

La nouvelle Option tarifaire GDP Affaires

R-4041-2018, PHASE 2
RÉGIE DE L'ÉNERGIE

RAPPORT D'ANALYSE EXTERNE
DE PHILIP RAPHALS

POUR LE RNCREQ

24 MAI 2021

Selon le Tableau R-20.3-B

Tableau 6 corrigé (p. 25)

Utilisant la prémisse du Distributeur où les CÉ à long terme s'appliquent dès 2023-24

	VAN											2030-2031
	10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	
Impact de l'Option												
puissance (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	0	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW		17	17	17	102	104	106	108	111	113	115	117
M\$	286	7	6	7	48	49	50	51	52	53	54	55
c/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04	10.24
M\$	7	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier												
\$/kW		(70)	(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(68)	(69)	(70)	(72)
M\$	(233)	(28)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(31)	(32)	(32)	(33)	(34)
Perte de revenus												
c/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)	(5.31)
M\$	(4)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Gain net (M\$) à partir de 2021-22	92		(14)	(18)	18	19	19	20	20	21	21	21
Gain net (M\$) à partir de 2020-21	52	(22)	(14)	(18)	18	19	19	20	20	21	21	

VAN de + 92 M \$ (à partir de 2021-22)

VAN de 52 M \$ (à partir d 2020-21)

Écart de 40 M \$

Besoins additionnels avec et sans GDP Affaires

TABLEAU R-8.2-C RÉVISÉ :
BESOINS ADDITIONNELS EN PUISSANCE SANS GDP AFFAIRES
(BASÉ SUR LA MISE À JOUR DE FÉVRIER 2021)

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement								
Contribution des marchés de court terme	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850
Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires								
Contribution des marchés de court terme	900	1 000	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	50	150	0	400	1 800	2 250

- Besoins additionnels de seulement 50 MW en 2023-24
 - Augmente à 150 MW en 2024-25
 - Mais retombe à 0 MW en 2025-26

Tableau 7 (p. 25)

□ Coûts évités à long terme à partir de 2026-27

	VAN 10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031
Impact de l'Option												
puissance (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115	117
M\$	186	7	6	7	8	8	9	51	52	53	54	55
c/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04	10.24
M\$	7	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier												
\$/kW		(70)	(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(68)	(69)	(70)	(72)
M\$	(233)	(28)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(31)	(32)	(32)	(33)	(34)
Perte de revenus												
c/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)	(5.31)
M\$	(4)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Gain net (M\$) à partir de 2021-22	(14)		(14)	(18)	(21)	(21)	(22)	20	20	21	21	21
Gain net (M\$) à partir de 2020-21	(48)	(22)	(14)	(18)	(21)	(21)	(22)	20	20	21	21	

□ VAN de -14 M \$ (à partir de 2021-22)

□ VAN de -48M \$ (à partir de 2020-21)

Sans indexation

- Appui financier à 70\$ en 2020-21, et ensuite à 60\$

	VAN 10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031
Impact de l'Option												
Capacité (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470	470
Énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115	117
M\$	186	7	6	7	8	8	9	51	52	53	54	55
\$/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04	10.24
M\$	7	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier												
\$/kW		(70)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
M\$	(217)	(28)	(20)	(24)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)
Marge de revenus												
\$/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)	(5.31)
M\$	(4)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Van net (M\$) à partir de 2021-22	6		(14)	(17)	(20)	(20)	(20)	23	24	25	26	27
Van net (M\$) à partir de 2020-21	(33)	(22)	(14)	(17)	(20)	(20)	(20)	23	24	25	26	

- VAN de +6 M \$ (à partir de 2021-22)
- VAN de -33 M \$ (à partir de 2020-21)

Appui financier réduit à 50 \$/kW

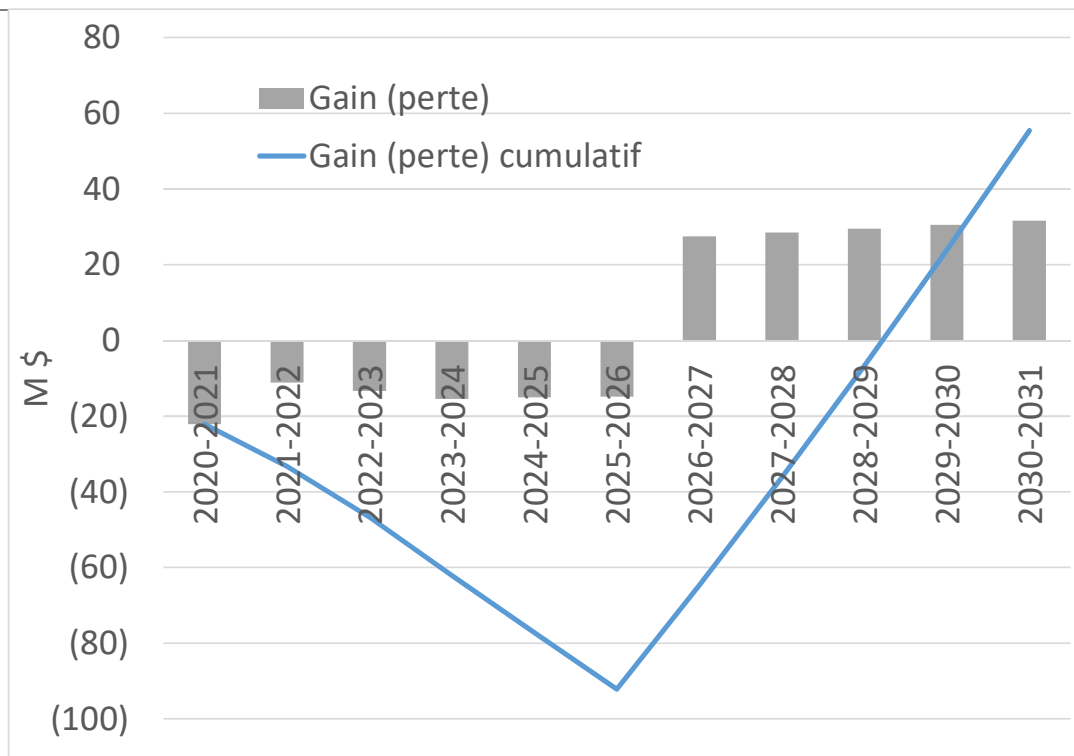
☐ Sauf en 2020-21

	VAN 10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031
Impact de l'Option												
puissance (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115	117
M\$	186	7	6	7	8	8	9	51	52	53	54	55
c/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04	10.24
M\$	7	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier												
\$/kW		(70)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)
M\$	(186)	(28)	(16)	(20)	(23)	(24)	(24)	(24)	(24)	(24)	(24)	(24)
Perte de revenus												
c/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)	(5.31)
M\$	(4)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Gain net (M\$) à partir de 2021-22	42		(11)	(13)	(15)	(15)	(15)	27	28	30	31	32
Gain net (M\$) à partir de 2020-21	(1)	(22)	(11)	(13)	(15)	(15)	(15)	27	28	30	31	

☐ VAN de +42 M \$ (à partir de 2021-22)

☐ VAN de -1 M \$ (à partir de 2020-21)

Gains (pertes) cumulatifs, à 50 \$/kW



- ❑ Pertes cumulatives de 92 \$ en 2025-26
- ❑ Gain cumulatif à partir de 2029-30

Le bilan de puissance

- ❑ Marge de manœuvre de 500 MW in 2021-22, diminuant à 250 MW en 2024-25
- ❑ Besoins à long terme importants à partir de 2027-28

**TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
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
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	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
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

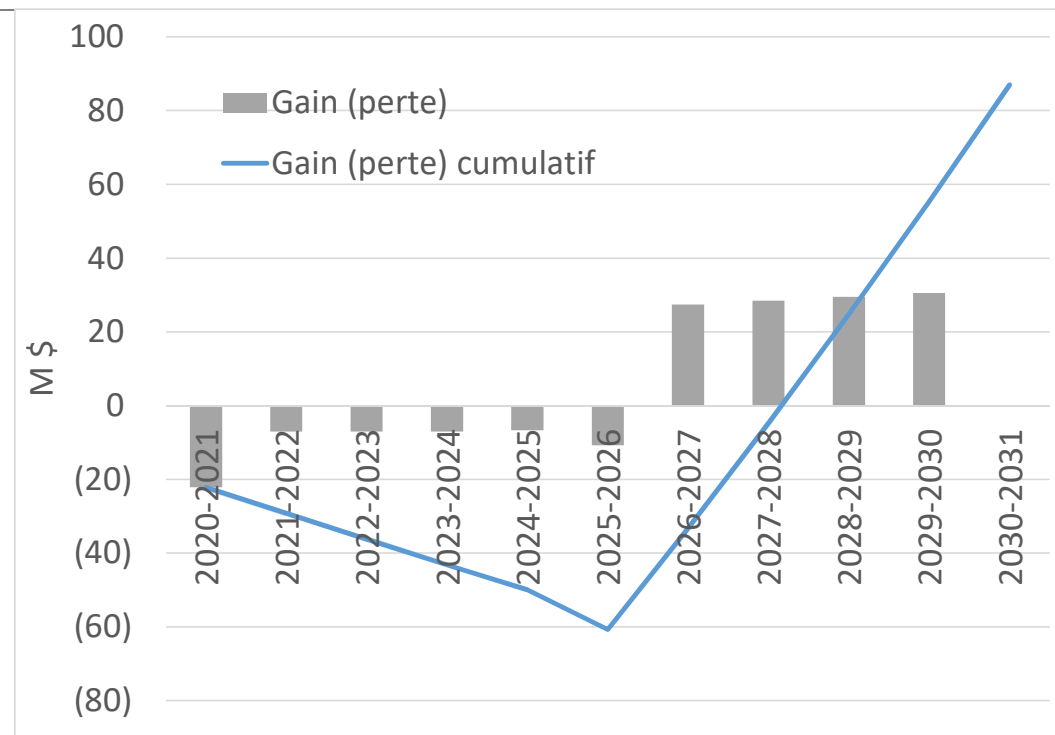
Effacements réduits

- Effacements réduits à 200 MW jusqu'en 2024-25
- Appui financier à 50 \$/kW, sans indexation

	VAN 10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031
Impact de l'Option												
puissance (MW)		407	200	200	200	200	335	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	5	5	5	5	8	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture												
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115	117
M\$	171	7	3	3	4	4	6	51	52	53	54	55
c/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04	10.24
M\$	5	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Appui financier												
\$/kW		(70)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)
M\$	(143)	(28)	(10)	(10)	(10)	(10)	(17)	(24)	(24)	(24)	(24)	(24)
Perte de revenus												
c/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)	(5.31)
M\$	(3)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation												
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Gain net (M\$) à partir de 2021-22	71		(7)	(7)	(7)	(7)	(11)	27	28	30	31	32
Gain net (M\$) à partir de 2020-21	26	(22)	(7)	(7)	(7)	(7)	(11)	27	28	30	31	

- VAN de +71 M \$ (à partir de 2021-22)
- VAN de +26M \$ (à partir de 2020-21)

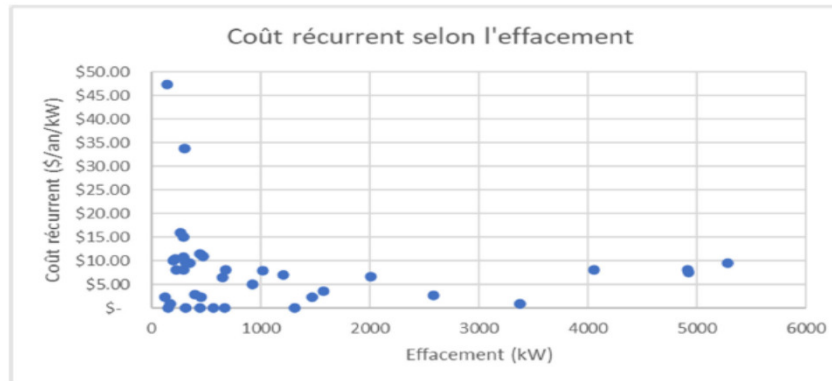
Gains cumulatifs, avec effacements réduits



- ❑ Pertes cumulatives n'excèdent jamais 61 M \$
- ❑ Gains cumulatifs à partir de 2028-29

Coûts récurrents de l'effacement

☐ Selon l'Audit



☐ Par secteur

Secteur	Coûts récurrents moyens
Industriel	4 \$/kW
Institutionnel	6.21 \$/kW
Commercial	11.0 \$/kW (7.0 \$, en excluant les deux outliers)

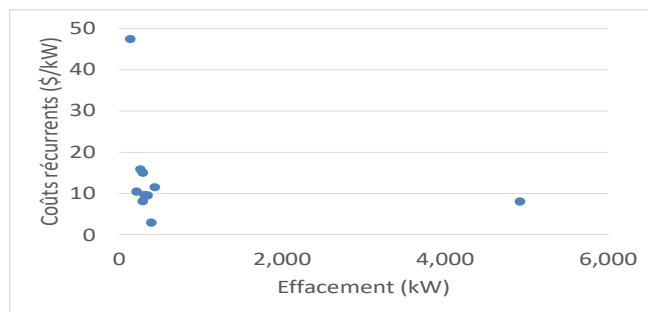
☐ Par tranche

Coûts récurrents moyens	0	0-5	5-9	10-16	17-32	Plus que 32
Nombre de clients	6	14	14	7	0	2

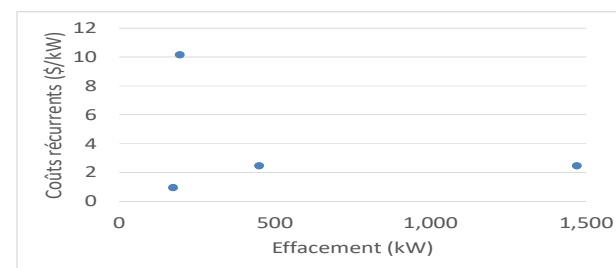
- Moyenne de 8,0 \$/kW
- Moyenne de 6,1 \$/kW, en excluant les deux *outliers*

Coûts récurrents par moyen

Groupes électrogènes

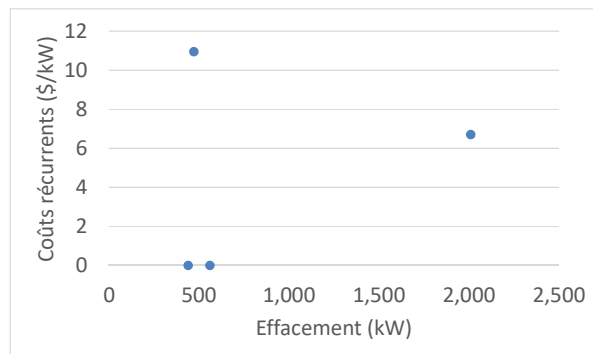


Chaudières à combustible



Gestion de la chaîne de production

Contrôle de CVCA



(coûts nuls)

Une approche graduelle

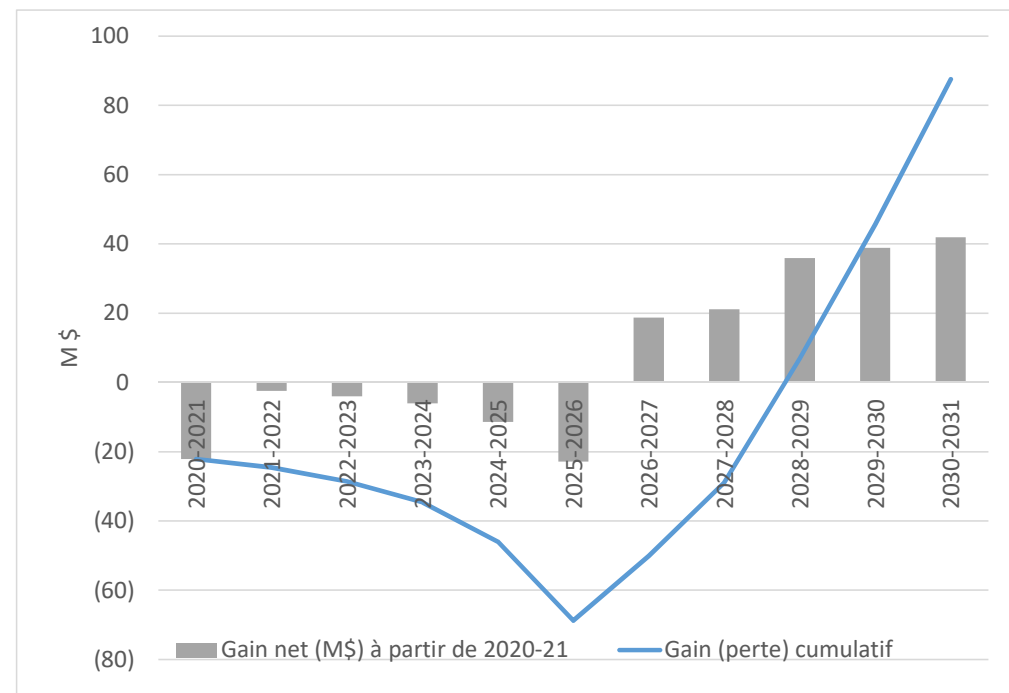
- ❑ Appui financier qui augmente graduellement de 30\$ à 60\$
- ❑ Programme pour coûts d'implantation à partir de 2025-26
- ❑ Effacements qui augmente graduellement jusqu'à 700 MW

	VAN 10 ans	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Impact de l'Option											
puissance (MW)		407	150	200	250	350	450	550	650	675	700
énergie (GWh)		10	4	5	6	9	11	14	16	17	18
Coûts évités de fourniture											
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115
M\$	229	7	3	3	4	6	8	60	72	76	81
¢/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04
M\$	7	1	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Appui financier											
\$/kW		(70)	(30)	(35)	(40)	(50)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
M\$	(191)	(28)	(5)	(7)	(10)	(18)	(27)	(33)	(39)	(41)	(42)
Perte de revenus											
¢/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)
M\$	(4)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
Coûts du programme implantation											
							(4.0)	(8.0)	(12.0)	(16.0)	(16.0)
Gain net (M\$) à partir de 2021-22	70		(2)	(4)	(6)	(11)	(23)	19	21	36	39
Gain net (M\$) à partir de 2020-21	(7)	(22)	(2)	(4)	(6)	(11)	(23)	19	21	36	

- ❑ VAN très positif à partir de 2021-22; légèrement déficitaire à partir de 2020-21

Cumulatif – approche graduelle

- ❑ Inclut les coûts d'un programme d'efficacité énergétique pour appuyer les coûts d'implantation, de 20 M \$/an (amorti sur 5 ans)
- ❑ Pertes cumulatives limités à 69 M \$ (dont 22 M \$ de l'année 2020-21)
- ❑ Effacements de jusqu'à 700 MW dans les années où ils sont requis
- ❑ Grande rentabilité dans les dernières années



Nouvelles recommandations

- ❑ **RÉDUIRE** l'appui financier de manière importante et de l'augmenter graduellement, afin de réduire les pertes associées à l'Option tarifaire dans les prochaines années et de faire un meilleur appariement avec les besoins réels.
- ❑ **REGARDER**, dans une ou des phase(s) ultérieures, la nature et l'ampleur de ces augmentations, qui peuvent être différenciées selon la taille ou les moyens utilisés par un consommateur, que la Régie décidera éventuellement.