DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 10 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR

---

1. Références : (i) Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 95 à 96 ;
(ii) Pièce B-0204, p. 6 et 7.

Préambule :

(i) « *Dans le présent dossier* [R-3986-2016], *le Distributeur présente à la Régie un plan d'action afin de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale dans les réseaux autonomes. Il prévoit la conversion totale ou partielle des différents réseaux d'ici 2020. Il indique que les projets devront répondre aux orientations suivantes, soit être:*

- *techniquement réalisables;*
- *économiquement rentables;*
- *acceptable d'un point de vue environnemental; et,*
- *accueillis favorablement par la communauté.*

[…] *la Régie approuve le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes. Elle ordonne au Distributeur de déposer un suivi détaillé de son évolution dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan.* » [nous soulignons]

(ii) « *Dans sa décision D-2017-140, la Régie a approuvé le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes à des sources d'énergie renouvelable. La figure 1 rappelle ces orientations applicables aux projets de conversion des réseaux autonomes.*

FIGURE 1 : CRITÈRES DE SÉLECTION APPLICABLES AUX PROJETS DE CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES À DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

» [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez préciser et expliquer les équivalences et les différences entre les orientations approuvées par la Régie dans le cadre du dossier R-3986-2016 (référence (i)) et les critères établis pour l'intégration d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes par le Distributeur (références (ii)).

1.2 Veuillez préciser si le Distributeur demande à la Régie d'approuver les critères applicables aux projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables, en lieu et place des orientations préalablement approuvées par cette dernière.

2. Références :
(i) Pièce B-0204, p. 7 et 8;
(ii) Pièce B-0204, p. 11;
(iii) Pièce B-0204, p. 22;
(iv) Pièce B-0204, p. 11 à 19;
(v) Site internet d'Hydro-Québec, Microréseau de Lac-Mégantic;
(vi) Pièce B-0204, p. 18 et 19.

Préambule :

(i) « […] *Globalement, le choix des scénarios et leur évaluation quant aux quatre orientations se conforment, sans ordre chronologique précis ni d'importance, aux prémisses suivantes :*

- *Les scénarios offrant une réduction des émissions de GES supérieure sont privilégiés ;*
- *Les scénarios démontrant un niveau d'acceptabilité sociale marqué de la part de la communauté sont privilégiés ;*
- *Les concepts à analyser sont choisis de façon à atteindre le niveau de fiabilité de l'approvisionnement minimal requis, tel que défini à la section 0* [section 2.2.3] *;*
- *Les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au statu quo (sur une période d'analyse de 2021 à 2067).* »

(ii) « *Pour l'ensemble des scénarios analysés, les puissances unitaires et le nombre d'unités de production (moteurs, éoliennes et autres) et de systèmes de stockage pris en considération sont basés sur des hypothèses que le Distributeur a jugé réalistes, dans le but d'évaluer le potentiel des différentes filières. Le dimensionnement du scénario retenu à la suite de l'avant-projet est donc toujours susceptible de varier et d'être optimisé au moment de la concrétisation du projet, notamment en fonction des contraintes techniques et de la disponibilité des équipements dans le marché.* » [nous soulignons]

(iii) « *Comme l'ensemble des scénarios analysés ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité, tel qu'expliqué à la section 0* [section 2.2.3], *la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse.* »

(iv) « *S-2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)* […]

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 […]

S-4 – Raccordement au moyen d'un câble sous-marin via la Nouvelle-Écosse […]

S-17 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes et d'un parc solaire centralisé de 10 MW ».

(v) « *L'expertise acquise à Lac-Mégantic permettra de transposer les technologies du microréseau dans les réseaux éloignés non raccordés au réseau principal, actuellement dépendants aux combustibles fossiles, pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre tout en assurant un avenir énergétique durable pour les générations futures.*

Le projet permettra également de faire évoluer le réseau principal d'Hydro-Québec pour assurer une intégration harmonieuse des ressources énergétiques décentralisées. » [nous soulignons]

(vi) « *Le solaire distribué constituerait également en un concept beaucoup plus risqué qu'un parc solaire centralisé. En effet, en sus d'être généralement plus coûteux qu'un parc solaire, le facteur d'utilisation moyen du solaire sur toitures serait inférieur à celui d'un parc en raison de l'orientation et des angles des toitures non optimales. Le solaire distribué serait aussi significativement plus complexe à contrôler dans le contexte d'un réseau autonome. Un plafonnement dynamique de la production solaire serait effectivement requis pour maintenir l'équilibre charge-production en temps réel, ajoutant par conséquent aux coûts associés à une telle option,*

Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur a choisi de privilégier les scénarios de parc solaire centralisé pour son analyse technico-économique (scénarios S-11 et S-12), afin de comparer la filière solaire aux autres scénarios. » [nous soulignons]

Demandes :

Le projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine (IDLM) à la Gaspésie prévoit l'utilisation de deux câbles sous-marins, d'environ 225 km à courant continu, d'une capacité de 80 MW, avec une portion souterraine jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Percé, avec l'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités.

L'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse prévoit l'utilisation d'un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif avec une portion souterraine de la berge jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Chéticamp, en Nouvelle-Écosse.

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui ont poussé le Transporteur à considérer deux types d'infrastructure de Transport différentes pour ces deux scénarios de raccordement.

Le Distributeur propose, en référence (iv), les dimensionnements suivants pour les éoliennes, pour les éoliennes sur mer, pour les parcs solaires centralisés et pour les systèmes de stockage :

	Éoliennes	Éoliennes en mer	Solaire centralisé	Biomasse	Systèmes de stockage
S-7	2 x 6,7 MW				5 MW/ 5 MWh
S-8 et S-15	4 x 6,7 MW				10 MW/ 10 MWh
S-9 et S-16		3 x 12 MW			15 MW/ 15 MWh
S-10		5 x 12 MW			21/ MW/ 21 MWh
S-11			10 MW		3 MW/ 3 MWh
S-12			20 MW		6 MW/ 6 MWh
S-13				3 chaudières	10 MW/ 10 MWh
S-14				2 chaudières	10 MW/ 10 MWh
S-17	2 x 6,7 MW		10 MW		8 MW/ 8 MWh

2.2 Veuillez expliquer le dimensionnement des éoliennes pour les scénarios S7, S8, S9, S10, S15, S16 et S17.

2.3 Veuillez expliquer le dimensionnement des parcs solaires centralisés pour les scénarios S11, S12 et S17.

2.4 À titre d'exemple le Distributeur décrit les systèmes de stockage par batteries de la façon suivante : 5 MW / 5 MWh. À partir de cet exemple, veuillez préciser les caractéristiques d'un système de stockage en termes d'heures maximales de fonctionnement et de puissance maximale.

2.5 Veuillez expliquer le dimensionnement des systèmes de stockage en fonction des puissances et des types de sources de production variables proposées.

2.6 Veuillez préciser si le solaire distribué comme solution de gestion de la puissance (GDP) est pris en compte par le Distributeur dans ses analyses.

2.7 Veuillez préciser si les mesures de GDP tel que la tarification dynamique ou Hilo sont pris en compte par le Distributeur dans ses analyses. Veuillez élaborer.

2.8 Veuillez préciser si l'expertise acquise à Lac-Mégantic permettra de transposer les technologies de micro réseau aux IDLM. Dans l'affirmative, veuillez préciser les impacts sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) et sur le bilan offre – demande des IDLM.

3. Références :
(i) Pièce B-0204, p. 5;
(ii) Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre de 1990 à 2019 (gouv.qc.ca);
(iii) Pièce B-0204, p. 8;
(iv) Pièce B-0204, p. 29 et 30;
(v) Pièce B-0204, p. 8;
(vi) Pièce B-0204, p. 20.

Préambule :

(i) « *La centrale de Cap-aux-Meules du réseau des Îles-de-la-Madeleine (les IDLM), alimentée au mazout lourd, émet à elle seule environ 35 % des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) d'Hydro-Québec. Avec l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord en décembre 2020, cette proportion devrait diminuer à environ 30 %.* »

(ii) «

Émissions annuelles de gaz à effet de serre au Québec de 1990 à 2019

GES

Secteurs d'activité	Émissions (kt éq. CO_2)																												
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Transports	**27 134**	**25 683**	**26 197**	**27 106**	**28 418**	**28 850**	**28 947**	**29 724**	**30 642**	**31 364**	**31 033**	**30 404**	**31 138**	**33 091**	**33 504**	**33 278**	**33 236**	**34 593**	**34 849**	**34 580**	**34 450**	**35 762**	**35 170**	**34 631**	**33 035**	**33 638**	**34 091**	**35 829**	**35 859**	**36 518**
Transport routier	18 116	17 002	17 344	17 928	18 759	18 995	19 688	20 572	21 819	22 625	22 734	23 527	24 099	25 600	25 798	26 287	26 285	27 260	27 306	27 270	27 187	28 227	28 215	27 837	26 436	26 821	27 367	28 574	28 452	29 002
Autres transports	6 801	6 520	6 719	7 096	7 546	7 760	7 272	7 126	6 547	6 284	5 902	4 587	4 777	5 204	5 214	4 575	4 502	4 739	5 016	4 856	4 910	5 142	4 417	4 334	4 296	4 624	4 491	4 965	4 890	4 885
Transport maritime	699	714	731	745	764	776	792	806	824	835	850	870	890	905	925	947	928	914	903	887	868	854	839	825	810	794	818	863	916	1 097
Transport aérien	952	845	793	742	754	779	764	734	737	767	749	671	625	641	755	764	755	799	736	643	641	647	768	766	718	718	742	806	904	896
Transport ferroviaire	567	602	611	595	595	541	432	485	715	854	798	750	746	741	811	706	767	881	889	925	844	892	931	869	776	682	673	621	696	639
Industries	**32 078**	**31 259**	**29 578**	**30 557**	**30 678**	**30 244**	**30 151**	**30 432**	**30 618**	**29 027**	**29 466**	**28 256**	**28 569**	**29 396**	**29 519**	**28 804**	**29 184**	**30 649**	**27 645**	**26 271**	**25 515**	**25 320**	**25 407**	**25 387**	**25 350**	**24 358**	**23 472**	**24 521**	**24 532**	**24 799**
Combustion industrielle	17 966	17 028	16 228	16 158	16 514	16 494	17 208	17 323	17 112	16 809	17 100	16 473	16 509	17 269	17 478	16 927	17 368	19 156	16 493	15 358	14 679	13 072	13 062	12 987	13 147	12 260	11 511	11 960	12 100	12 416
Procédés industriels et utilisation des produits	13 946	14 106	13 203	14 241	14 026	13 629	12 788	12 952	13 341	12 057	12 219	11 636	11 927	11 983	11 889	11 699	11 608	11 298	10 959	10 703	10 624	12 097	12 222	12 243	12 042	11 963	11 817	12 410	12 269	12 230
Émissions fugitives	165	126	147	157	138	121	154	157	165	162	147	147	133	143	152	178	209	195	193	211	213	151	123	156	161	135	144	151	164	154
Résidentiel, commercial et institutionnel	**11 213**	**10 493**	**11 205**	**11 334**	**11 329**	**11 294**	**11 644**	**11 405**	**10 197**	**10 573**	**11 761**	**10 954**	**11 639**	**12 943**	**12 522**	**11 354**	**10 097**	**10 501**	**9 503**	**10 219**	**9 231**	**8 928**	**7 716**	**7 888**	**8 189**	**8 273**	**8 261**	**8 278**	**8 056**	**8 422**
Commercial et institutionnel	4 252	4 159	4 482	4 621	4 707	4 998	4 932	4 936	4 614	4 647	5 521	5 341	5 795	6 507	5 645	5 338	4 692	4 634	4 266	5 209	4 952	4 951	4 064	4 260	4 530	4 705	4 655	5 020	4 722	4 925
Résidentiel	6 961	6 334	6 723	6 713	6 622	6 296	6 712	6 470	5 583	5 926	6 240	5 613	5 844	6 435	6 877	6 016	5 405	5 867	5 237	5 010	4 279	3 976	3 653	3 627	3 659	3 568	3 606	3 257	3 334	3 496
Agriculture	**6 941**	**6 916**	**6 930**	**6 739**	**6 766**	**6 809**	**6 879**	**7 138**	**7 316**	**7 421**	**7 169**	**7 453**	**7 492**	**7 450**	**7 684**	**7 646**	**7 636**	**7 790**	**7 750**	**7 707**	**7 715**	**7 707**	**7 777**	**7 872**	**7 689**	**7 774**	**7 809**	**7 701**	**7 754**	**7 776**
Fermentation entérique	3 240	3 254	3 245	3 126	3 149	3 135	3 131	3 220	3 264	3 318	3 116	3 174	3 176	3 163	3 257	3 254	3 257	3 231	3 221	3 188	3 185	3 016	3 005	2 998	2 952	2 954	2 931	2 880	2 878	2 880
Gestion des sols agricoles	1 971	1 924	1 935	1 874	1 829	1 856	1 900	1 952	2 054	2 062	1 990	2 092	2 119	2 098	2 127	2 121	2 065	2 198	2 180	2 160	2 194	2 247	2 336	2 413	2 319	2 396	2 429	2 377	2 443	2 451
Gestion du fumier	1 467	1 443	1 454	1 462	1 462	1 487	1 501	1 633	1 650	1 703	1 740	1 796	1 823	1 842	1 884	1 901	1 931	1 978	1 993	2 010	1 995	2 084	2 094	2 074	2 036	2 041	2 040	2 046	2 067	2 093
Chaulage, urée et autres engrais carbonés	263	295	295	277	326	330	346	334	348	338	322	390	374	348	416	371	382	383	355	350	342	360	342	387	382	383	408	398	367	352
Déchets	**7 897**	**8 015**	**7 177**	**7 044**	**6 912**	**7 159**	**6 697**	**6 534**	**6 684**	**7 328**	**6 713**	**6 922**	**7 001**	**7 182**	**6 589**	**6 797**	**6 894**	**7 116**	**6 995**	**6 906**	**6 728**	**6 639**	**6 535**	**6 502**	**6 461**	**6 697**	**6 996**	**6 751**	**6 604**	**6 584**
Lieux d'enfouissement municipaux	7 367	7 503	6 660	6 541	6 461	6 649	6 182	6 030	6 179	6 818	6 178	6 351	6 430	6 600	6 003	6 216	6 301	6 536	6 459	6 288	6 126	6 023	5 891	5 906	5 907	6 137	6 418	6 175	6 023	5 993
Traitement et rejet des eaux usées municipales	259	254	243	234	235	236	235	236	241	240	243	245	242	245	248	244	245	248	253	257	265	273	273	275	277	276	275	274	277	281
Incinération des déchets	216	196	204	184	127	187	193	181	178	182	196	199	202	205	206	201	200	195	153	233	212	220	248	202	162	168	183	179	178	185
Lieux d'enfouissement dédiés aux usines de pâtes et papiers	55	62	69	75	72	70	68	66	64	62	66	69	73	76	79	83	85	88	90	90	90	86	83	80	76	76	75	73	72	71
Traitement biologique des déchets	0	0	2	9	16	17	18	20	23	26	30	58	54	56	53	54	63	50	40	37	35	37	39	39	40	40	44	50	55	55
Électricité	**1 393**	**358**	**829**	**141**	**199**	**146**	**132**	**183**	**1 558**	**938**	**332**	**366**	**236**	**1 510**	**1 255**	**378**	**214**	**250**	**233**	**382**	**208**	**215**	**207**	**214**	**222**	**194**	**226**	**226**	**233**	**219**
Total	**86 655**	**82 724**	**81 917**	**82 921**	**84 301**	**84 502**	**84 449**	**85 417**	**87 015**	**86 651**	**86 473**	**84 356**	**86 076**	**91 571**	**91 073**	**88 257**	**87 260**	**90 898**	**86 976**	**86 066**	**83 847**	**84 571**	**82 813**	**82 493**	**80 947**	**80 934**	**80 855**	**83 306**	**83 040**	**84 318**

Source : Inventaire québécois des émissions atmosphériques (IQÉA), Direction des inventaires et de la gestion des halocarbures, 2021-11-17

Votre gouvernement

Québec

»

(iii) « *Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios, la <u>réduction des émissions directes de GES liées à la production d'électricité aux IDLM</u>.* » [nous soulignons]

(iv) « *En complément à l'évaluation des émissions directes de GES en exploitation, présentée à la section 3.3.1, le Distributeur a réalisé une estimation des émissions de GES liées à la construction du projet initial et à sa pérennité sur la période d'analyse.* […]

Le tableau 4 présente les résultats de l'estimation des émissions de GES projetées pour la période 2028-2067 pour les scénarios S-3, S-6 et S-15.

TABLEAU 4 :
ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES
POUR LES PHASES CONSTRUCTION, PÉRENNITÉ ET EXPLOITATION

Scénarios	Émissions de GES (t. éq. CO_2)			
	Construction	Pérennité	Exploitation	Total
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	255 000	95 000	270 860	**620 860**
S6 - Conversion GNL-R	119 000	132 000	393 733	**644 733**
S15 - GNL-R + Éolien (+13.4 MW)	159 000	127 000	298 064	**584 064**

L'exercice montre que le total des émissions de GES du scénario S-15 est légèrement plus faible que celui des deux autres scénarios, mais l'écart demeure marginal. » [nous soulignons]

(v) « *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.* »

(vi) Émissions directes de GES en phase d'exploitation
«

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

Scénarios	GES annuels t. éq. CO2	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%

»

Demandes :

Selon la référence (ii), les émissions annuelles de GES au Québec associées au secteur de l'électricité totalisent 219 kt éq. CO_2 en 2019. Selon la référence (vi) les émissions annuelles de GES du scénario actuel (statu quo) de l'électricité totalisent 123 kt éq. CO_2.

3.1 À la lumière de ces données, veuillez préciser la proportion des émissions directes de GES d'Hydro-Québec associée :

- À la centrale de Cap-aux-Meules ;
- Au programme du PUEÉ.

3.2 À la lumière de ces données, veuillez préciser la proportion de 35 % des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) d'Hydro-Québec associée à la centrale de Cap-aux-Meules (référence (i)).

3.3 Veuillez préciser la nature des émissions de GES des scénarios S3, S6 et S15 liées à la phase de construction du projet, à sa pérennité et à l'exploitation sur la période d'analyse (référence (iv)).

3.4 Afin d'évaluer l'empreinte environnementale globale d'un scénario, veuillez préciser si le Distributeur a évalué les émissions de GES associées à la fabrication, à l'acquisition et au transport des équipements vers les sites de construction, requis pour la mise en œuvre des scénarios S3, S6 et S15.

3.4.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser dans quelle rubrique (construction, pérennité ou exploitation) ces émissions sont comptabilisées.

3.4.2. Dans l'affirmative, veuillez préciser si le Distributeur est en mesure d'identifier ces GES pour l'ensemble des scénarios.

3.4.3. Dans la négative, veuillez préciser pourquoi ces émissions de GES ne sont pas comptabilisées et si le Distributeur est en mesure de fournir ces informations.

3.5 Veuillez préciser le traitement des émissions en fonction du seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. CO^2 par année (référence (iv)).

3.6 Veuillez expliquer la différence de réduction des émissions directes de GES en phase d'exploitation (référence (vi)) par rapport au statu quo entre le scénario de conversion de la centrale au GNL (S5) et le scénario de conversion de la centrale au GNL renouvelable (S6).

4. Références : (i) Pièce B-0204, p. 8;
(ii) Pièce B-0204, p. 20 à 22;
(iii) Pièce B-0204, p. 26;
(iv) Pièce B-0204, p. 30.

Préambule :

(i) « *Selon le gouvernement, l'acceptabilité sociale d'un projet se définit comme le résultat d'une opinion collective sur le sujet. L'acceptabilité sociale ne se quantifie pas, elle se décrit.* » [nous soulignons et note de bas de page omise]

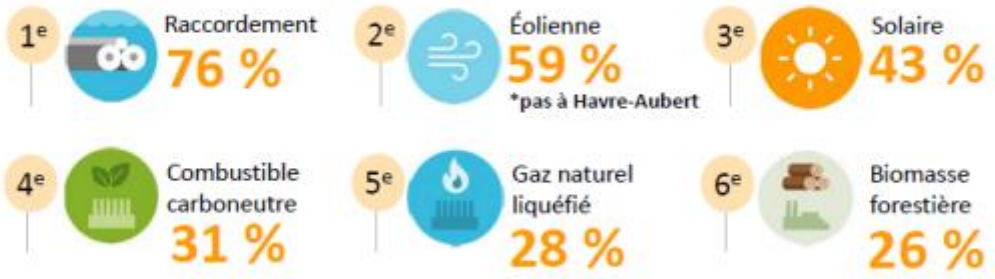
(ii) « *Afin de mesurer le niveau d'acceptabilité sociale des scénarios d'alimentation analysés, Hydro-Québec a réalisé des activités de consultation, dont l'essentiel se tenait à l'automne 2020. La consultation de la population ciblait les six filières considérées dans le cadre de l'analyse, à partir desquelles les 17 scénarios ont été bâtis.* […]

Cette consultation a permis de mettre en lumière que :

- *Le sujet de l'approvisionnement en électricité de l'archipel est connu et suscite l'intérêt ;*
- *La fiabilité de l'approvisionnement s'avère le critère prioritaire ;*
- *L'environnement et les paysages sont des atouts à préserver ;*
- *Les retombées économiques pendant la construction et l'exploitation représentent un critère important pour une majorité.* […]

La figure 2 présente les résultats du sondage téléphonique en ce qui a trait au niveau de favorabilité des répondants en regard des différentes filières. Les résultats détaillés du sondage téléphonique sont présentés à l'annexe C.

FIGURE 2 :
NIVEAU DE FAVORABILITÉ DU MILIEU À L'ÉGARD DES SIX FILIÈRES PRÉSENTÉES



Source : Sondage téléphonique réalisé par Ad hoc Recherche au cours des mois d'octobre et novembre 2020 parmi la communauté des IDLM.

Comme l'illustre la figure 2, il ressort que la communauté des IDLM est largement favorable au raccordement par câbles sous-marins (76 % des répondants), suivi par celle de la

production éolienne sur le site actuel de la Dune-du-Nord (59 % des répondants). De plus, il ressort de la consultation une nette opposition de la population à l'égard de la production éolienne à Havre-Aubert, l'un des deux sites proposés par Hydro-Québec dans le cadre de la consultation, la population accordant une grande importance à la protection des milieux fragiles, aux espèces protégées ainsi qu'aux paysages (95 % des répondants au sondage téléphonique). » [nous soulignons]

(iii) «

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES

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

»

(iv) « *De l'avis du Distributeur, un seul risque résiduel demeure élevé, soit la perception durable de certains groupes environnementaux et certains membres de la communauté des IDLM que l'utilisation du gaz naturel renouvelable par l'entreprise servirait à des fins d'écoblanchiment (risque nº6), quelles que soient les mesures d'atténuation mises en place par Hydro-Québec.* » [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Le Distributeur mentionne à la référence (i) que « *l'acceptabilité sociale ne se quantifie pas, elle se décrit* ». Les références (ii) et (iii) illustrent le fait que le Distributeur a néanmoins quantifié l'acceptabilité sociale des filières étudiées. Veuillez concilier ces références.

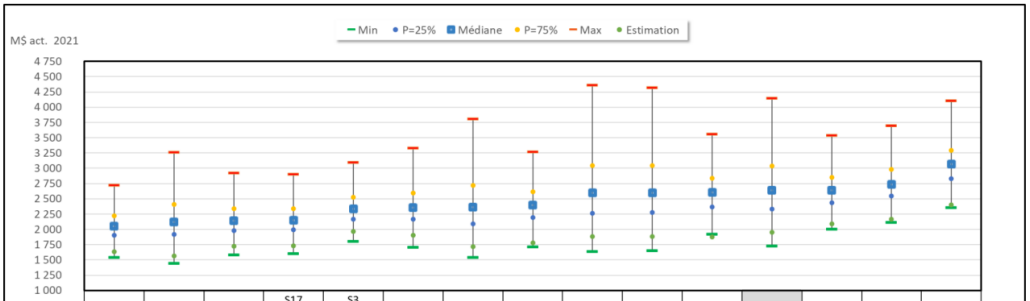
4.2 À la lumière des nouvelles informations contenues dans la pièce B-0204 déposé par le Distributeur le 29 octobre 2021 et les impacts sur les réductions des GES, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure d'évaluer des changements en matière d'acceptabilité de certaines filières, depuis la consultation de l'automne 2020.

5. Références : (i) Pièce B-0204, p. 23;
(ii) Pièce B-0204, p. 25;
(iii) Pièce B-0204, p. 26.

Préambule :

(i) «

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

Notes : Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût moyen de la médiane. Les lignes du tableau de données correspondent respectivement au coût minimum (Min), au coût avec probabilité de non-dépassement de 25 % (P=25 %), à la médiane (probabilité de non-dépassement de 50 %), au coût avec probabilité de non-dépassement de 75 % (P=75 %), au coût maximum (Max) et à l'estimation (avant la calibration des coûts pour l'analyse probabiliste).
Les scénarios S-2 et S-5 ont été exclus de l'analyse. »

(ii) «

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-Écosse)	S14 Biomasse 70 MW + diesel	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. »

(iii) «

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES

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

Notes :
Critère économique : écarts par rapport au *statu quo* en M$ actualisés 2021 selon la médiane, à l'exception des scénarios S-2 et S-5 pour lesquels les écarts à l'estimation sont présentés, puisque les médianes n'ont pas été évaluées (voir la section 3.3.4).
Critère de réduction des émissions de GES : écarts par rapport au *statu quo*.
Critère acceptabilité sociale : niveaux de favorabilité mesurés lors de la consultation (voir la section 3.3.2). Pour les scénarios GNL-R (scénarios S-6, S-15, S-16 et S-17), niveau de favorabilité mesuré pour les combustibles carboneutres. Pour les combinaisons de filières, fourchette des niveaux de favorabilité présentée, soit le plus faible et le plus élevé obtenus par filière »

Demandes :

5.1 Veuillez expliciter la nature de chacune des rubriques composant les coûts du Tableau 2 (Entretien, exploitation, exploitation – carburant, Exploitation – GES, etc.) de la référence (ii).

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.

5.2.2. Veuillez préciser le coût médian du scénario S2 selon la ventilation du Tableau 2 de la référence (ii).

5.2.3. Veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure de simuler les coûts du scénario S2 selon la méthode de Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

5.2.4. À la suite de ces estimations, veuillez intégrer ces estimations à la Figure 3 de la référence (i) ainsi qu'au Tableau 2 de la référence (ii).

5.2.5. Veuillez expliquer la préférence pour le scénario S3 par rapport au scénario S2.

5.3 Veuillez expliquer pourquoi les ajouts d'éoliennes sont considérés, pour les fins de l'analyse, comme des investissements dans la ligne « Croissance » alors que des contrats d'électricité avec des fournisseurs d'énergie éolienne sont considérés comme des coûts d'approvisionnement.

5.4 Veuillez préciser si les scénarios de raccordement via la Gaspésie incluent des investissements dans le réseau de transport autres que ceux inhérents à la mise en place de la ligne reliant Gaspé aux IDLM.

5.4.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser ces coûts.

5.4.2. Dans la négative, veuillez préciser si ces améliorations sont requises ainsi que leurs coûts.

5.5 Veuillez préciser si les scénarios de raccordement via la Nouvelle-Écosse incluent des investissements dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.

5.5.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser ces coûts.

5.5.2. Dans la négative, veuillez préciser si ces améliorations sont requises ainsi que leurs coûts.

5.6 Veuillez préciser les coûts du renforcement du réseau de transport de la Nouvelle-Écosse (nouvelle ligne aérienne) requis pour alimenter la charge des IDLM. Veuillez également préciser sous quelle rubrique du Tableau 2 de la référence (ii) ces coûts sont pris en compte.

À partir des données figurant au Tableau 2 de la référence (ii), la Régie présente dans le tableau qui suit les coûts d'exploitation des différents scénarios en ordre croissant. Ces coûts varient de 96 M$ (Statu quo et S3) à 629 M$ (S13).

	S3 Raccord. (Percé) + centrale GDP	S1 Statu quo	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S7 Éol 13,4 MW + diésel	S8 Éol 26,8 MW + diésel	S9 Éolien en mer 36 MW	S4 Raccord (Nouvelle-Écosse)	S16 GNL-R + Éol 26,8 MW	S15 GNL-R + Éol 13,4 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S17 GNL-R + Éol 13,4 MW + Sol 10 MW	S6 GNL-R	S14 Biomasse 70 MW + diesel	S13 Biomasse 105 MW
Exploitation	96	96	105	113	117	134	219	261	275	293	300	301	321	466	629

5.7 Afin de comprendre la variabilité des coûts d'exploitation, veuillez préciser la nature de ces coûts pour chacun des scénarios.

À partir des données de la figure 3, à la référence (i), la Régie présente le tableau suivant :

	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	**S6 GNL-R**	**S15 GNL-R + Éolien 13,4 MW**	**S17 GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW**	**S16 GNL-R + Éolien 26,8 MW**	**S14 Biomasse 70 MW + diesel**	**S4 Raccord Nouvelle-Écosse**	**S13 Biomasse 105 MW**	**S1 Statu quo**	**S9 Éolien en mer 36 MW**	**S8 Éolien 26,8 MW + diesel**	**S7 Éolien 13,4 MW + diesel**	**S12 Solaire 20 MW**	**S11 Solaire 10 MW**	**S10 Éolien en mer 60 MW**
Médiane - Estimation (M$)	370	455	417	425	420	568	549	666	685	623	562	646	714	716	732
Médiane - Estimation (%)	19%	24%	24%	25%	26%	26%	26%	28%	35%	35%	36%	38%	38%	38%	39%
P=75% - Estimation (M$)	561	691	615	612	588	810	758	791	1 131	850	844	1 001	1 155	1 160	960
P=75% - Estimation (%)	29%	36%	36%	35%	36%	37%	36%	33%	58%	48%	54%	58%	61%	62%	51%
Max - Estimation (M$)	1 127	1 421	1 198	1 170	1 089	1 525	1 441	1 702	2 190	1 490	1 697	2 085	2 430	2 463	1 681
Max - Estimation (%)	57%	75%	69%	68%	67%	70%	69%	71%	112%	84%	109%	121%	129%	131%	90%
P=75% - Médiane (M$)	191	236	198	187	168	242	209	125	446	227	282	355	441	444	228
P=75% - Médiane (%)	8%	10%	9%	9%	8%	9%	8%	4%	17%	9%	13%	15%	17%	17%	9%
Max - Médiane (M$)	757	966	781	745	669	957	892	1 036	1 505	867	1 135	1 439	1 716	1 747	949
Max - Médiane (%)	32%	41%	36%	35%	33%	35%	34%	34%	57%	36%	53%	61%	66%	67%	36%

5.8 Veuillez préciser les modalités d'évaluation des études comparatives du coût des scénarios selon la méthode de simulation de Monte-Carlo de la référence (i).

5.9 Veuillez expliquer que le Distributeur évalue que le câble sous-marin à partir de Gaspé est le scénario le moins risqué sur la base des simulations de Monte-Carlo réalisées. Dans l'affirmative, veuillez expliquer cette situation.

5.10 Veuillez expliquer que le Distributeur évalue que le scénario de 3 éoliennes en mer est le scénario le plus risqué sur la base des simulations de Monte-Carlo réalisées. Dans l'affirmative, veuillez expliquer cette situation.

5.11 Veuillez préciser les hypothèses et les projections de coûts, sur la période d'analyse, pour les éléments suivants :

- Les combustibles considérées dans les différents scénarios (mazout lourd, diesel léger, diesel renouvelable, GNL, GNL-R, etc.);
- Les systèmes de stockage;
- Les éoliennes;
- Les éoliennes en mer
- Les émissions de GES; et
- Les achats d'électricité.

6. Référence : i) Pièce A-0107, p. 26.

Préambule :

(i) « *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. » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 À l'exception du statu quo, veuillez préciser les scénarios qui maintiennent l'utilisation du mazout lourd comme combustible de la centrale de Cap-aux-Meules.

6.2 La conversion de la centrale au diesel léger semble être restreint aux scénarios de raccordement des IDLM au moyen de câbles sous-marins (S2, S3, S4).

6.2.1. Veuillez préciser les scénarios qui impliquent la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger.

6.2.2. Veuillez expliquer les raisons qui poussent le Distributeur à opter pour une conversion de la centrale au diesel léger dans certains scénarios et de privilégier le maintien de l'utilisation de carburant lourd dans d'autres scénarios.

6.2.3. Veuillez préciser les types de diesel qui seraient utilisés.

6.2.4. Veuillez préciser l'impact de l'utilisation du diesel sur l'émission des GES pour les scénarios concernés.

6.2.5. Veuillez préciser si l'utilisation de « diesel renouvelable » produit par hydrogénation de lipides a été considéré. Dans l'affirmative, veuillez préciser l'impact de la réduction des GES par rapport au statu quo.

6.2.6. Veuillez préciser si l'utilisation de « méthanol vert » a été considérée. Dans l'affirmative, veuillez préciser l'impact de la réduction des GES par rapport au statu quo.

6.3 Veuillez préciser la nature des modifications de la centrale de Cap-aux-Meules pour son utilisation en pointe et pour assurer la fiabilité de l'alimentation des IDLM lors de l'entretien de la ligne et les coûts associés à ces modifications.

6.4 Veuillez préciser la nature des modifications de la centrale de Cap-aux-Meules pour la gestion des pannes et les coûts associés à ces modifications.

6.5 Veuillez préciser le mode d'exploitation de la centrale convertie au diesel léger, afin d'assurer la fiabilité d'alimentation lors de pannes.