dans son rapport, l'expert Raymond remet en question les taux de réserve forts différents qu'applique le Distributeur quant à l'interruption des chaînes de blocs sur son réseau et sur celui des réseaux municipaux :

> « Dans le cas de la différence du taux de réserve pour l'interruption des chaînes de blocs entre les réseaux municipaux (17 %) et les clients du Distributeur (6 %) qui est apparue en réponse à une demande de renseignements (tableau R-6.1 reproduit ci-dessus), des précisions additionnelles pourront être obtenues lors de l'audience mais nous soupçonnons que le Distributeur n'a pas tenu compte que les réseaux municipaux disposent d'heures d'interruption en sus des 100 heures sous le contrôle du Distributeur. **En effet, il existe une grande coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les 100 heures (93 %) et les 300 heures (71 %) les plus chargées des besoins du Distributeur et, de plus, dans le cas de l'énergie, le Distributeur considère l'ensemble des 300 heures d'effacement des réseaux municipaux.** Nous sommes d'avis qu'une telle coïncidence doit être prise en compte dans l'évaluation du taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux étant donné qu'elles ont une valeur en termes de fiabilité au-delà des 100 heures d'interruption sous le contrôle du Distributeur.
>
> Le suivi à déposer par le Distributeur découlant de la décision D-2021-007 de la Régie portant sur un relevé détaillé des périodes d'effacement

[12] C-AHQ-ARQ-0037, page 9.

> réelles pourra également servir à déterminer le taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux. »[13]
> (notre emphase)

Avis de l'expert :

Sans être parfaite, la coïncidence des heures les plus chargées des réseaux municipaux et celles du Distributeur ne peut être ignorée.

Conclusion : **La précision des moyens de l'offre n'est pas centrée.**

RECOMMANDATION NOUVELLE : Appel au public

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel	Notes
Appel au public		pp. 55-56		500 MW	

Constats :

Dans son rapport, l'expert Raymond remet en question l'absence de toute valeur inscrite au bilan de puissance découlant de l'appel au public :

> « Notons toutefois qu'Hydro-Québec indique que les appels à la population, lancés dans le passé, ont permis de réduire la consommation d'environ 500 MW. Pour transposer cette valeur à la situation d'aujourd'hui, on devrait évidemment tenir compte qu'un faible pourcentage des consommateurs contribuent déjà à d'autres moyens comme la tarification dynamique et Hilo.
> Notons aussi que, contrairement au Distributeur, d'autres juridictions comptent sur l'appel au public dans leur démonstration de fiabilité, dont MISO (400 MW), New York (74 MW), Ontario (1 % soit 230 MW) et PJM (400 MW). »[14]
> (notes de bas de pages omises)

[13] C-AHQ-ARQ-0023, page 65.
[14] C-AHQ-ARQ-0023, pages 55 et 56.

Avis de l’expert :

Bien que le potentiel de l’appel au public reste à déterminer, notamment afin de tenir compte de la tarification dynamique et d’Hilo, il n’en demeure pas moins que de retenir 0 (aucune valeur) détonne grandement avec la preuve présentée dans le présent dossier et le traitement de l’appel au public dans d’autres juridictions, notamment l’Ontario où 1% de la charge est considéré, soit l’équivalent de 400 MW pour le Distributeur.

Conclusion : **La prévision des moyens de l’offre n’est pas centrée.**

GISEMENTS POTENTIELS EN ÉNERGIE (2031-2032) – D'UN SEUL COUP D'ŒIL

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	Potentiel
17. Achats d'énergie de court terme en hiver	Hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite sur les achats de court terme en hiver prévus en planification pour un scénario moyen de la demande (présent Plan).	pp. 73-75	p. 18	1 TWh
18. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	Demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, en se prononçant sur les quantités à considérer au Québec et hors Québec et en envisageant la possibilité de distinguer entre la période de l'hiver et le reste de l'année. Dans l'intervalle, considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère.	pp. 76-84	p. 18	7 TWh

ÉLÉMENTS À RISQUE

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	MW en jeu	Notes
3. Production éolienne	Déposer, dès que possible, les résultats d'étude en cours pour évaluer l'impact d'une plus forte pénétration de l'éolien au Québec et un échéancier.	pp. 29-33	p. 7	ND	
4. Options d'électricité interruptible (OÉI)	Déposer le plus rapidement possible un rapport d'étape sur les projets pilotes réalisés durant l'hiver 2022-2023 puis une proposition formelle de demande de modification aux tarifs des OÉI.	pp. 33-38	p. 8	386 MW	1 099 MW - 713 MW obtenu en 2021-2022
6. Hilo	Limiter les prévisions de réduction pour Hilo à retenir dans le bilan de puissance à 50 % de la valeur de la cible de réduction qui apparaît au contrat de service entre Hilo et HQ, à compter de l'hiver 2026-2027 (présent dossier).	pp. 47-49	p. 8	310 MW	
7. Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	Retirer le moyen Démarrage de la centrale des IDLM en pointe du Bilan de puissance (présent dossier).	p. 50	p. 8	60 MW	
10. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance	Recalculer le taux de réserve de chacun des moyens de gestion de la puissance lors de chaque Plan et Avancement et fournir un tableau des résultats pour chaque année du Plan. Fournir des taux distincts pour le Crédit hivernal et pour l'option Flex de la Tarification dynamique (ÉA 2023).	pp. 60-63	pp. 12-14	Estimation de 600 MW	Hypothèse de détérioration de 20% de la contribution en puissance de l'ensemble des moyens de gestion
11. Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01)	Calculer un taux de réserve du moyen de gestion Contrats de puissance avec HQP et inclure dans les résultats (ÉA 2023).	pp. 33 et 63	p. 11	25 MW	500 MW x 5% (basé sur taux de réserve de 6 % des chaînes de blocs)
13. Réserves requises du Bilan de puissance	Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le Bilan de puissance et ne pas retenir les valeurs des taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur (présent Plan).	pp. 57-59 et 68	pp. 15-17	Inclus	
27. Critère de fiabilité en puissance en RA	Demander au Distributeur de proposer une refonte du critère de fiabilité en puissance en RA qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable (ÉA 2023).	pp. 103-105	p. 21	Variable par RA	
TOTAL				1 380 MW	

RECOMMANDATION #10 : Taux de réserve des moyens de gestion

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	MW en jeu	Notes
10. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance	Recalculer le taux de réserve de chacun des moyens de gestion de la puissance lors de chaque Plan et Avancement et fournir un tableau des résultats pour chaque année du Plan. Fournir des taux distincts pour le Crédit hivernal et pour l'option Flex de la Tarification dynamique (ÉA 2023).	pp. 60-63	pp. 12-14	Estimation de 600 MW	Hypothèse de détérioration de 20% de la contribution en puissance de l'ensemble des moyens de gestion

Constats :

Au-delà de ce qui est déjà mentionné dans son rapport, l'expert Raymond revient insister en audience sur les réponses fournies par le Distributeur :

«

- Dans le Dernier Plan, nous avons démontré que les taux de réserve des MG pouvaient augmenter de façon drastique avec le taux de pénétration.
- Ils sont calculés pour 2022-2023 seulement (NS 12 juin 2023, p. 171-172).
- « *Non, le taux de réserve en tant que tel n'a pas vraiment d'utilité, il est présenté ici pour fins de cohérence avec la l'information qui a été présentée historiquement.* » (NS 12 juin 2023, p. 172)
- « *Donc, oui, on utilise les taux de réserve dans nos analyses économiques des moyens de gestion.* » (NS 12 juin 2023, p. 173)
- « *Donc, à long terme, le taux global de réserve de ces moyens-là ou leur contribution évolue puisque la volumétrie de ces moyens-là augmente dans le bilan.* » (NS 12 juin 2023, p. 175)
- « *Donc, il y a vraiment deux origines, l'aléa de la demande, je vais laisser mon collègue parler de ce volet-là; et la contribution des moyens de gestion, qui plus on en met, plus leur... plus leur contribution est... est ralentie en quelque sorte.* » (NS 13 juin 2023, pp. 36-37) »[15]

(soulignement dans le texte)

Avis de l'expert :

Le Distributeur propose d'établir, aux fins des analyses économiques, par exemple pour l'analyse de la valeur d'un moyen de gestion comme la GDP Affaires (dossier R-4208-2022 Phase 2), un taux de réserve global des moyens de gestion de la puissance (B-0140, page 25, paragraphe 107).

Toutefois, le Distributeur **ne fournit pas un tel taux de réserve global des moyens de gestion par année**, ce qui **devrait être fait dans un Plan d'approvisionnement** (à l'instar des coûts évités) et non dans chaque dossier spécifique sur l'analyse de l'introduction ou de la modification d'un moyen de gestion en puissance.

[15] C-AHQ-ARQ-0037, page 13

De plus, dans le cas d'un dossier comme la GDP Affaires, ce n'est pas un taux de réserve **global** qui est requis mais bien le taux de réserve **spécifique** du moyen à l'étude, en fonction des modalités propres à ce moyen.

Sachant que le taux de réserve des moyens de gestion peut augmenter de façon drastique (et donc la contribution de ceux-ci au bilan de puissance être appelé à diminuer de façon significative), la Régie doit pouvoir valider le calcul du **taux de réserve global** de ces moyens de gestion **pour chaque année du Plan** au moment de l'approbation de celui-ci et non pas laisser cette validation à la pièce et hors contexte lors de l'examen d'un dossier portant sur la modification ou l'ajout d'un moyen de gestion.

Le Distributeur reconnaît maintenant que l'ajout de moyens de gestion a un impact à la baisse sur la contribution de l'ensemble de ceux-ci aux fins du bilan de puissance. Avec égard, le dossier du Plan d'approvisionnement est le moment de prendre acte de cet impact sur l'horizon complet de celui-ci et de le quantifier adéquatement. Mais il y a plus.

L'AHQ-ARQ note, avec une certaine surprise, que le Distributeur se permet d'affirmer que sa « *nouvelle version du modèle MARS qu'il utilise est adéquate et que les taux de réserve sont calculés selon les règles de l'art* »[16] alors que ce sujet a été exclu du dossier et alors qu'il a demandé (et obtenu) la radiation des passages du rapport de l'expert Raymond qui démontraient le contraire.

Ceci dit, de façon assez contradictoire, le Distributeur reconnaît tout de même qu'il continuera d' « *améliorer* » la nouvelle version du modèle MARS qu'il utilise « *notamment en ce qui a trait à l'ensemble des courbes climatiques.* ».[17]

Sans vouloir revenir sur un élément du rapport d'expertise de monsieur Raymond qui a été radié de la preuve, c'est notamment sur la constatation que l' « *ensemble des courbes climatiques* »[18] pose un enjeu majeur que la Recommandation #13 a été formulée. Celle-ci n'a pas été radiée et il semble opportun de la reprendre ici :

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037	MW en jeu	Notes
13. Réserves requises du Bilan de puissance	Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le Bilan de puissance et ne pas retenir les valeurs des taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur (présent Plan).	pp. 57-59 et 68	pp. 15-17	Inclus	

[16] B-0110, page 24, paragraphe 104.
[17] Idem.
[18] Idem.

AUTRES

Sujet	Recommandation	C-AHQ-ARQ-0023	C-AHQ-ARQ-0037
5. Tarification dynamique (TD)	Afin de suivre un possible effet de fatigue, inclure, dans le suivi annuel de la TD, un tableau du même type que le tableau R-16.1 de la pièce B-0100.	pp. 40-47	p. 8
9. Option d'électricité additionnelle (OÉA)	D'accord avec la proposition (ÉA 2023). Indiquer le taux de réserve et situer dans l'ordonnancement des moyens.	pp. 56-57	p. 10
16. Présentation du bilan d'énergie	Dans les présentations du bilan d'énergie, distinguer entre les approvisionnements de long terme requis en hiver et non hiver (ÉA 2023).	pp. 70-72	p. 18
19. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	Nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.	pp. 84-85	p. 18
21. Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs	Approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les CS et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique.	pp. 92-94	p. 19
22. Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique (TDÉ)	Approuver la demande du Distributeur visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ.	p. 95	p. 19
23. Coût évité en puissance	Retenir les signaux de coûts évités en puissance proposés par le Distributeur en décalant toutefois d'un an le début de la période de long terme à l'hiver 2027-2028 (présent dossier).	pp. 96-98	p. 20
25. Coûts évités de Transport et Distribution (T&D)	Exiger un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'HQ chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution (le plus rapidement possible).	pp. 100-101	p. 20

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Laval, ce 21 juin 2023

DHC Avocats

_____

DHC AVOCATS INC.
Procureurs de la partie intéressée
AHQ-ARQ