

Présentation de la preuve d'Option consommateurs à l'audience du 25 mai 2021

R-4041-2018 Phase 2 (GDP Affaires)



PASCAL CORMIER

Économiste en énergie | Energy Economist

4299, avenue de Lorimier | Montréal (QC) H2H 2A9 | T : 514-909-8238

mr.pascal.cormier@gmail.com

Plan de la présentation

- Mise en contexte et encadrement réglementaire de la présente demande
- Rapports de la firme Technosim
- Analyse économique:
 - Objectif de l'analyse économique
 - Période d'analyse
 - Coûts évités
 - Début du recours aux approvisionnements de long terme
 - Autres facteurs considérés
- Appui financier moyen et strates de réduction
- Autres considérations pour la détermination de l'appui financier:
 - MAFM
 - Profil de consommation atypique
 - Programme de Génératrice d'urgence d'Hydro-Sherbrooke

Mise en contexte et encadrement réglementaire de la présente demande

- Le présent dossier consiste à approuver une nouvelle offre tarifaire
- Le respect de la neutralité tarifaire de la nouvelle offre demeure essentiel afin de protéger les clients d'une hausse tarifaire injustifiée.
- En présumant qu'il existe un différentiel positif (rente économique) entre la valeur de l'appui économique qui assure le respect de la neutralité tarifaire et le niveau d'appui financier qui procure un incitatif suffisant aux clients concernés de participer à l'offre GDP et ainsi répondre aux besoins du bilan, la Régie doit s'assurer un juste partage de cette rente.
- En l'absence d'un marché liquide de la puissance au Québec, la Régie se doit d'estimer la valeur réel de ce produit à l'aide d'une information imparfaite. Elle doit donc utiliser toute information pertinente disponible.
- La Régie doit également s'assurer que le produit offert répond aux besoins du Distributeur, c'est-à-dire la fourniture d'un moyen en puissance pour répondre aux besoins en puissance de celui-ci, soit le niveau de plus grande consommation horaire de l'année (1-CP).

Rapports de la firme Technosim

- Résultats du premier rapport de Technosim (Pièce B-0080, page 9 et 10):

Tableau 7 : Coût d'implantation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	14.71	0	24.12	0.00	46.24
Institutionnel	11.96	10.73	7.88	0.00	57.47
Commercial*	27.33	2.02	49.56	0.00	147.06
Total - échantillon	19.33	4.45	35.53	0.00	147.06

* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Tableau 8 : Coût d'exploitation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	3.99	0	5.01	0.00	10.16
Institutionnel	6.21	7.09	2.63	0.95	10.76
Commercial	10.99	8.17	12.45	0.00	47.45
Total - échantillon	7.99	7.52	9.19	0.00	47.45

- Le second rapport de Technosim devrait être considéré par la Régie avec prudence, puisque qu'il est fondé sur un échantillon de clients non participant sélectionnés par le Distributeur et non par un tiers indépendant (Technosim).

- Résultats du premier rapport de Technosim confirme que le coût moyens à la participation des clients à l'offre de GDP Affaires, de **27,32 \$/kW année**, sont nettement inférieur à l'appui financier moyen de **60\$/kW** année.
- Le coût moyen de clients industriel et institutionnel (+ grand dépassements) est de **18,44\$ / kW année et de 38,32\$/kW année** pour les clients commerciaux (plus petit dépassements).

Analyse économique:

Objectif de l'analyse économique

- L'objectif premier de l'analyse économique est d'établir la rentabilité de l'option tarifaire par rapport à un scénario d'approvisionnement simplifié basé sur un approvisionnement sur les marchés de puissance (au Québec) de court et long terme.
- Le modèle utilisé est une simplification du marché de la puissance pour l'alimentation des besoins de la clientèle du Distributeur.
- OC a utilisé le modèle simplifié du Distributeur afin de déterminer le point mort établissant la valeur de l'appui financier de l'option GDP à un niveau où l'option alternative offrirait la puissance au même coût (point mort).
- Tout résultat divergent de ceux du Distributeur s'explique par la calibration des variables composant le modèle.

Analyse économique:

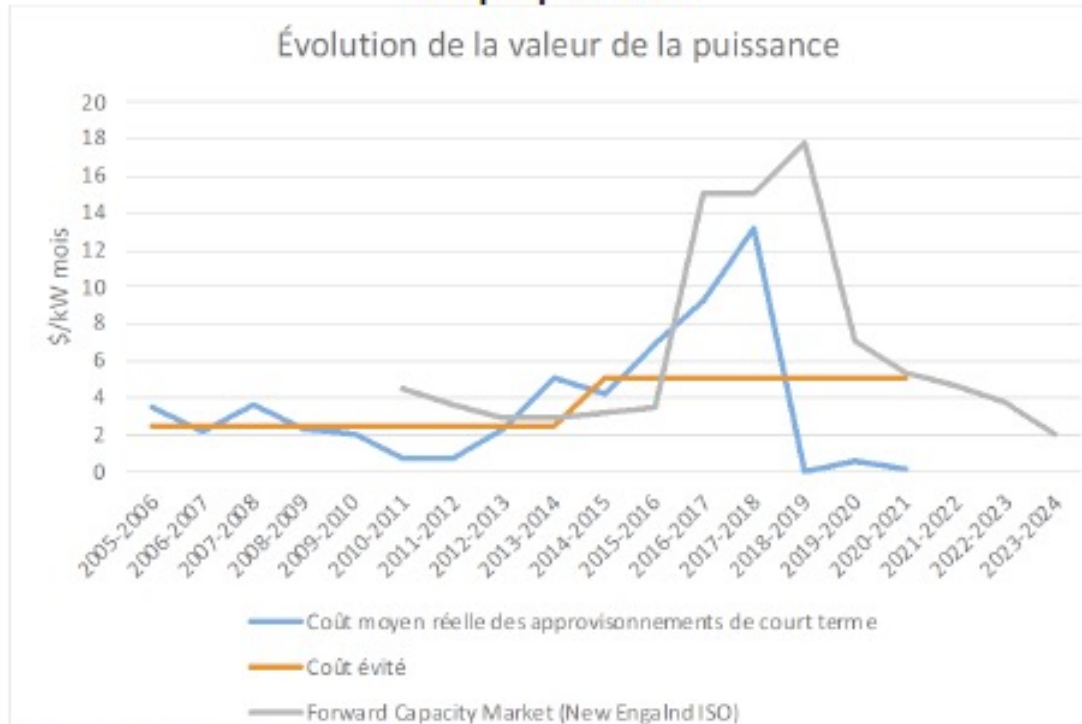
Période d'analyse

- L'une des variables à considérer dans le modèle proposé par le Distributeur est la période d'analyse qui est représentée par la valeur actuelle nette (VAN).
- Afin de déterminer la valeur d'un actif, il est important d'avoir la période de production de l'actif. À titre d'exemple, une centrale au gaz naturel est généralement réputée avoir une durée de vie utile de 20 ans. Ainsi une centrale de 10 MW produira 87 600 MW par année x 20 ans d'opération, pour un total de 1 752 000 MW durant sa vie utile.
- Pour les fins de ses audits, Technosim a utilisé une période d'amortissement de 5 ans.
- En plus de la période d'amortissement des équipements utilisés à la fourniture de service de GDP de 5 ans, il faut souligner qu'il est raisonnable de présumer que plusieurs des offreurs de GDP commercial et industriel oeuvrent dans des industries qui évoluent et qui ne peuvent garantir une viabilité à long terme.
- Compte tenu de ce qui précède, OC estime que l'utilisation d'une VAN sur une période de 10 ans est plus judicieuse que sur une période de 20 ans.

Analyse économique:

Coûts évités

Graphique 4 d'OC



Source : <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets/>

- Sur le graphique 4 d'OC on peut noter une tendance à la baisse de la valeur de la puissance sur les marchés depuis les 4 à 5 dernières années.
- Cette baisse s'explique, entre autres par une hausse de l'offre provenant de la GDP.
- Avec ses nombreuses interconnexions, le Québec est bien intégré aux marchés voisins et est donc influencé par cette tendance baissière.
- Conséquemment, OC propose d'utiliser la valeur de 10\$/kW hiver pour le coût évité de court terme.
- OC n'a pas d'information lui permettant d'évaluer la valeur de puissance de long terme.

Analyse économique:

Début du recours aux approvisionnements de long terme

Bilan de puissance - OC										
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2039-2040
Besoins à la pointe	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550	46 077
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137	4 588
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717	50 698
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 925	1 934	1 945	1 967	1 970	1 926	1 920	2 096	2 188
Éolien	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 445	1 445	1 445
Nouvel appel d'offres éolien (30% d'une capacité installée de 1255 MW à partir de 2029) (1)								46	285	377
Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222	222
Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 105	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780	2 780
Électricité inintermittible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Interventions en gestion de la demande de puissance	640	744	1 002	1 258	1 341	1 379	1 412	1 424	1 440	1 440
GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160	160
Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189	189
Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621	621
Bonification électricité inintermittible	-	-	-	100	220	340	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	-	-	-	-	-	51	55	58	60	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Ressources en puissance de court terme	1 750	1 600	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	2 350	2 350	2 350
Ressources dans la zone de réglage du Québec	400	250	-	-	-	-	-	1 000	1 000	1 000
Hydro-Québec Production (2)	400	250	-	-	-	-	-	1 000	1 000	1 000
Interconnexions	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1 350
NB-HQT (3)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
NY-HQT	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1 100
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme sans GDP affaire	776	947	1 061	1 306	1 317	1 164	1 350	2 350	2 350	2 350
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	199	545	709	5 658
Notes:										
(1): Basé sur les prévisions d'approvisionnement en énergie de long-terme du Distributeur (voir R-4110-2019, B-0114, pages 5)										
(2): La différence entre la contribution maximale d'HQP (1 500 MW) - la contribution prévue par HQD dans sont bilan en puissance										
(3): R-4110-2019, B-0043, Annexe A, page 4 article 2.1										
(4): R-4112-2019, B-0016, page 7.										

- Mise à jour du Tableau 2B d'OC (Mémoire d'OC page 23) en fonction du plus récent bilan en puissance.
- Les marchés de court terme doivent inclure les ressources non commises du Québec et celle du Nouveau-Brunswick.
- Même en faisant abstraction de l'Offre GDP, une analyse conservatrice, montre un recours au marché de long terme en 2026-2027.

Analyse économique:

Autres facteurs considérés

Coûts évités		
Puissance - court terme	10,00	\$2020-kW
Puissance - long terme	116,00	\$2020-kW
Année long terme (puis.)	2026	
Énergie - court terme	4,5	¢2020/kWh
Énergie - écart p/hp	1,3	¢2020/kWh
Énergie - long terme	8,4	¢2020/kWh
Année long terme (éner.)	2027	

Revenu marginal		
Tarif M (énergie)	4,44	¢2021/kWh

Option de GDP		
Appui financier	53	\$2021/kW
Heures d'interruption	50	heures
% déplacé	50%	
Coûts d'exploitation	0,5	M\$2021

Paramètres économiques		
Inflation	2%	
Taux d'actualisation	4,872%	
Réserve	17%	

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			407	325	395	465	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			10	8	10	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			8	9	9	9	9	115	127	140	143
M\$	207	516	3	3	3	4	4	54	60	66	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	6	13	1	0	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(53)	(54)	(55)	(56)	(57)	(62)	(68)	(75)	(77)
M\$	(204)	(370)	(21)	(17)	(22)	(26)	(27)	(29)	(32)	(35)	(36)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	(0,00)	144	(18)	(15)	(19)	(22)	(23)	25	28	31	31

Analyse de sensibilité

Facteur	10 ans	20 ans
Coûts évités	0%	-28%
Appui financier	0%	39%

- Appui financier (variation de 1\$ = impact de 3,88 M\$), point mort à 52,63\$
- Heures d'interruption
- % de déplacement de la charge

- Coûts d'exploitation
- Inflation
- Taux d'actualisation
- Réserve (variation de 1% = impact de 2,5 M\$)

Appui financier moyen et strates de réduction

- Tout appui financier moyen de moins de 52,63\$/kW année est favorable aux clients du Distributeur.

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier HQD	15-199	200-599	600-1199	1200-1799	1800+	Total
15-199	65	4 156 620,00 \$	3 621 800,00 \$	905 450,00 \$	219 895,00 \$	181 090,00 \$	9 084 855,00 \$
200-599	60		2 367 480,00 \$	1 680 000,00 \$	408 000,00 \$	336 000,00 \$	4 791 480,00 \$
600-1199	55			930 325,00 \$	561 000,00 \$	462 000,00 \$	1 953 325,00 \$
1200-1799	50				211 200,00 \$	420 000,00 \$	631 200,00 \$
1800+	45					1 225 125,00 \$	1 225 125,00 \$
Revenu par strate		4 156 620,00 \$	5 989 280,00 \$	3 515 775,00 \$	1 400 095,00 \$	2 624 215,00 \$	17 685 985,00 \$
Appui financier moyen		65,00 \$	62,93 \$	59,68 \$	56,90 \$	50,07 \$	59,94 \$
	Effacement (kW)	Nb d'abonnements					
15-199	63 948	1050					
200-599	95 178	280					
600-1199	58 915	70					
1200-1799	24 607	17					
1800+	52 411	14					
	295 059	1431					

Source: B-0106, Tableau R-4.1-A

- Même avec un appui de 45\$ pour les plus grands effacements (1800+ kW), l'appui effectif est de 50,07\$/kW année.
- L'appui financier dégressif proposé par HQD aurait un impact tarifaire de 28,63M\$.

Appui financier moyen et strates de réduction

Harmonisation avec les autres options tarifaires

Tableau 1 d'OC (révisé) - Analyse comparative GDP vs OEI			
Client type: 5000 kW, 50 heures de contribution, 13 interruptions durant les jours ouvrables			
	OEI		GDP
	Option 1	Option 2	
Délai de préavis jours de semaine	2 h	15h la veille	15h la veille pour la période de 6-9 h ou pour 2 événements de 6-9h et 16-20h. 12h00 le jour même pour la période de 16-20h
Délai de préavis jours de fin de semaine	15h30 la veille	s.o.	
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	2	2
Délai minimal entre 2 interruptions par jour	4 h	6 h	7h
Durée maximale d'une interruption	4-5 h	4h	3-4 h
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	100 h	100 h	100 h
Particularité des interruptions	A toute heure de l'hiver	entre 6 h et 10h ou entre 16 h et 20 h les jours ouvrables	
Pénalité	oui	oui	non
Crédit fixe	13,17	9,22	45,00
Crédit variable - Option 1			
0-20 heures - 0,2026 \$/kW	4,01		
21-40 heures - 0,25325 \$/kW	5,07		
40-60 heures - 0,30390 \$/kW	3,04		
Crédit variable - Option 2			
0-100 heures - 0,2026 \$/kW		10,13	
Appui (\$/kW)	25,28	19,35	45,00
Rémunération annuelle	126 391,00 \$	96 740,00 \$	225 000,00 \$
Panalités (\$/kWh)	1,266	0,5065	0
Exemple de pénalité lié aux dépassements en période d'interruption	-65 845,00 \$	-46 090,00 \$	0

- L'exemple ci-dessus montre le net avantage (déséquilibre) pour le client désirant effacer sa charge de choisir l'option GDP Affaires, même dégressif, plutôt que des options OEI.

Appui financier moyen et strates de réduction

Harmonisation avec les autres options tarifaires

TABLEAU 10 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE
HIVERS 2019-2020 ET 2020-2021

	Hiver 2019-2020			Hiver 2020-2021		
	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs
Nombre de clients	26	0	0	21	0	0
MW effectifs (moyenne mensuelle)	877,9	0	0	760,4	0	0
Nombre d'appels	0	0	0	1	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	0	0	0	4	0	0
Crédits versés (k\$)	11 565,7			10 225,9		

Source: R-9001-2020, B-0008

- OC note qu'en 2020, **aucun** client Moyenne Puissance n'ont opté pour les options OEI, toutefois, les clients au tarif L n'ayant pas d'option(s) alternative(s), ont, eux, offert des centaines de MW au cours des deux derniers hivers.
- Les 26 clients (Tarif L,+ de 5000 kW) participants à l'offre de 877,9 MW à l'hiver 2019-2020 ont reçu un appui financier moyen de **13,17\$/kW**. L'appui moyen pour les 21 clients participant à l'offre de 760,4 MW, pour l'hiver 2020-2021, a été de **13,45\$/kW**, soit un niveau de rémunération effectif significativement inférieur au 50\$ (45\$) du kW proposé par HQD pour les plus grands effacements (1800+ kW).

Appui financier moyen et strates de réduction

Proposition de OC

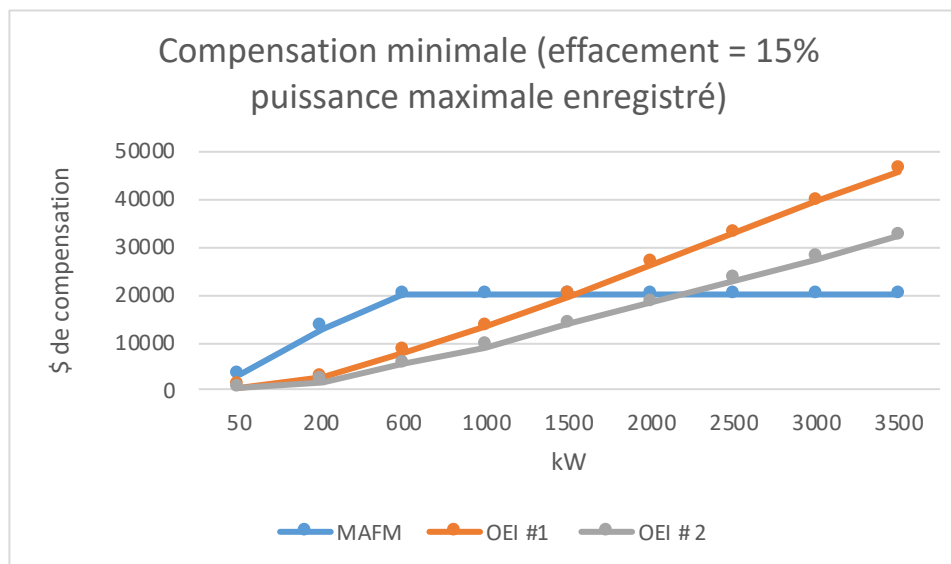
Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier de OC	15-199	200-599	600-1199	1200-1799	1800+	Total
15-199	50	3 197 400,00 \$	2 786 000,00 \$	696 500,00 \$	169 150,00 \$	139 300,00 \$	6 988 350,00 \$
200-599	40		1 578 320,00 \$	1 120 000,00 \$	272 000,00 \$	224 000,00 \$	3 194 320,00 \$
600-1199	35			592 025,00 \$	357 000,00 \$	294 000,00 \$	1 243 025,00 \$
1200-1799	30				126 720,00 \$	252 000,00 \$	378 720,00 \$
1800+	25					680 625,00 \$	680 625,00 \$
Revenu par strate		3 197 400,00 \$	4 364 320,00 \$	2 408 525,00 \$	924 870,00 \$	1 589 925,00 \$	12 485 040,00 \$
Appui financier moyen		50,00 \$	45,85 \$	40,88 \$	37,59 \$	30,34 \$	42,31 \$
	Effacement (kW)	Nb d'abonnements					
15-199	63 948	1050					
200-599	95 178	280					
600-1199	58 915	70					
1200-1799	24 607	17					
1800+	52 411	14					
	295 059	1431					

Source: B-0106, Tableau R-4.1-A

- OC propose un appui financier dégressif qui respecte le désir de la Régie d'avoir une meilleure harmonisation avec les autres options tarifaires offertes par le Distributeur.
 - En effet, la rémunération de 50\$/kW est à un niveau qui se rapproche des offres tarifaires pour ce type de clients (ex: Tarif Flex G, \$0,5065/kW x 100 heures = 50,65\$/kW année).
 - La rémunération pour les plus grands effacements à un taux effectif de 30,34\$ est supérieure aux OEI (entre 20\$ et 25,28\$ pour 50 heures de coupures).
- En utilisant les données de l'hiver 2019-2020, l'appui dégressif proposé par OC équivaut à un appui financier moyen de 42,31\$/kW année, se qui correspond à une VAN de 40M\$ (selon les hypothèses retenues par OC).

Autres considérations

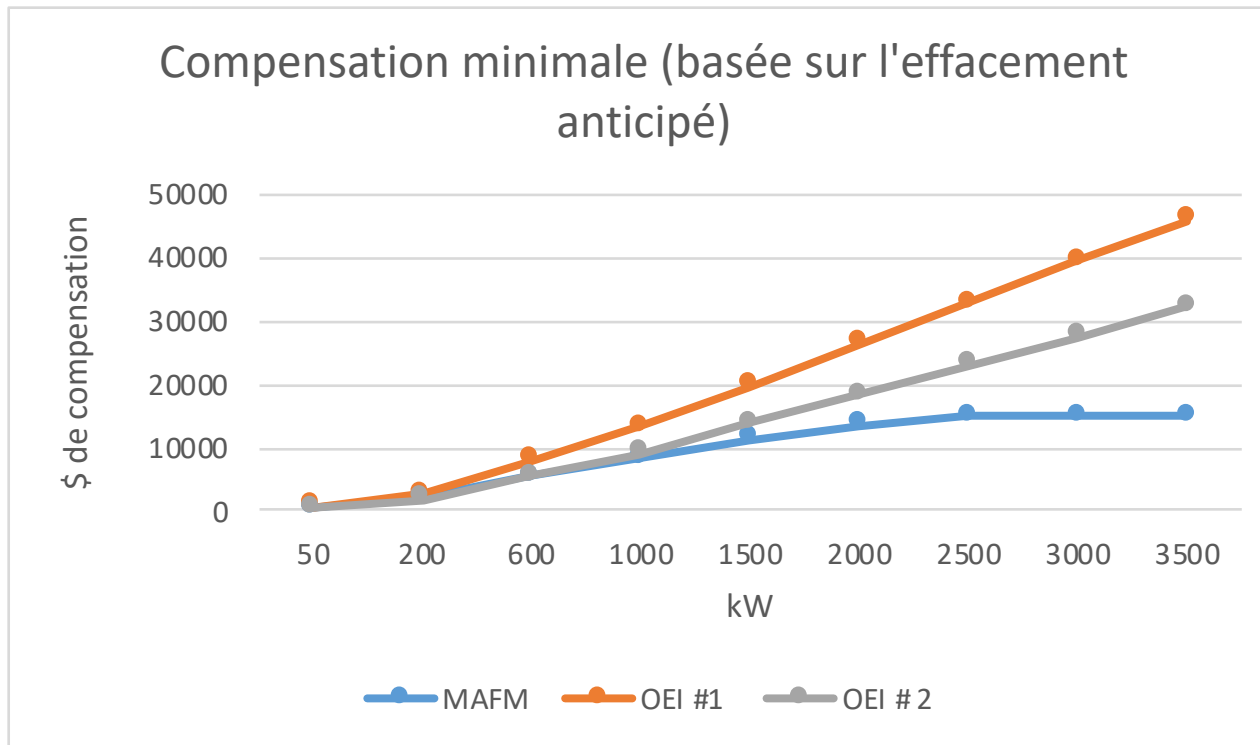
MAFM



- Suite à une analyse supplémentaire du mécanisme de rémunération de l'Option, OC constate effectivement que contrairement à la rémunération minimale des deux options de l'OEI, la détermination du MAFM est basée sur une valeur indépendante des efforts mis en œuvre pour s'effacer (Puissance maximale enregistrée vs puissance disponible pour effacement)
- Selon la compréhension d'OC, le niveau de l'effacement des participants serait systématiquement inférieur à la puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs des participants.
- Si la Régie juge nécessaire de maintenir un appui financier minimum pour l'Option GDP, OC réitère que celui-ci doit être inférieur aux crédits fixes offerts dans les 2 options de l'OEI pour les premières tranches de dépassement.
- La valeur minimale du MAFM (présentement à 20 000\$) devrait être réduite à un niveau se rapprochant des crédits fixes des options OEI (entre 9,22 \$ et 13,17 \$ du kW année).

Autres considérations

MAFM



- Voici un exemple où la MAFM serait basée sur le niveau d'effacement anticipé et non sur la puissance maximale ainsi que sur MAFM minimal de 15 000\$.
- Cette proposition tient également compte de l'appui progressif proposé par le Distributeur.

Autres considérations

Profil de consommation atypique

- OC est consciente que les participants au programme GDP affaire ayant des consommations atypiques (principalement des stations de ski) ne représente qu'une petite portion de l'offre (3,7 % à l'hiver 2019-2020).
- À la page 9 du document déposé par l'ASSQ (C-ASSQ-0034) on peut lire:

The 10 ski resorts participating in this study utilize snowmaking systems that range from very simple systems with a single snowmaking pump, three fan guns, and long hoses for water, to very complex systems with retention ponds, multiple water pump stations, variable flows and pressures, compressor plants, VFD's, sophisticated networks of water and air piping, and snow gun automation. Most resorts report commencing snowmaking operations in early to mid-November, with operations completing in late December or early January.

- Cet extrait démontre que la contribution de ces clients se ferait avant la période où la pointe se produit généralement au Québec

Autres considérations

Profil de consommation atypique

Besoins de puissances à la pointe prévue et réalisée			
Hiver	NPCC Winter assessment*	Pointe réalisée**	(MW)
2020-2021	17-janv-21	01-févr-21	36576
2019-2020	19-janv-20	19-déc-19	36159
2018-2019	13-janv-19	22-janv-19	38319
2017-2018	14-janv-19	28-déc-21	38204
2016-2017	15-janv-17	09-janv-17	36005
2015-2016	17-janv-16	15-févr-16	37349
2014-2015	18-janv-15	08-janv-15	38743
2013-2014	19-janv-14	22-janv-14	39033
2012-2013	13-janv-13	23-janv-13	38797
2011-2012	15-janv-12	16-janv-12	35481
* https://www.npcc.org/library/reports/seasonal-assessment			
** Rapport annuel d'Hydro-Québec			

- Dans le tableau ci-dessus, on peut noter qu'en mode prévisionnel, la pointe de réseau du Québec prévue au NPCC (produit à l'automne qui précède l'hiver à venir) a lieu après la période habituelle d'enneigement.
- Donc, en mode de planification des ressources en puissance, il serait étonnant que le Distributeur compte sur des ressources en puissance provenant de ces clients.
- De plus, on note que sur la période 2011-2021, uniquement 2 pointes sur 10 se sont produites en décembre.
- OC invite donc la Régie à considérer le faible (voir nul) niveau de coïncidence entre l'offre GDP provenant des stations de ski et la pointe du réseau (1-CP) quand les ressources en puissance sont requises, lorsqu'elle évaluera des aménagements propres à ces clients.

Autres considérations

Programme de *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke

- Complément de réponse à la question 1.2 de la DDR#1 de la Régie à OC.
- Extrait D-2021-010

[40] La Régie ne partage pas l'avis d'OC en ce qui a trait au caractère opportun d'un tel balisage. Pour être réellement utile, un tel balisage ne pourrait être une simple comparaison de l'appui financier de divers programmes de différents réseaux. Il devrait prendre en compte le contexte juridique et économique de chacun des réseaux voisins pouvant expliquer les variations de prix offerts, de même que les objectifs des programmes et les participants visés. Lorsque la Régie indiquait, dans sa décision D-2019-164, qu'il était essentiel que le Distributeur s'assure que les modalités du Tarif GDP soient cohérentes avec les autres options tarifaires visant la gestion de la puissance, elle visait les autres options tarifaires du Distributeur. OC devrait concentrer son approche sur cette harmonisation plutôt que sur celle avec les réseaux voisins (notre soulignement).

- Contrairement aux réseaux voisins, Hydro-Sherbrooke partage le même contexte juridique et économique du Distributeur.
- Hydro-Sherbrooke est sous la juridiction de la Régie
- OC représente autant les intérêts des clients du Distributeur que ceux d'Hydro-Sherbrooke.

Autres considérations

Programme de *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke

- La compensation offerte aux clients d'Hydro-Sherbrooke, sujet aux mêmes tarifs (ex: G, M) que ceux du Distributeur visé par le programme GDP pour un service de gestion de la demande, est tout à fait pertinent pour déterminer l'appui financier dans le présent dossier.
- En plus d'être sujets aux mêmes tarifs, les clients participant au programme sont sujets aux mêmes conditions de marché que ceux du Distributeur (convention collective, coûts des combustibles, prix du carbone, salaires, taxations, et même les tarifs d'électricités, etc.).
- Conséquemment, OC considère que l'appui financier offert aux clients du programme *Génératrices d'urgence* est pertinente puisse qu'il a été suffisant pour assurée leur participation volontaire continue.

Autres considérations

Programme de *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke

Caractéristiques du programme:

- Clientèle visée: **commerciale, industrielle et institutionnelle**
- Applicable aux clients détenteurs de génératrices ayant une puissance **d'au moins 100 kW**
- Programme en vigueur **depuis 2007**
- Durée maximale des interruptions par hiver: **100 à 140 heures** (possible d'excéder 140h)
- Génératrices **contrôlées à distance** par Hydro-Sherbrooke
- Les coûts associés à l'installation et la fourniture du matériel liés à la télémétrie sont assumés par Hydro-Sherbrooke.
- Les clients sont responsables de l'entretien et des coûts d'exploitation des génératrices (Ex.: coût du carburant)

Autres considérations

Programme de *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke

Caractéristiques du programme (suite):

- Exemple de clients participant au programme:
 - Université de Sherbrooke
 - Canadian Tire
 - Cégep de Sherbrooke
 - CIUSS de l'Estrie
 - Etc.
- Le programme offre un moyen en puissance de **24 MW**, provenant de **27 parcs** de génératrices, soit approximativement **5%** de la demande de pointe du réseau.
- Compensation financière, proportionnelle à la quantité d'énergie fournie par les génératrices (environ 100 à 140 heures par année):

Autres considérations

Programme de *Génératrices d'urgence* d'Hydro-Sherbrooke

- Estimation de l'appui financier du programme *Génératrices d'urgence* à l'aide de l'information provenant du rapport annuel 2019 d'Hydro-Sherbrooke (https://contenu.maruche.ca/Fichiers/3337a882-4a53-e611-80ea-00155d09650f/Sites/333dd3d3-915d-e611-80ea-00155d09650f/Documents/Bilans%20et%20rapports/2019/Hydro-Sherbrooke-Rapport%20annuel_2019.pdf):

CHARGES DÉLESTABLES

	2019	2018	2017	2016	2015
Programme des génératrices d'urgence					
Puissance disponible MW	23,9	23,9	21,9	21,0	21,1
Programme de biénergie résidentielle					
Clients au tarif DT (résidentiel) avec l'option chauffe-eau	0	0	0	3 988	4 088
Clients au tarif DT (résidentiel) sans l'option chauffe-eau	4 611	4 578	4 587	605	514
Total :	4 611	4 578	4 587	4 593	4 602
Programme de biénergie commerciale					
Clients au tarif BT (commercial)	377	378	378	382	382

ACHATS D'ÉNERGIE (\$)

	2019	2018	2017	2016	2015
Prime de puissance	51 934 360	48 696 436	46 815 423	44 068 048	44 927 755
Consommation	86 737 846	79 296 540	74 271 136	72 944 053	73 093 680
Surprime (hiver)	0	1 201 188	500 522	932 563	1 278 716
Rabais (clients grande puissance)	(1 631 941)	(997 819)	(837 397)	(824 201)	(914 747)
Compensation pour génératrices	660 615	774 745	717 781	660 008	632 934
Redressement (fractionnement)	0	(797 890)	(461 659)	(595 366)	(909 279)
Remise sur la consommation 2018-2019	(6 571 115)				
Éclairage des rues	0	0	0	0	146 417
Total :	131 129 765	128 173 200	121 005 806	117 185 105	118 255 476

- Basée sur la moyenne des ratios **Compensation / Puissance** du programme *Génératrices d'urgence*, nous constatons un appui financier moyen de **31\$/kW** pour la période 2015-2019

	Compensation (\$)	Puissance disponible (MW)	Appui financier moyen (Ratio (\$/MW))	Appui financier moyen (Ratio (\$/kW))
2015	632 934 \$	21,1	29 997 \$	30 \$
2016	660 008 \$	21	31 429 \$	31 \$
2017	717 781 \$	21,9	32 775 \$	33 \$
2018	774 745 \$	23,9	32 416 \$	32 \$
2019	660 615 \$	23,9	27 641 \$	28 \$
Moyenne	689 217 \$	22 \$	30 852 \$	31 \$

Recommandations

- OC est d'avis que les résultats du premier Audit de Technosim sont suffisants pour la détermination de la structure et les prix associés à l'Option et ce pour les prochaines années.
- OC **modifie** sa recommandation liée à la proposition d'appui dégressif décrit à la décision D-2019-164 (Tableau 17, page 72). OC propose plutôt l'appui dégressif décrit dans cette présentation.
- Comme indiqué dans sa réponse à la question 2.2 de la DDR#1 de la Régie, OC **modifie** sa recommandation liée au calcul du MAFM. OC juge que le calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090 n'est pas acceptable.
- OC propose de limiter l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de l'Option GDP Affaires à la VAN 10 ans.
- OC recommande d'utiliser une valeur de 10\$/kW hiver pour la puissance de court-terme.
- OC propose de déplacer le commencement des approvisionnements en puissance de long-terme à 2026.
- OC **modifie** sa recommandation de réduire l'appui financier moyen **42\$ du kW année** et ce en conformité avec la proposition de strates d'effacement proposée dans le présent document.