

Demande de renseignements no 2 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

***HQD - Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029 du
Distributeur
(R-4110-2019, Phase 2)***

I. Analyse économique associée au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, considérant le raccordement prévu du réseau des IDLM au réseau intégré

Références

i. [Règlement sur les appareils de chauffage au mazout](#)

SECTION II

INTERDICTIONS

7. Il est interdit, à compter du 31 décembre 2023, de réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant et qu'il y a été installé :

1° dans le cas d'une chaudière ou d'un générateur d'air chaud, plus de 20 ans auparavant;

2° dans le cas d'un chauffe-eau, plus de 10 ans auparavant.

Pour l'application du présent règlement, est une « réparation » tout travail effectué sur un appareil visé au premier alinéa pour le remettre en bon état à l'exception :

1° d'un entretien visé à l'annexe L de la version la plus récente de la norme CSA B139, « Code d'installation des appareils de combustion au mazout », publiée par le groupe CSA;

2° d'une réparation ou d'un remplacement d'un moteur de l'appareil ou d'une composante mobile actionnée par ce moteur;

3° d'une réparation ou d'un remplacement d'une composante électronique ou électrique liée aux contrôles de fonctionnement et de sécurité de l'appareil.

Malgré le paragraphe 1° du deuxième alinéa, la réparation ou le remplacement de la chambre de combustion ou de l'échangeur de chaleur d'un appareil sont interdits. (Notre souligné)

ii. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 10

2.2.4. Réduction des coûts d’approvisionnement

Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios analysés, les coûts d’investissement et l’ensemble des charges d’exploitation et de maintenance, incluant les coûts du combustible, ceux associés à l’émission de GES et aux achats d’électricité, et ce, pour la durée de l’analyse (2021 à 2067), correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée du scénario de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie en 2027.

Dans son analyse économique, le Distributeur a également pris en compte les revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d’utilisation efficace de l’énergie (PUEÉ), et la valeur résiduelle des actifs au terme de la durée de l’étude. (Nos soulignés)

iii. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 11-12

La fin graduelle du PUEÉ, qui aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l’électricité (TAE), est également prise en compte pour l’ensemble des scénarios, à l’exception du statu quo. Afin de limiter l’impact de la conversion des systèmes de chauffage, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d’efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande. Le Distributeur offre déjà des appuis financiers et des services d’accompagnement personnalisés pour inciter les clients industriel et affaires importants, tels que Mines Seleine, le CISSS des Îles et la résidence pour aînés Résidence Plaisance des Îles, à implanter des mesures d’efficacité énergétique. Concernant la clientèle résidentielle, le Distributeur envisage d’adapter son offre pour l’acquisition de thermopompes efficaces. Des solutions accessibles et disponibles localement seront privilégiées pour assurer une bonne participation de la clientèle. L’ajout de ces mesures d’efficacité énergétique permettra de réduire de plus de 5 MW et 20 GWh par année la charge projetée, trois ans après la mise en service du scénario privilégié visant la source principale d’alimentation. (Nos soulignés)

iv. R-4110-2019, [B-0010](#), Tableau 7.8.2, Programme d’utilisation efficace de l’énergie en vigueur au 1^{er} avril 2019, p. 82

**TABLEAU 7.8.2 :
PROGRAMME D’UTILISATION EFFICACE DE L’ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2019**

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Contribution du client	Entretien et dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	Îles-de-la-Madeleine	Résidentiel	Mazout	30% - 47,95 c/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel - remplacé par équipement à l’électricité. Montant maximum déterminé. (1)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 40,75 c/litre	Inclus	Inclus	N/A	N/A	N/A	
		Affaires	Mazout	10% - 66,32 c/litre	90 % des coûts jusqu’à un maximum annuel variable selon la capacité de l’équipement	Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A	
			Propane	10 % - 56,35 c/litre	90 % des coûts jusqu’à un maximum annuel variable selon la capacité de l’équipement	Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A	

v. R-4110-2019, [B-0010](#), Tableau 7.3-1-A, Prévision de la demande Cap-Aux-Meules, p.55

TABLEAU 7.3-1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 838	6 877	6 902	6 922	6 938	6 947	6 952					
Ventes (GWh)	177,17	180,16	182,15	184,52	186,77	189,47	190,92					
<i>dont résidentiel</i>	100,32	102,64	104,38	106,39	108,34	110,57	111,93					
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23					
Besoins en énergie (GWh)	196,73	202,08	204,31	206,97	209,50	212,53	214,15					
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	32,79					
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88						

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

vi. R-4110-2019, [B-0010](#), Tableau 7.3-1-B, Prévision de la demande – l'Île-d'Entrée, p.55

TABLEAU 7.3-1-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	82	82	82	82	82	82	82	83	83	83	83	0,1%
Ventes (GWh)	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,0%
<i>dont résidentiel</i>	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,0%
Besoins en énergie (GWh)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Demandes

1.1. (Réf. i. et iv.) Considérant l'interdiction, à compter du 31 décembre 2023, de *réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant*, sous réserve de certaines exceptions prévues au Règlement (art. 7 du Règlement), le Distributeur compte-t-il modifier son offre au PUEÉ relative au dépannage/réparation des équipements de chauffage au mazout d'ici le 31 décembre 2023 ?

1.2. (Réf. i.) Le Distributeur a-t-il avisé sa clientèle de l'impact de cette interdiction ?

1.3. (Réf. i.) Le Distributeur compte-t-il accompagner sa clientèle pour éviter un bris de service en période hivernale, considérant les délais nécessaires pour une conversion TAÉ ?

1.4. (Réf. i. et iii.) Le Distributeur pourrait-il envisager une accélération de la conversion des systèmes de chauffage accompagnée de mesures d'efficacité énergétique (thermopompe, etc.) et ce, afin d'éviter des bris de service en période hivernale, au lieu d'une conversion graduelle ?

1.5. (Réf. v. et vi.) Veuillez préciser si le réseau des IDLM, en tout ou en partie, sera considéré à titre de réseau autonome suite à son raccordement aux IDLM, considérant que pour Cap-aux-Meules, le Plan d'approvisionnement déposé au présent dossier n'indique plus de besoins, ni en puissance, ni en énergie, et cela, à partir de la date prévue de raccordement. Veuillez expliquer.

1.6. (Réf. i. et ii.) Le Distributeur indique avoir pris en compte les revenus associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Veuillez préciser si l'impact du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* est pris en compte dans l'estimation de la croissance de la charge?

1.6.1. (Réf. ii.) Si oui, veuillez fournir les détails de la croissance des charges résultant de la fin graduelle du PUEÉ sur la durée de l'analyse économique **et** donner le détail des hypothèses sous-jacentes à la conversion des clients vers le TAÉ sur la durée de l'analyse économique (Conversion progressive, conversion en fonction de la durée de vie des appareils au mazout, etc.).

1.7. (Réf. i. et iii.) Le Distributeur indique qu'afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, il prévoit le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande et qu'il envisage d'adapter son offre pour l'acquisition de thermopompes efficaces. Considérant les interdictions prévues à l'article 7 du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, à quel moment le Distributeur prévoit-il le déploiement de l'offre de thermopompes efficaces ?

II. Analyse économique associée à la hausse du prix des droits d'émission de GES, considérant la tarification canadienne du carbone

Références

i. R-4110-2019, [B-0204](#), p.18

2.2.1. Réduction des émissions de GES

Les émissions de GES de la centrale de Cap-aux-Meules ont également un impact important sur les coûts. En effet, cette centrale thermique est actuellement assujettie au Règlement sur le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (RSPEDE), mis en place par le gouvernement en 2013 et, de ce fait, le Distributeur doit acheter des droits d'émission sur le marché du carbone pour couvrir les émissions directes. Pour les scénarios évalués dont les émissions s'avèrent sous le seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. CO₂ par année, les droits d'émission sont intégrés au coût du combustible, à l'exception des combustibles carboneutres qui en sont exemptés. (Nos soulignés)

ii. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 20

TABLEAU 1 :
ÉMISSIONS DIRECTES DE GES EN PHASE D'EXPLOITATION

Scénarios	GES annuels t. éq. CO ₂	Écart p/r au statu quo
S1 - Statu quo	123 339	-
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	18,1%
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	-97,5%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	-94,5%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	-85,7%
S5 - Conversion GNL	83 265	-32,5%
S6 - Conversion GNL-R	9 843	-92,0%
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	108 833	-11,8%
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	80 155	-35,0%
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	56 847	-53,9%
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	34 558	-72,0%
S11 - Solaire 10 MW + diesel	137 966	11,9%
S12 - Solaire 20 MW + diesel	134 076	8,7%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	482	-99,6%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2 942	-97,6%
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	7 452	-94,0%
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690	-95,4%
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	6 972	-94,3%

iii. R-4110-2019, [B-0204](#), p.10

2.2.4. Réduction des coûts d'approvisionnement

Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios analysés, les coûts d'investissement et l'ensemble des charges d'exploitation et de maintenance, incluant les coûts du combustible, ceux associés à l'émission de GES et aux achats d'électricité, et ce, pour la durée de l'analyse (2021 à 2067), correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée du scénario de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie en 2027.

Dans son analyse économique, le Distributeur a également pris en compte les revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), et la valeur résiduelle des actifs au terme de la durée de l'étude.

Afin de mesurer l'incertitude économique des scénarios analysés, le Distributeur a ensuite effectué une analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte Carlo. Cette approche a permis de bien évaluer la sensibilité économique liée à l'incertitude sur les coûts d'investissement, la projection des coûts de combustible et des droits d'émission de GES, et sur les autres coûts considérés, tel que présenté à la section 3.3.4. (Nos soulignés)

iv. R-4110-2019, [B-0204](#), p.22

3.3.4. Réduction des coûts d'approvisionnement

Afin d'évaluer le potentiel de réduction des coûts d'approvisionnement pour chacun des scénarios, le Distributeur a d'abord estimé les coûts d'investissement et les charges de maintenance et d'exploitation, tel que décrit à la section 2.2.4. Ces estimations de coûts ne présentaient toutefois pas toutes des niveaux de précision équivalents considérant, par exemples, l'incertitude sur la projection des coûts des combustibles et des émissions de GES affectant différemment les scénarios, ou encore un niveau de détails différent pour les concepts d'un scénario à l'autre. C'est dans ce contexte que le Distributeur a également réalisé une analyse probabiliste, pour être en mesure de comparer les scénarios sur une base commune. Cette analyse probabiliste, selon la méthode de simulation Monte-Carlo, tient compte des niveaux d'incertitude liés à chacune des estimations des coûts ou des prévisions d'intrants tels que le coût des combustibles. La figure 3 montre le résultat de cette analyse. (Notre souligné)

v. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 46

Pour tenter de représenter le potentiel technico-économique à moyen-long terme des combustibles de substitution pour les IDLM, un modèle économique simplifié a été développé. Sur la base d'hypothèses paramétriques fournies par le client (réseaux autonomes), de nos connaissances des procédés et du suivi de la littérature, ce modèle CAPEX/OPEX permet d'estimer les coûts de production d'électricité aux IDLM en utilisant différents liquides verts et leur évolution dans le temps.

Le modèle considère la projection des coûts de combustible, intégrant la taxe carbone pour le scénario de référence, mais n'intègre toutefois pas une évaluation précise des coûts de conversion de la centrale, qui devrait faire l'objet d'une analyse détaillée selon le type de combustible considéré. (Notre souligné)

vi. Le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone

Le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone

La tarification de la pollution par le carbone réduit les émissions et encourage l'innovation. Elle encourage les réductions dans l'ensemble de l'économie tout en accordant aux ménages et aux entreprises la souplesse leur permettant de décider quand et comment ils souhaitent apporter des changements. Par ailleurs, elle incite les entreprises canadiennes à mettre au point et à adopter de nouveaux produits, processus et services à faibles émissions de carbone.

Depuis 2019, le gouvernement a fait en sorte qu'il n'est plus permis de polluer gratuitement en instaurant un prix minimal sur la pollution par le carbone commençant à 20 dollars par tonne en 2019, et augmentant de 10 dollars par tonne jusqu'à atteindre 50 dollars en 2022.

L'approche de tarification de la pollution par le carbone du gouvernement donne aux provinces et territoires la souplesse de mettre en place le type de système qui convient à leur situation, pour autant qu'il soit conforme aux normes nationales minimales de rigueur, soit les critères du « modèle ».

Cette approche reflète aussi le leadership qu'ont démontré certaines provinces. L'Alberta et le Québec ont montré la voie en 2007 : l'Alberta, grâce à son système de tarification de la pollution par le carbone pour l'industrie lourde, et le Québec, grâce à sa taxe sur le carbone qui est devenue son système de plafonnement et d'échange en 2013. En 2008, la Colombie Britannique a instauré une taxe sur le carbone à l'échelle de son économie. En 2016, le gouvernement du Canada a publié l'Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone qui visait à augmenter le prix du carbone à 50 dollars par tonne en 2022, à définir les critères du modèle et à établir un système fédéral qui servirait de « filet de sécurité » en cas de besoin. Au cours des années suivantes, les gouvernements à l'échelle du pays ont mis en place d'autres systèmes de tarification du carbone qui satisfaisaient aux critères du modèle. Ainsi, à compter de 2019, le Canada a mis en place des systèmes de tarification du carbone dans l'ensemble du pays.

Il s'agit là d'un accomplissement historique. Le leadership canadien en matière de tarification du carbone a été reconnu partout dans le monde. Sur cette page, vous trouverez de plus amples renseignements sur la mise à jour du modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone ainsi que les liens vers toutes les publications les plus récentes concernant le modèle pour la période allant de 2023 à 2030.

Augmentation du prix du carbone de 2023 à 2030

Afin d'accélérer l'adoption par le marché des technologies et des pratiques nécessaires à la réduction des émissions et pour bâtir une économie prospère à faibles émissions de carbone, le Canada a proposé dans le cadre d'*Un environnement sain et une économie saine* d'augmenter le prix sur la pollution par le carbone annuellement à un taux de 15 dollars par tonne de 2023 à 2030.

Suite à la mobilisation des provinces, des territoires et des leaders autochtones, le prix minimal de la pollution par le carbone (pour les systèmes de tarification directe) augmentera de 15 dollars par tonne annuellement à compter de 2023 jusqu'en 2030. Les Canadiens résidant dans une administration assujettie au système fédéral, et dans laquelle le gouvernement fédéral remet les produits issus de la redevance sur les combustibles par le biais de paiements de l'Incitatif à agir pour le climat, continueront de recevoir des rabais qui augmente chaque année au fur et à mesure que le prix du carbone augmente. (Nos soulignés)

Préambule

Le Distributeur indique que les droits d'émission sont intégrés au coût du combustible. Il précise que les estimations de coûts comportaient notamment une incertitude sur la projection des coûts des combustibles et des émissions de GES affectant différemment les scénarios et qu'une analyse probabiliste a été utilisée notamment sur les prévisions d'intrants **tels que le coût des combustibles**, laquelle considère la projection des coûts de combustible intégrant la taxe carbone pour le scénario de référence.

Demandes

2.1. (Réf. i., iii., iv., v. et vi.) Selon le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone, la taxe du carbone serait fixée à 50 \$ en 2022, pour augmenter de 15 \$ annuellement jusqu'en 2030 et donc se situer à 170 \$ la tonne en 2030. Veuillez préciser comment le modèle intègre la taxe carbone considérant la mise en vigueur de la tarification canadienne sur le carbone, permettant de prévoir les ajustements au SPEDE qui seront nécessaires au coût minimal de la taxe carbone ?

2.2. Veuillez identifier les coûts totaux (selon la médiane) des carburants et de la taxe carbone sur la durée de l'analyse, soit jusqu'en 2067, utilisés dans l'analyse économique pour les deux scénarios, selon le tableau suivant :

Coût exploitation -Carburant	Carburant	Taxe carbone
Scénario S-2		
Scénario S-3 GDP		

III. Scénario S-3 (Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe)

Références

i. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 19

3.2.2. Utilisation de combustibles carboneutres

L'institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) a été mandatée par le Distributeur pour analyser différents carburants renouvelables de substitution qui pourraient être envisagés à moyen et à long terme pour la conversion du réseau des IDLM. Un mémo technique qui fait état des analyses réalisées est présenté à l'annexe A.

Cette analyse permet de conclure que seul le GNR (ou GNL-R dans sa forme liquéfiée pour le transport) présente un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030.

Selon la solution de conversion qui sera déployée d'ici 2030, d'autres types de combustibles carboneutres pourraient potentiellement permettre une pleine substitution du carburant qui sera consommé au terme de la conversion, afin d'atteindre la carboneutralité pour l'alimentation électrique du réseau des IDLM à moyen ou à long terme. Le Distributeur, avec le support de l'IREQ, demeurera à l'affût des développements et de l'évolution des coûts des différentes technologies envisageables pour une pleine substitution. (Notre souligné)

ii. R-4110-2019, [A-0107](#), p. 26 et 27.

« L'étude d'avant-projet porte uniquement sur le raccordement des Îles au réseau intégré et non pas sur la réfection de la centrale de Cap-aux-Meules.

Ce qui est plutôt à préciser c'est que nulle part dans sa preuve en phase 2 il n'est question d'une réfection de la centrale ou encore de fin de vie utile de la centrale.

Le Distributeur a tenu compte naturellement dans ses scénarios que des investissements seraient requis à la centrale pour maintenir sa pérennité. Donc, par exemple, on peut penser au maintien des systèmes auxiliaires, bâtiments, remplacement de groupes moteurs actuels, requis pour certains scénarios et dont la date de remplacement peut varier selon les scénarios.

On précise par ailleurs qu'aucun scénario dans la preuve, aucun des dix-sept (17) scénarios, ne prévoit le remplacement des groupes moteurs en deux mille trente-cinq (2035). Et dans le cas de la solution privilégiée qui prévoit une utilisation, finalement, considérablement réduite des groupes moteurs, il n'y a aucune fin de vie utile qui est considérée.

En fait, l'avant-projet comprendra donc l'étude des travaux qui sont nécessaires aussi pour la conversion de la centrale à son nouveau rôle, donc on passe d'une centrale qui sert, finalement, en base à une centrale qui va servir au nouveau rôle de GDP, plus pallier aux

indisponibilités. Donc, le Distributeur a tenu compte d'une évaluation paramétrique de ces investissements nécessaires à la conversion de la centrale à son nouveau rôle... nouveau rôle dans son analyse économique. »

iii. R-4110-2019, [B-0204](#), p. 25

**TABLEAU 2 :
 VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M\$ ACTUALISÉS 2021**

	S16 GNL-R + Éol 26,8 MW	S8 Éol 26,8 MW + diésel	S15 GNL-R + Éol 13,4 MW	S17 GNL-R + Éol 13,4 MW + Sol 10 MW	S3 Raccord. (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éol 13,4 MW + diésel	S9 Éolien en mer 36 MW	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord (Nouvelle- Ecosse)	S14 Biomasse 70 MW + diésel	S13 Biomasse 105 MW
Entretien	354	358	368	368	245	376	375	347	394	393	333	382	259	217	83
Exploitation	275	134	293	301	96	321	117	219	105	113	300	96	261	466	629
Exploitation - Carburant	705	877	860	817	329	1 083	1 115	666	1 368	1 334	466	1 250	468	1 126	1 112
Exploitation - GES	25	235	25	25	28	28	311	175	387	377	110	349	38	20	20
Achats énergie éolienne	112	112	111	111	116	114	112	113	111	112	113	112	117	111	112
Achats élect. réseau	0	0	0	0	323	0	0	0	0	0	0	0	309	0	0
Taxe services publics	23	18	19	21	67	18	15	33	12	14	45	9	61	41	56
PUEÉ	71	71	71	71	71	71	71	72	71	71	72	260	71	71	71
Croissance	477	238	376	423	1 059	315	145	786	44	86	1 267	0	1 078	704	1 056
Pérennité	145	242	144	144	106	149	253	218	235	234	140	213	105	85	25
Valeur résiduelles	-37	-64	-30	-33	-9	-21	-53	-134	-33	-37	-142	-34	-30	-8	-2
Revenus additionnels	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-98	-96	-96	-97	0	-97	-96	-97
Total	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066

Notes :

Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût total de la médiane.

La ligne Achats énergie éolienne correspond au coût d'achat dans le cadre du contrat d'approvisionnement du parc éolien existant de la Dune-du-Nord. Les ajouts d'éoliennes sont considérés, pour les fins de l'analyse, comme des investissements dans la ligne Croissance.

iv. R-4110-2019, [B-0204](#), p.13

S-3 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe. Ce concept est identique au scénario S-2, à la différence de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la pointe (moyen de GDP) du réseau intégré afin d'alimenter la charge des IDLM. Pour les fins de l'analyse, le Distributeur considère que la centrale serait démarrée pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2. (Notre souligné)

v. R-4110-2019, B-0248, Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie, réponse 5.2.4

[voir la régie](#)

TABLEAU R-5.2.4 :
VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M\$ ACTUALISÉS 2021,
INCLUANT LE SCÉNARIO S-2

Coûts ventilés (médianes) M\$ actualisés 2021	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diesel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+	S3 Raccord (Percé) + centrale	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diesel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Percé)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle- Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Entretien	354	358	368	368	245	376	375	347	242	394	393	333	382	259	217	83
Exploitation	275	134	293	301	96	321	117	219	96	105	113	300	96	261	466	629
Exploitation - Carburant	705	877	860	817	329	1 083	1 115	666	328	1 368	1 334	466	1 250	468	1 126	1 112
Exploitation - GES	25	235	25	25	28	311	175	28	387	377	110	349	38	20	20	
Achats énergie éolienne	112	112	111	111	116	114	112	113	116	111	112	113	112	117	111	112
Achats élect. Réseau	0	0	0	0	323	0	0	0	459	0	0	0	0	309	0	0
Taxe services publics	23	18	19	21	67	18	15	33	68	12	14	45	9	61	41	56
PLIEF	71	71	71	71	71	71	71	72	71	71	71	72	260	71	71	71
Croissance	477	238	376	423	1 059	315	145	786	1 055	44	86	1 267	0	1 078	704	1 056
Pérennité	145	242	144	144	106	149	253	218	105	235	234	140	213	105	85	25
Valeur résiduelles	-37	-64	-30	-33	-9	-21	-53	-134	-9	-33	-37	-142	-34	-30	-8	-2
Revenus additionnels	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-98	-96	-96	-96	-97	0	-97	-96	-97
Total	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 461	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066

vi. R-4110-2019, B-0248, Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie no 10 de la Régie, réponse 5.2.1

5.2 Les scénarios S2 et S3 sont pratiquement identiques au niveau des coûts (référence (iii)). Le scénario S3 utiliserait la centrale pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP.

5.2.1. Veuillez préciser les raisons de ne pas avoir évalué le coût médian du scénario S2.

Réponse :

Comme mentionné à la section 4.2 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), le scénario S-2 a été exclu de l'analyse probabiliste en raison d'un écart favorable de 106 M\$ act. 2021 qui apparaissait lors de l'analyse économique initiale pour le scénario S-3. Le Distributeur estimait que l'analyse probabiliste aurait possiblement montré un écart différent, mais qui serait inévitablement demeuré positif.

Également, comme mentionné en réponse à la question 2.6, les scénarios S-2 et S-3 sont en fait un seul et même projet qui ne diffère que dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules. La projection des coûts du scénario S-2 se base sur le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré, qui est plus élevé que le coût projeté pour l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP. Le recours à la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP pourra en pratique être diminué, voire nul, dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités suffisantes pour pallier la demande. Cela étant, le scénario S-3 ne peut que s'avérer plus économique que le scénario S-2.

vii. R-4110-2019, [B-0248](#), Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie, réponse 5.1

[...]

Achat électr. au réseau : Coûts associés aux achats d'électricité requis sur le réseau intégré, pour alimenter la charge des IDLM pour les scénarios de raccordement.

[...]

Demandes

3.1. (Réf. iv. et v.) Considérant l'utilisation accrue de la centrale en mode GDP du scénario S3, veuillez expliquer pourquoi les scénarios S-3 et S-2 ont des coûts très similaires d'exploitation en carburant ?

3.2. (Réf. i.) Considérant l'urgence climatique, l'horizon de l'analyse économique 2067 et les cibles gouvernementales de carboneutralité, le Distributeur a-t-il pris en compte le risque d'interdiction d'utilisation de carburant dans son choix d'utiliser du diesel léger avec une utilisation accrue de la centrale en mode GPD ?

3.3. (Réf. i. et v.) Veuillez indiquer si l'utilisation de carburant neutre a été prise en compte dans les scénarios S-3 et S-2, selon la ventilation des coûts au tableau R-5.2.4 ?

3.3.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi les coûts d'exploitation -Carburant sont presque identiques pour les scénarios S-3 et S-2 ?

3.4. (Réf. iv. et v.) Veuillez fournir une estimation du nombre de litres nécessaires en mode GDP à la pointe du scénario S-3, pour une heure d'utilisation.

3.5. (Réf. iv. et v) Veuillez fournir une estimation du nombre de litres nécessaires selon le scénario S-2 pour une heure d'utilisation.

3.6. Q. (Réf. iv. et v) Veuillez préciser si l'utilisation de la centrale en mode GDP a été prise en compte sur toute la durée de l'analyse économique ?

3.6.1. (Réf. iv.) Si oui, considérant une utilisation de 100 heures annuellement sur la durée de l'analyse économique, veuillez fournir une estimation du prix du carburant utilisé dans l'analyse économique. Veuillez considérer une moyenne de prix, ou le prix médian, qui permettrait de concilier le montant de 329 M\$ du Tableau 2 en utilisant le nombre d'heures d'utilisation.

3.6.2. Si non, veuillez indiquer sur combien d'années l'utilisation de la centrale en mode GDP a été prévue dans l'analyse économique jusqu'en 2067 ?

3.7. (Réf. iv. et v) Veuillez fournir l'estimation des coûts de carburant en fonction du nombre d'heures d'utilisation et du nombre de litres de carburant sur la durée de l'analyse économique, et ce séparément, pour les scénarios S-3 et S-2 selon le tableau suivant, ou similaire, en complétant les informations demandées et en prenant en considération une utilisation de 100 heures annuellement en mode GDP, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2.

Coût exploitation - Carburant	Scénario S-2	Scénario S-3
Nombre d'heures d'utilisation sur la période d'analyse ^{Note 1}	____ heures	____ heures
Nombre de litres ^{Note 2}		
Prix carburant ^{Note 3}	_____ \$	_____ \$
Total	_____ \$	_____ \$

Note 1 : De la mise en service jusqu'en 2067

Note 2 : Estimation du nombre de litres de la mise en service jusqu'en 2067

Note 3 : Estimation du prix du carburant : utiliser une moyenne comme à la question 3.6.1

3.8. (Réf. i.) Considérant qu'une utilisation avec une ressource en combustibles carboneutres pourrait s'avérer une obligation, impliquant des coûts nettement supérieurs pour l'exploitation de la centrale en mode GDP qu'en mode de réserve froide, veuillez fournir une estimation probable des coûts de carburants (selon la médiane, ou estimation moyenne) **sur la durée de l'analyse économique, soit 2067**, avec utilisation de combustibles carboneutres **à partir de 2030** selon le tableau suivant :

Coût exploitation – Carburant	Combustibles carboneutres
Scénario S-2	
Scénario S-3	

3.9. (Réf. ii. et iv.) Considérant la fin de vie utile de la centrale thermique de Cap-aux-Meules, le Distributeur prévoit-il le remplacement des groupes moteurs d'ici 2035 avec le scénario retenu (S-3) pour l'étude d'avant-projet ? À quelle date prévisible, compte tenu de l'utilisation de la centrale pour 100 heures annuellement en mode GDP, sera-t-il nécessaire de procéder soit à une réfection majeure ou au remplacement des groupes moteurs ?

3.10. (Réf. ii.) Le scénario S-2 prévoit l'utilisation de la centrale en réserve froide, au lieu d'en GDP (S-3). En regard de la fin de vie utile de la centrale et de sa réfection, notamment pour les groupes moteurs, une utilisation moindre (S-2) prolongerait-elle la durée de vie de la centrale, donc retarderait-elle à terme le remplacement des groupes moteurs ? Si oui, veuillez estimer le nombre d'années additionnelles ?

3.11. (Réf. iii. et v.) La ventilation des coûts présentés au Tableau 2 et au Tableau R-5.2.4 ne permet pas d'illustrer la problématique des risques relatifs à la variable des coûts pour la composante *pérennité*, liée notamment à la centrale thermique pour le scénario S-3 et de la comparer à celle du scénario S-2. Veuillez identifier les coûts de pérennité selon le tableau suivant :

Coûts Pérennité	Scénario S-2	Scénario S-3
Minimum		
Médiane		
Maximum		

3.12. (Réf. vi. et vii.) Considérant l'inclusion de coûts évités en puissance de long terme pour le scénario S-2, le GRAME cherche à bien cibler les composantes des coûts d'alimentation électrique du réseau identifiés au tableau R-5.2.4 pour les scénarios S-2 et S-3. En réponse à la demande de la Régie (Réf. vi.), le Distributeur indique que l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en mode GDP pourra éventuellement être diminuée, voire nulle, *dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités suffisantes pour pallier la demande.*

3.12.1. Veuillez préciser si l'analyse économique sur l'horizon 2067 prévoit une réduction de l'utilisation de la centrale en mode GDP ?

3.12.1.1. Si oui, veuillez indiquer le nombre d'années utilisé par le Distributeur dans son analyse économique en mode GDP.

3.12.1.2. Si oui, veuillez infirmer ou confirmer que l'analyse économique n'inclut que les coûts en carburants correspondant à cette période.

3.12.2. Veuillez indiquer si l'analyse économique pour le scénario S-2 inclut des coûts évités en puissance de long terme d'alimentation sur toute la période jusqu'en 2067 ?

3.12.2.1 Si non, veuillez préciser sur quelle période ces coûts ont été utilisés dans l'analyse économique.

3.13. (Réf. vi. et vii.) Comment le Distributeur justifie-t-il l'inclusion dans son analyse économique de coûts évités en puissance de long terme, alors que ce type de coûts s'applique à l'ensemble de la clientèle du Distributeur ?

3.14. (Réf. vi. et vii.) Le Distributeur est-il en mesure de donner un ou des exemples de projets de branchement ou de raccordement dont l'analyse économique a été produite en prenant en compte les coûts évités de long terme en puissance à la pointe du réseau ?