

Évaluer la valeur réelle de l'hydroélectricité

Préparé pour : Hydroélectricité Canada
Février 2026





Évaluer la valeur réelle de l'hydroélectricité

Préparé pour : Hydroélectricité Canada
Février 2026

Soumis par :
Power Advisory
55 University Ave, bureau 700, case postale 32
Toronto, ON M5J 2H7
www.poweradvisoryllc.com

TABLE DES MATIÈRES

1. RÉSUMÉ.....	1
2. EXAMEN DE LA DOCUMENTATION ET ESTIMATIONS ACTUELLES DU CAE	3
2.1 Aperçu général des différentes sources d'approvisionnement.....	3
2.2 Comparaison des coûts des différentes ressources d'approvisionnement	6
2.3 Rapports CAE courants utilisés par l'industrie de l'électricité.....	8
2.4 Les PIR canadiens qui fournissent des coûts actualisés de différentes options d'approvisionnement	10
2.5 Préoccupations courantes et ajustements à la méthode de calcul du CAE	11
2.6 Préoccupations propres à l'hydroélectricité concernant la méthode de calcul du CAE	14
3. COMMENTAIRE DES PARTIES PRENANTES	16
3.1 Le CAE est une mesure simplifiée qui peut être utilisée lors d'une phase de sélection initiale	16
3.2 Le CAE ne tient pas compte de la valeur à long terme de l'hydroélectricité.....	17
3.2 Le CAE n'offre pas d'approche de valeur à l'échelle du système.....	17
3.3 Le développement d'un actif à long terme comme l'hydroélectricité est difficile en vertu de la plupart des ententes commerciales existantes.....	18
4. SOLUTIONS ALTERNATIVES ET AJUSTEMENTS AU CAE.....	20
4.1 Approche de la valeur de puissance	20
4.2 Approche de la valeur résiduelle	24
4.3 Méthode de calcul du CAE réel	26
4.4 Approche de la chaîne de remplacement.....	27
4.5 Intégration de plusieurs ajustements au CAE	28
5. CONCLUSION ET PROCHAINES ÉTAPES.....	31

1. RÉSUMÉ

L'approche la plus courante pour comparer l'économie des différentes options d'approvisionnement pour répondre aux besoins à venir du réseau électrique ne tient pas réellement compte du coût ni de la valeur des ressources fiables, durables et à fort investissement en capital, comme l'hydroélectricité. En ne comparant pas correctement les coûts et la valeur à long terme des différentes options d'approvisionnement, les décisions prises aujourd'hui, basées sur des indicateurs financiers à court terme ou limités, peuvent entraîner des coûts inutiles et redondants pour les consommateurs actuels et futurs.

L'un des outils les plus courants pour comparer différentes options d'approvisionnement est une mesure simplifiée appelée Coût actualisé de l'énergie (CAE). Le CAE transforme les coûts initiaux et continus d'une option d'approvisionnement en une valeur par unité, permettant ainsi de comparer facilement les coûts provenant de différentes sources d'énergie. Le CAE est souvent utilisé pour classer les aspects économiques de diverses options d'approvisionnement. Le CAE présente un certain nombre de défauts connus, en particulier en ce qui concerne l'hydroélectricité :

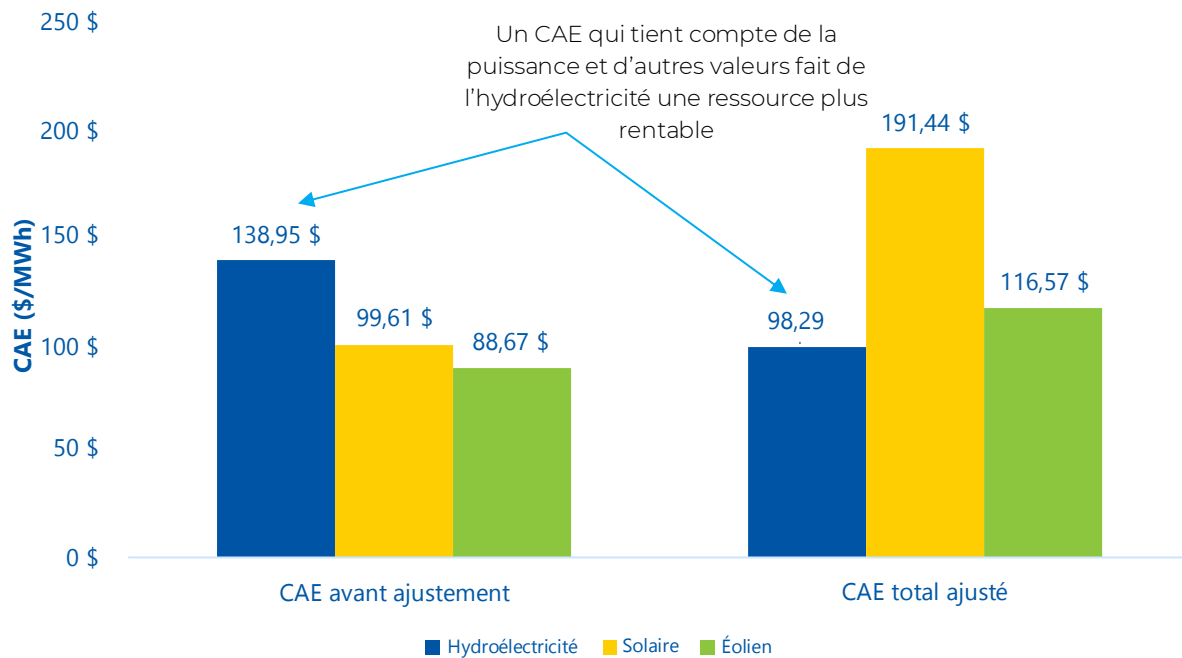
1. Le CAE ne prend pas en compte ce que l'on appelle la « valeur de puissance » des différentes sources, un élément clé pour garantir la fiabilité du réseau électrique. L'hydroélectricité peut fournir une quantité importante d'énergie ferme pendant les heures de pointe, réduisant ainsi le besoin d'acquérir de la puissance supplémentaire pour maintenir la fiabilité et diminuant le coût total du système par rapport à d'autres sources d'énergie.
2. Le CAE ne tient pas compte correctement du caractère à long terme de l'hydroélectricité par rapport aux autres types de ressources, alors que de nombreux coûts initiaux importants d'une centrale hydroélectrique peuvent être amortis sur un siècle ou plus. En ne tenant pas compte du caractère à long terme des différents composants d'une centrale d'hydroélectricité, le CAE ne tient pas pleinement compte de la valeur d'un actif au-delà des horizons comptables classiques, y compris sa valeur résiduelle.
3. Un CAE simplifié ne prend pas en compte la nécessité de remplacer presque tous les composants de la plupart des ressources sur une période de 50 à 100 ans, ce qui augmente les coûts des actifs dont la durée de vie d'exploitation est de 20 à 30 ans.

Pour pallier les limites de la mesure du CAE, le présent rapport propose plusieurs approches méthodologiques permettant une comparaison plus équitable entre les différents types de ressources. Les différentes approches peuvent être utilisées seules ou conjointement les unes avec les autres. En intégrant les coûts et les valeurs supplémentaires non pris en compte par le CAE, l'hydroélectricité peut s'avérer une option plus rentable pour répondre aux besoins futurs d'approvisionnement. Les approches comprennent :

1. **Valeur de puissance :** incorporer le coût de la puissance requise pour tenir compte de la différence entre la puissance installée et le rendement prévu pendant les heures de pointe de la demande.
2. **Valeur résiduelle :** compenser le coût d'investissement initial avec la valeur restante d'un actif, soit du point de vue de la comptabilité ou de la valeur marchande, au-delà de sa durée de vie d'exploitation prévue.
3. **CAE à valeur réelle :** conversion du CAE d'une valeur nominale à une valeur réelle pour tenir compte de la nature à long terme des actifs hydroélectriques.
4. **Chaîne de remplacement :** comptabilisation de la nécessité de remplacer presque la totalité de certains actifs plusieurs fois sur une période de 100 ans.

Plusieurs de ces ajustements peuvent être évalués simultanément, ce qui conduit souvent à ce qu'un actif hydroélectrique devienne nettement plus concurrentiel en termes de coûts par rapport aux autres ressources sans émissions actuellement envisagées pour répondre aux besoins à venir en matière d'approvisionnement à l'échelle nationale.

Figure 1 CAE avec et sans ajustements



2. EXAMEN DE LA DOCUMENTATION ET ESTIMATIONS ACTUELLES DU CAE

Les décideurs, exploitants de réseau électrique, concepteurs et autres acteurs du secteur électrique doivent constamment équilibrer la nécessité de garantir la fiabilité tout en soutenant, de manière rentable, les options d'approvisionnement existantes et nouvelles. Assurer le juste équilibre entre fiabilité et coût total minimal du système oblige les opérateurs de réseaux électriques et les parties prenantes à comparer en continu l'économie et les caractéristiques physiques de plusieurs types de ressources d'approvisionnement. Il existe plusieurs forums et méthodes pour évaluer la valeur des différentes options d'approvisionnement, mais l'approche la plus courante se fait généralement par l'intermédiaire d'un Plan Intégré des Ressources (PIR) ou d'une analyse similaire. Un PIR offre une vision à long terme des besoins en approvisionnement et de la croissance de la demande, tout en comparant différentes options pour déterminer la solution la plus rentable pour le réseau électrique.

La manière dont les différentes sources d'énergie sont évaluées d'un point de vue économique peut influencer les décisions d'investissement prises par les acteurs du secteur électrique ou soutenues par les décideurs politiques. Pour les projets d'envergure à fort investissement en capital, comme l'hydroélectricité, comprendre comment les ressources sont évaluées d'un point de vue économique ou en termes de rentabilité peut révéler si les méthodes standards sont appropriées ou sous-estiment la valeur de l'hydroélectricité. Le chapitre suivant offre un aperçu général des avantages et des inconvénients des différentes sources d'énergie et montre, en particulier, comment elles ne tiennent souvent pas compte des caractéristiques uniques de l'hydroélectricité, sous-évaluée lorsqu'on adopte une perspective à long terme.

2.1 Aperçu général des différentes sources d'approvisionnement

Comme mentionné ailleurs dans ce rapport, les options d'approvisionnement présentent des caractéristiques variables, tant sur le plan financier qu'opérationnel. La liste suivante offre un aperçu général des compromis que les décideurs et les opérateurs de réseaux électriques doivent prendre en compte lors de l'évaluation des différentes options d'approvisionnement. L'objectif de cet aperçu est de mettre en lumière le panorama des options d'approvisionnement couramment incluses dans les PIR et autres documents de planification du système. La section suivante compare ensuite la manière dont plusieurs de ces ressources sont évaluées d'un point de vue financier ou économique.

1. Énergie nucléaire

- a. **Avantages** : Fournit une quantité importante de puissance de base à faible coût marginal, c'est-à-dire des centrales qui fonctionnent presque en continu. Étant donné que les centrales nucléaires sont conçues pour fournir la puissance de base, elles présentent un facteur de puissance élevé ainsi qu'une forte capacité de charge effective (Effective Load Carrying Capacity – ELCC), qui mesure la quantité de puissance disponible pendant les heures de pointe. L'électricité issue du nucléaire ne génère aucune émission de carbone et n'est pas affectée par les politiques de décarbonisation aux niveaux municipal, provincial ou fédéral. Bien que les centrales nucléaires nécessitent des investissements importants tout au long de leur durée d'exploitation, de nombreux composants ont une durée de vie de plusieurs décennies.
- b. **Inconvénients** : L'énergie nucléaire présente généralement des coûts d'investissement initiaux importants. Les unités nucléaires font périodiquement l'objet d'arrêts planifiés pour le ravitaillement en combustible et l'entretien. Ces arrêts sont planifiés longtemps à l'avance et intégrés aux opérations du système ainsi qu'à la planification de la capacité, comme c'est le cas pour d'autres grandes installations de production. Enfin, bien que les

petits réacteurs modulaires (PRM) offrent de nombreux avantages potentiels, l'Ontario vient tout juste de lancer la construction des premiers PRM du Canada, et il faudra attendre quelques années avant de pouvoir pleinement évaluer l'économie de ces installations.

4. Hydroélectricité à grande échelle

- a. **Avantages :** L'hydroélectricité à grande échelle fournit une quantité importante d'énergie de base à faible coût marginal, tout en étant totalement exempte de carbone. Une fois construite, elle présente généralement des coûts d'exploitation et d'entretien relativement faibles comparés à d'autres sources d'énergie de base. La plupart des grandes centrales hydroélectriques affichent un facteur de puissance annuel supérieur de 50 à 60 % et peuvent généralement fournir une quantité importante d'énergie de base tout au long des différentes saisons. La capacité de charge effective (ELCC) est également élevée, car l'hydroélectricité peut fournir une quantité prévisible de puissance lors des heures de pointe. La plupart des centrales hydroélectriques sont très flexibles et peuvent répondre rapidement aux ordres de répartition pour augmenter ou réduire leur production. La capacité de stockage de l'eau permet aux centrales d'ajuster leur production, en l'augmentant pendant les heures de pointe et en la réduisant pendant les périodes creuses. De nombreuses structures principales d'une centrale hydroélectrique à grande échelle ont une durée de vie d'exploitation qui s'étend sur plusieurs décennies.
- b. **Inconvénients :** Le coût d'investissement initial est supérieur à celui de la plupart des autres sources d'énergie sans émission, en particulier les ressources intermittentes comme l'éolien et le solaire. De nombreux projets hydroélectriques majeurs récents ont connu des dépassements de coûts et des retards de calendrier, un phénomène courant dans les mégaprojets. L'hydroélectricité à grande échelle a également un effet négatif sur l'environnement, car elle implique l'inondation et la perturbation des cours d'eau naturels.

5. Hydroélectricité au fil de l'eau

- a. **Avantages :** L'hydroélectricité au fil de l'eau a généralement un impact environnemental beaucoup plus faible que les grands barrages hydroélectriques dotés de vastes réservoirs. En raison de l'ampleur plus modeste de la plupart des projets, ils présentent un risque financier et de calendrier nettement inférieur à celui des grands projets avec vastes réservoirs. Il s'agit également d'une source d'énergie sans émission, dont la production est relativement stable et qui présente un faible coût marginal.
- b. **Inconvénients :** L'hydroélectricité au fil de l'eau ne fournit généralement pas une quantité importante d'énergie ou de puissance (c'est-à-dire qu'elle est de plus petite taille et présente un facteur de puissance inférieur à celui de l'hydroélectricité à grande échelle, bien qu'il existe quelques grandes installations au fil de l'eau au Canada). En raison des restrictions environnementales sur la plupart des cours d'eau, peu de nouveaux projets hydroélectriques à petite échelle ont été envisagés ou construits ces dernières années. Faute de capacité de stockage, ces centrales fonctionnent principalement en mode obligatoire et fournissent souvent de l'énergie et de la puissance pendant les périodes creuses, notamment au printemps.

6. Production thermique (pétrole, gaz naturel ou charbon)

- a. **Avantages :** Les centrales thermiques peuvent fournir autant une énergie répartissable qu'une énergie de base. Les centrales thermiques offrent une énergie très fiable, avec l'une des ELCC les plus élevées parmi toutes les ressources. Elles offrent également une grande flexibilité aux exploitants de réseau, pouvant ajuster leur production en temps réel selon les instructions de répartition. De nombreuses centrales thermiques peuvent être mises en œuvre à proximité des principaux centres de consommation grâce à leur faible emprise au sol.
- b. **Inconvénients :** Les centrales thermiques présentent un coût marginal beaucoup plus élevé et doivent se procurer leur combustible sur des marchés mondiaux volatils, ce qui rend le coût marginal de production plus instable que pour la plupart des autres sources d'énergie. Elles constituent également une source d'énergie émettrice, soumise de plus en plus à des politiques de décarbonisation strictes. De nombreuses centrales thermiques nécessitent des investissements initiaux importants et sont exposées aux risques de dépassements de coûts et de délais lors de la construction, ainsi qu'aux risques liés aux politiques pouvant limiter leur exploitation et leur viabilité économique.

7. Éolien

- a. **Avantages :** L'énergie éolienne est une source d'approvisionnement à coût marginal nul et sans émissions de carbone. Elle n'est pas soumise à des politiques de décarbonisation strictes mises en œuvre dans de nombreuses juridictions. Le développement éolien peut généralement être ajusté à la hausse ou à la baisse selon les besoins du système, présentant ainsi un risque financier et de calendrier bien inférieur à celui des autres sources d'énergie à grande échelle.
- b. **Inconvénients :** L'éolien fournit une énergie intermittente, obligeant les exploitants du réseau à maintenir d'autres ressources répartissables lorsque le vent ne souffle pas. La nature intermittente de sa production limite également sa valeur de puissance, car elle ne peut pas être entièrement fiable pendant les heures de pointe. Plus on ajoute d'énergie éolienne, plus sa valeur de puissance diminue. De plus en plus de communautés s'opposent aux éoliennes existantes ou à de nouveaux projets. La durée de vie d'exploitation des éoliennes est généralement plus courte que celle des installations hydroélectriques.

8. Énergie solaire

- a. **Avantages :** À l'instar de l'éolien, l'énergie solaire est une source d'électricité à coût marginal nul, sans émission de carbone et non soumise à des politiques strictes de décarbonisation. Les installations solaires peuvent également être modulées à la hausse ou à la baisse selon les besoins du réseau, présentant ainsi un risque financier et de calendrier beaucoup plus faible que les autres sources d'énergie à grande échelle. Contrairement à l'éolien, le solaire peut être installé à très petite échelle, ce qui permet son déploiement au cœur des grands centres urbains.
- b. **Inconvénients :** Comme l'éolien, le solaire fournit une énergie intermittente, ce qui oblige les exploitants du réseau à maintenir d'autres sources à capacité de répartition lorsque le soleil ne brille pas. L'intermittence de sa production limite également sa

valeur de puissance, car elle ne peut pas être entièrement fiable pendant les heures de pointe. Le solaire n'apporte presque aucune valeur de puissance dans les régions où les pics de demande surviennent en hiver (comme c'est le cas dans la majeure partie du Canada), car il ne produit souvent pas d'électricité pendant les heures de pointe en soirée.

9. Systèmes de stockage de l'énergie par batterie (BESS)

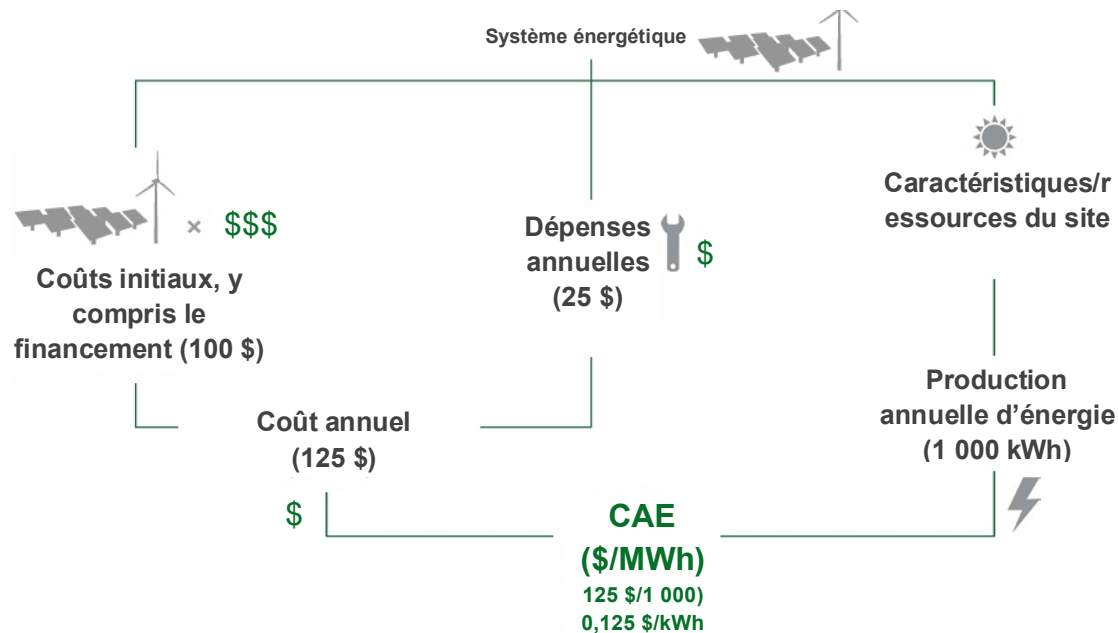
- a. **Avantages :** Selon leur durée, les systèmes de stockage peuvent fournir une source ou une capacité fiable pendant les heures de pointe. Ils sont également très flexibles et peuvent répondre instantanément aux instructions de répartition. Grâce à leur capacité de charge et de décharge, ils permettent aux exploitants de réseau et aux propriétaires d'actifs de déplacer l'énergie des périodes à faible valeur vers les périodes à forte valeur, contribuant à éviter le bridage des ressources de base et intermittentes. De nombreux systèmes de stockage ont une empreinte terrestre limitée et peuvent être installés dans des centres de charge.
- b. **Inconvénients :** Le stockage de courte durée offre une capacité très limitée, car de nombreux pics de demande s'étendent sur plusieurs heures, voire plusieurs jours. Le stockage de longue durée, offrant une valeur de puissance bien plus élevée, est beaucoup plus coûteux et comporte des risques accrus en termes de construction et de calendrier. Les systèmes de stockage n'apportent pas d'énergie nouvelle au réseau électrique, car le processus de charge et de décharge entraîne des pertes d'efficacité. Ils fonctionnent plutôt comme une « charge nette » pour le réseau.

2.2 Comparaison des coûts des différentes ressources d'approvisionnement

Si chaque option d'approvisionnement offre des avantages et des inconvénients physiques différents pour les exploitants du réseau, elles entraînent également une large gamme de coûts qui devront être récupérés auprès des consommateurs. Lors du processus de planification, les exploitants du réseau évaluent les besoins à court et long terme du réseau électrique sur le plan physique, puis comparent les coûts des différents mixes de ressources pour maintenir la fiabilité de la manière la plus rentable possible. Pour comparer les différentes options d'approvisionnement d'un point de vue financier ou économique, les exploitants du réseau électrique s'appuient souvent sur une série d'indicateurs visant à offrir une comparaison équitable.

La mesure la plus couramment utilisée pour comparer le coût des différentes ressources est connue sous le nom de Coût actualisé de l'énergie (CAE). Le CAE compare les coûts sur toute la durée de vie des différentes ressources par rapport à leur production totale d'énergie. À son niveau le plus simple, le CAE fournit une valeur actuelle des différentes sources d'approvisionnement en \$/MWh, afin d'aider les décideurs et les exploitants de réseau à identifier l'option la plus rentable, sans toutefois prendre spécifiquement en compte les enjeux de fiabilité. Étant donné la nature simplifiée du résultat, une valeur en \$/MWh, le CAE est à la fois facile à comprendre et à calculer. Le graphique suivant fournit une version simplifiée de la méthode de calcul du CAE et du résultat qu'elle offre.

Figure 2 exemple simplifié de CAE¹



D'un point de vue plus technique (illustré ci-dessous), le CAE actualise l'ensemble des coûts et de la production d'énergie sur la durée de vie d'une installation afin de calculer une valeur actuelle du coût de l'énergie par unité pour un fournisseur donné. Les différentes options d'approvisionnement comportent une variété de coûts : investissements initiaux et annuels, coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), durée de vie d'exploitation et coûts de financement. Toutes ces valeurs sont ensuite intégrées au coût total de chaque ressource d'approvisionnement. Les coûts sont ensuite comparés à l'approvisionnement énergétique total de la ressource. Le CAE peut être calculé sur l'ensemble de la durée de vie d'exploitation d'un actif ou pour une année donnée, en se basant sur les coûts liés au capital initial. Le calcul de base pour un CAE est illustré dans le graphique ci-dessous.

¹ [Coût actualisé de l'énergie \(CAE\)](#)

Figure 3 Calcul détaillé du CAE²

$$CAE \left(\frac{\$}{MWh} \right) = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{Invest_t + O\&M_t + F_t}{(1 + Taux\ d'actualisation)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{AEP_t}{(1 + Taux\ d'actualisation)^t}}$$

Revenu moyen par unité d'électricité nécessaire pour prendre en charge les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale sur sa durée de vie financière estimée.

2.3 Rapports CAE courants utilisés par l'industrie de l'électricité

Bien que la méthode de calcul du CAE soit largement utilisée dans l'industrie, elle présente certaines limites bien connues. Plus particulièrement, le CAE demeure une mesure purement basée sur les coûts et n'apporte aucun éclairage sur la valeur que chaque type de ressource peut offrir au réseau électrique, notamment en matière de fiabilité. La section suivante offre un aperçu des principaux aspects de quelques-unes des méthodes de calcul de CAE les plus reconnues et disponibles publiquement. Par la suite, le rapport commente les ajustements apportés au CAE dans plusieurs études afin de pallier ses limites.

Lazard : bien que la société d'investissement Lazard fournisse l'un des rapports sur le CAE les plus cités publiquement, elle ne propose pas d'évaluation pour les projets hydroélectriques à grande échelle. Le rapport se concentre plutôt sur le coût d'approvisionnement d'un ensemble de ressources actuellement en développement en Amérique du Nord, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage d'énergie (et les systèmes hybrides), les centrales à gaz et l'énergie nucléaire. La méthode de calcul du CAE de Lazard est relativement standard : elle divise les coûts totaux sur la durée de vie par la production d'énergie totale sur la même période, en ventilant les coûts selon le capital propre à la technologie, les frais d'exploitation variables, les frais fixes d'exploitation et les coûts de carburant. Comme détaillé plus loin dans ce rapport, Lazard a également commencé à intégrer le coût de la sécurisation de l'approvisionnement provenant de ressources intermittentes, telles que l'éolien et le solaire. En substance, Lazard intègre le coût de la puissance ferme pour combler l'écart entre la puissance installée et la puissance réellement utilisée pour les critères de fiabilité, cette approche cherchant à corriger une lacune bien connue des valeurs de CAE. Voir l'exemple suivant pour les entrées normalisées qui sont utilisées pour le calcul du CAE.

² [Solutions alternatives au CAE : Valeur du système et autres mesures de rentabilité](#)

Figure 4 Calcul du CAE de Lazard³

Année ¹		0	1	2	3	4	5	30
Puissance (MW)	(A)		300	300	300	300	300	300
Facteur de puissance	(B)		55 %	55 %	55 %	55 %	55 %	55 %
Génération totale (en milliers de MWh)	(C)* = (A) x (B)		1,445	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445
Coût actualisé de l'énergie (\$/MWh)	(D)		36,7 \$	36,7 \$	36,7 \$	36,7 \$	36,7 \$	36,7 \$
Revenus totaux	(E)* = (F) + (G)		53,0 \$	53,0 \$	53,0 \$	53,0 \$	53,0 \$	53,0 \$
Coût total du carburant	(F)		--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*		7,4	7,5	7,7	7,9	8,0	14,0
Coûts d'exploitation totaux	(H) = (F) + (G)		7,4 \$	7,5 \$	7,7 \$	7,9 \$	8,0 \$	14,0 \$
BAILA	(I) = (E) - (H)		45,7 \$	45,5 \$	45,3 \$	45,1 \$	45,0 \$	39,0 \$
Dettes en souffrance – Début de la période	(J)		342,0	339,0	335,7	332,2	328,4	28,1
Dettes – Frais d'intérêts	(K)		(27,4)	(27,1)	(26,9)	(26,6)	(26,3)	(2,3)
Dettes – Paiement du capital	(L)		(3,0)	(3,3)	(3,5)	(3,8)	(4,1)	(28,1)
Service actualisé de la dette	(M) = (K) + (L)		(30,4 \$)	(30,4 \$)	(30,4 \$)	(30,4 \$)	(30,4 \$)	(30,4 \$)
BAILA	(I)		45,7 \$	45,5 \$	45,3 \$	45,1 \$	45,0 \$	39,0 \$
Amortissement (MACRS)	(N)		(114,0)	(182,4)	(109,4)	(65,7)	(65,7)	0,0
Charge d'intérêt	(K)		(27,4)	(27,1)	(26,9)	(26,6)	(26,3)	39,0
Revenu imposable	(O) = (I) + (N) + (K)		(95,7 \$)	(164,0 \$)	(91,0 \$)	(47,1 \$)	(47,0 \$)	(2,3 \$)
Avantage fiscal (passif) ¹ d'imposition	(P) = (O) x (taux)		38,5	65,9	36,6	18,9	18,9	(14,8)
Flux de trésorerie net après impôt	(Q) = (I) + (M) + (P)		(228,0 \$)⁴	53,7 \$	81,0 \$	51,5 \$	33,7 \$	(6,2 \$)
TRI pour les investisseurs en fonds propres			12 %					

Hypothèses clés ¹	
Puissance (MW)	300
Facteur de puissance	55 %
Coût du carburant (\$/MMBtu)	0,00 \$
Taux de chaleur (Btu/kWh)	0
Coût fixe d'O&M (\$/kW-année)	24,5 \$
Coût variable d'O&M (\$/MWh)	0,0 \$
Taux d'escalade d'O&M	2,25 %
Structure du capital	
Dettes	60,0 %
Coût de la dette	8,0 %
Capitaux propres	40,0 %
Coût des capitaux propres	12,0 %
Impôts et incitatifs fiscaux :	
Taux d'imposition combiné	40 %
Durée de vie économique (années) ⁴	30
Amortissement MACRS (calendrier annuel)	5
Dépenses en immobilisations	
Coûts EPC (\$/kW)	1 900 \$
Coûts supplémentaires du propriétaire (\$/kW)	0 \$
Coûts de transmission (\$/kW)	0 \$
Coûts en capital totaux (\$/kW)	1 900 \$
Dépenses en immobilisations totales (M\$)	570 \$

U.S. Energy Information Agency (EIA) : l'EIA fédérale américaine fournit un rapport de CNA largement utilisé. Même si le rapport inclut une valeur pour l'hydroélectricité, le calcul du CAE repose sur de nombreux mêmes paramètres financiers et économiques utilisés pour les autres types de ressources. Le rapport le plus récent fournit une valeur annuelle unique pour le CAE, correspondant à l'année 2030 dans la dernière publication. Il est à noter que l'approche de l'EIA suppose une période standard de récupération des coûts de 30 ans pour toutes les ressources, sans tenir compte du fait que cela est bien inférieur à la durée de vie d'exploitation d'une centrale hydroélectrique typique. Comme mentionné, le calcul du CAE de l'EIA est similaire dans sa conception aux valeurs publiées par Lazard, comme illustré ci-dessous. Le « facteur de charge fixe » annualise le coût d'investissement en fonction d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC). Si le coût d'investissement total est de 1 million \$ et que le CMPC est de 10 %, le facteur de charge fixe serait de 100 000 \$.

Figure 5 Calcul du CAE de l'EIA⁴

$$\text{CAE} = \frac{(\text{facteur de frais fixe} \times \text{coût d'investissement}) + \text{Coûts d'exploitation et d'entretien fixes}}{\text{heures de génération}} + \text{variable Coûts exp. et entr.} + \text{carburant}$$

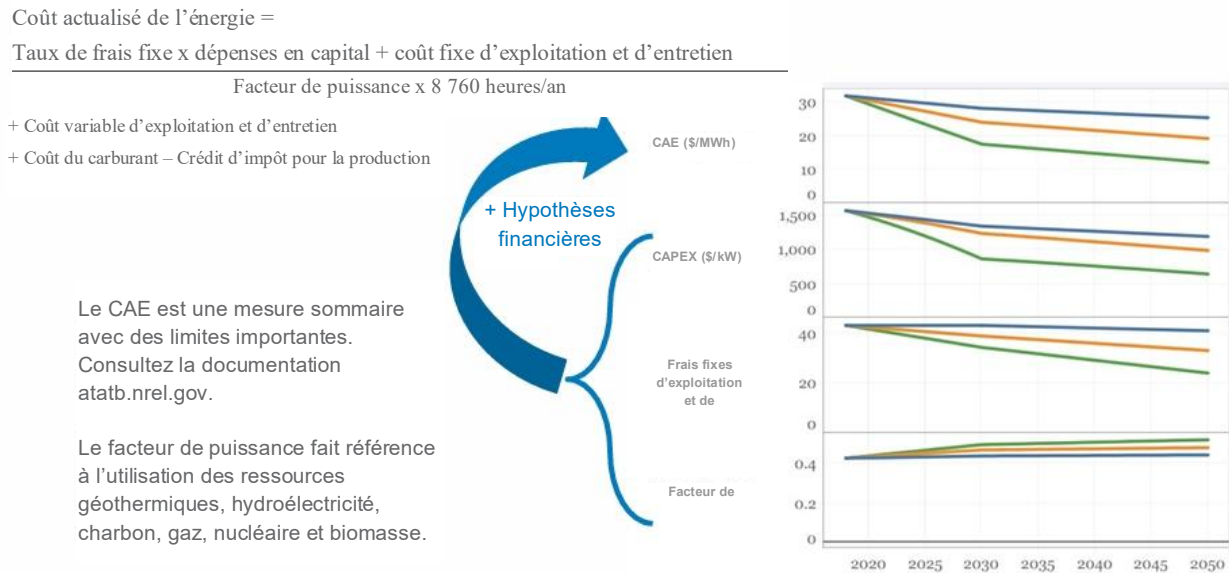
National Renewable Energy Laboratory (NREL) – La méthode de calcul du CAE du NREL s'harmonise en grande partie sur celle de l'EIA. La période de récupération du capital utilisée dans le calcul du CAE est généralement de 30 ans et on ne tient compte d'aucune valeur au-delà de cette période, ce qui pourrait potentiellement réduire le CAE. En résumé, comme pour de nombreuses autres méthodes de calcul du

³ [lazards-lcoeplus-june-2025.pdf](#)

⁴ [Coûts actualisés des ressources de nouvelle génération dans les perspectives énergétiques annuelles](#)

CAE couramment utilisées, la valeur d'un actif à la fin de sa vie d'exploitation n'est pas prise en compte dans le calcul du CAE. Comme mentionné ailleurs dans ce rapport, cette méthode sous-évalue l'hydroélectricité par rapport à presque tous les autres types de ressources. La description du CAE est illustrée ci-dessous.

Figure 6 Méthode de calcul du CAE du NREL⁵



2.4 Les PIR canadiens qui fournissent des coûts actualisés de différentes options d'approvisionnement

Plusieurs exploitants de réseaux dans différentes provinces canadiennes ont également publié des valeurs de CAE ou des indicateurs similaires dans le cadre de leurs processus de Plan Intégré des Ressources (PIR). Cette liste n'est pas exhaustive et n'inclut pas les analyses réalisées en interne par les exploitants de réseaux, celles-ci n'étant pas rendues publiques. La quasi-totalité de ces valeurs sont similaires, dans leur conception et approche, aux mesures de CAE présentées ci-dessus.

Independent Electricity System Operator (Ontario) – L'IESO a fourni des estimations de coûts dans le cadre de son rapport Pathways to Decarbonization pour différentes options d'approvisionnement.⁶ Les estimations de coûts incluaient le capital initial, les frais d'exploitation et d'entretien récurrents ainsi que le besoin annuel en revenus pour déterminer le coût total du système pour différentes options d'approvisionnement. La durée économique d'une centrale hydroélectrique à grande échelle a été estimée à 75 ans, bien plus longue que presque toutes les hypothèses utilisées dans les modèles de CAE examinés précédemment. Le rapport ne fournit aucune estimation du CAE pour les différentes sources

⁵ Référence technologique annuelle : [Le point sur l'électricité 2024](#)

⁶ <https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/gas-phase-out/Pathways-to-Decarbonization-Appendix-A.xlsx>

d'énergie et ne semble pas avoir pris en compte la valeur terminale ou résiduelle des projets hydroélectriques.

Manitoba Hydro : dans le cadre de son PIR de 2023, Manitoba Hydro a fourni à la fois des coûts en capital et le CAE pour une gamme d'options de ressources différentes.⁷ Pour l'hydroélectricité, le Plan intégré des ressources (PIR) a supposé une durée de vie des actifs de 72 ans, ce qui est (comme mentionné ci-dessus) plus long que celle retenue dans les rapports de CAE standards de l'industrie. Comme pour d'autres PIR, l'analyse ne semble pas inclure de valeur terminale pour la centrale hydroélectrique au-delà de la durée de vie de l'actif.

NB Power (Nouveau-Brunswick) : le Plan intégré des ressources (PIR) 2023 de NB Power a présenté le coût de différentes options d'approvisionnement, mais n'a pas inclus celui de l'hydroélectricité à grande échelle, car elle ne figure pas dans leurs plans d'élargissement pour répondre à la croissance future de la demande ou aux besoins d'approvisionnement.⁸

Nova Scotia Power : Nova Scotia Power a fourni des estimations de coûts pour différentes options d'approvisionnement dans le cadre de son PIR Evergreen. Semblable à NB Power, le PIR n'inclut pas les coûts de l'hydroélectricité à grande échelle (ou à petite échelle), car cela n'est pas inclus dans ses plans d'expansion.⁹

BC Hydro (Colombie-Britannique) : BC Hydro a pris en considération un certain nombre de ressources différentes dans le cadre d'options futures dans son dernier PIR. À noter, la liste des actifs n'incluait pas l'hydroélectricité à grande échelle, mais elle prenait en compte les installations au fil de l'eau et les systèmes de stockage par pompage.¹⁰

2.5 Préoccupations courantes et ajustements à la méthode de calcul du CAE

De nombreuses organisations et instances gouvernementales qui publient des études de CAE reconnaissent que cette méthode présente des limites et ne fournit pas une vision complète de la valeur des différentes sources d'énergie pour le réseau électrique. Voici un aperçu de certaines préoccupations importantes liées au CAE avant d'examiner plus en détail les enjeux propres à l'hydroélectricité dans cette approche.

En 2013, l'EIA a développé ce qu'elle appelle le coût actualisé de l'énergie évitée (Levelized Avoided Cost of Energy – LACE) afin d'« améliorer la comparaison de la compétitivité économique entre les technologies de production » et de fournir une « indication plus intuitive de la compétitivité économique pour chaque technologie ».¹¹ Le LACE est utilisé pour déterminer quelle unité marginale d'approvisionnement une ressource typique viendra remplacer lorsqu'elle est intégrée au réseau électrique. La mesure LACE a pour objectif de montrer que se limiter au calcul du coût de construction et d'exploitation d'un nouvel actif, comme le fait le CAE, ne tient pas compte de la valeur que certains actifs apportent au réseau électrique et aux opérateurs, du point de vue du coût marginal (c'est-à-dire s'ils remplacent des unités à coût marginal plus élevé et génèrent une valeur pour l'ensemble du système). Le LACE se calcule en

⁷ [irp-2023-a2-new-resource-options.pdf](#)

⁸ [2023_irp.pdf](#)

⁹ [PIR Evergreen – Hypothèses mises à jour](#)

¹⁰ [Plan intégré des ressources 2021](#)

¹¹ [Coûts actualisés des ressources de nouvelle génération dans les perspectives énergétiques annuelles](#)

additionnant les revenus de marché attendus pour chaque actif et sa production annuelle totale, permettant ainsi de déterminer une valeur en dollars par MWh pour chaque type de ressource. Le calcul est indiqué ci-dessous :

Figure 7 Le coût actualisé de l'énergie évitée, selon l'Energy Information Administration (EIA)

$$\text{LACE} = \frac{\text{Revenus de l'énergie} + \text{Revenus de réserve tournante} + \text{Revenus de puissance} - \text{Coût Limite intermittente}}{\text{heures de génération}}$$

À partir du LACE et du CAE, l'EIA calcule un rapport de valeur, correspondant au LACE divisé par le CAE, comme illustré ci-dessous. Le rapport valeur-coût met en évidence qu'une ressource qui remplace des ressources à coût marginal élevé, c'est-à-dire qui présente un LACE élevé et un CAE faible, apporte une valeur importante au réseau électrique et affiche un rapport valeur-coût supérieur à un. Essentiellement, cette unité coûtera moins cher à construire et à exploiter que le coût marginal des unités qu'elle remplace. À l'inverse, si une ressource remplace généralement une énergie à faible coût marginal, mais présente un CAE élevé (soit un rapport valeur-coût inférieur à 1), elle apporte une valeur plus limitée au réseau électrique. Dans ce cas, l'unité coûtera davantage à construire et à exploiter que le coût marginal de l'énergie qu'elle remplace.

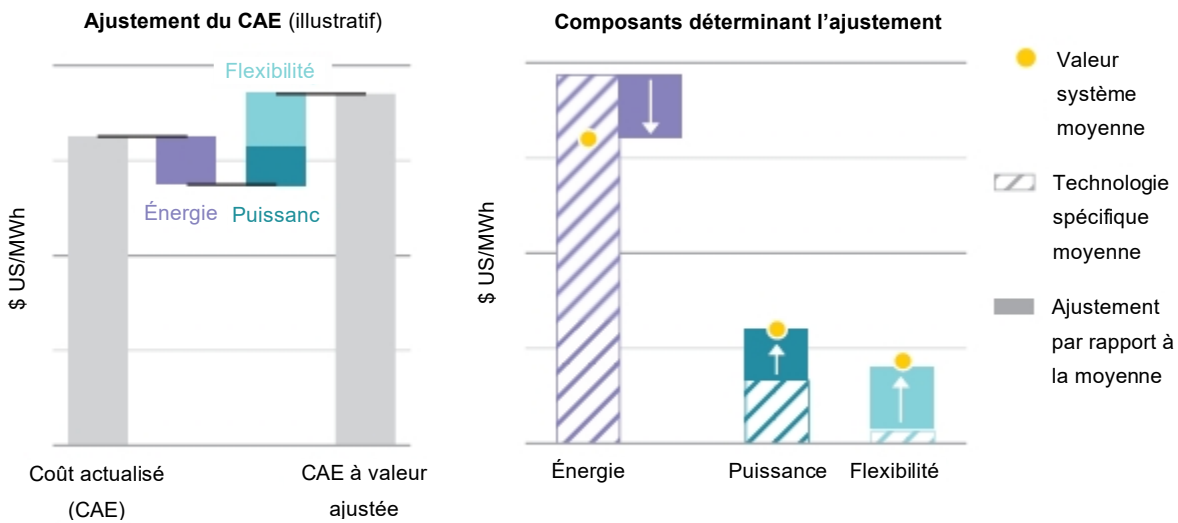
Figure 8 Rapport valeur-coût de l'EIA

$$\text{valeur – rapport de coût} = \frac{\text{LACE}}{\text{CAE}}$$

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a développé ce qu'elle appelle le coût actualisé de l'électricité ajusté à la valeur (CAEAV).¹² À l'instar de l'EIA, L'AIE souligne que « le CAE ne constitue pas un indicateur complet de compétitivité, car il ne reflète pas la valeur apportée au système ». L'AIE souligne que les gestionnaires de réseau électrique et les décideurs politiques doivent « aller au-delà du CAE ». Le CAEAV calcule les revenus de trois services de réseau différents : énergie, flexibilité et puissance, pour un type de ressource spécifique et les compare à la moyenne du réseau électrique pour ces services. La somme des différences entre les valeurs propres à la ressource et la moyenne du réseau électrique fournit un « ajustement de valeur » qui permet de passer du CAE au CAEAV. Le graphique suivant fournit un exemple.

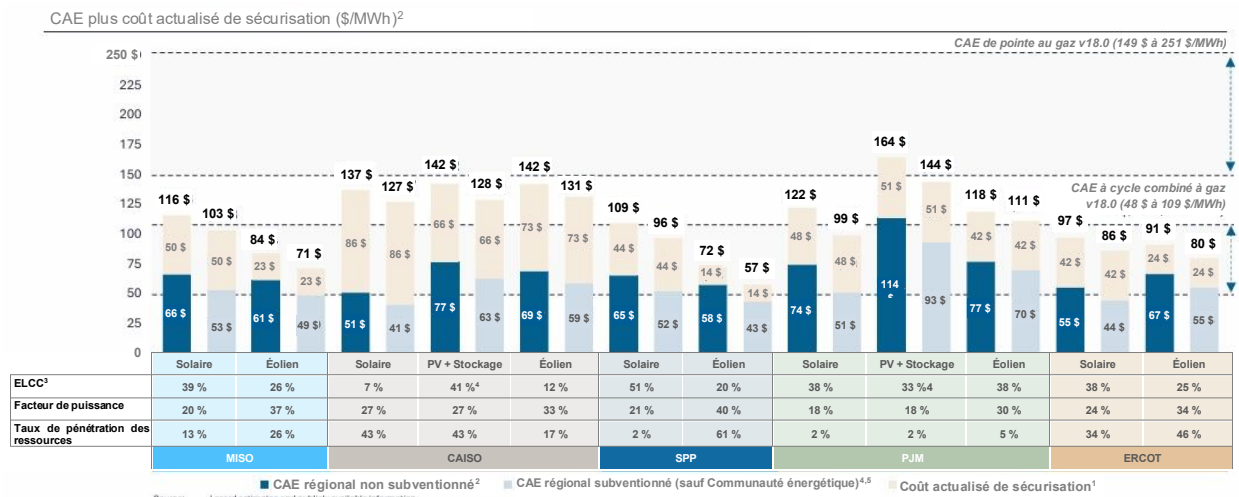
¹² [Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf](#)

Figure 9 Mesure du CAEAV



Le rapport de Lazard sur le CAE a également commencé à intégrer le coût de la « sécurisation » de l'approvisionnement provenant de ressources intermittentes, telles que l'éolien et le solaire, afin de pallier l'une des limites courantes de la mesure du CAE standard, à savoir que les ressources intermittentes nécessitent le soutien d'une puissance ferme. La méthode de calcul de Lazard intègre le coût de la puissance ferme pour compenser l'écart entre la puissance installée et la quantité de puissance utilisée pour les indicateurs de fiabilité. Le graphique suivant illustre comment le coût de sécurisation de la puissance intermittente augmente le CAE pour ces types de ressources. Dans certains cas, le coût de sécurisation fait plus que doubler le CAE des ressources intermittentes.

Figure 10 CAE de Lazard avec coûts de sécurisation¹³



2.6 Préoccupations propres à l'hydroélectricité concernant la méthode de calcul du CAE

Dans un contexte propre à l'hydroélectricité, divers rapports comparant différents types de ressources n'incluent généralement pas l'hydroélectricité à grande échelle ou réalisent une analyse financière qui ne correspond pas directement à la longue durée de vie des installations hydroélectriques, qui, dans certains cas, peut permettre à une grande partie des infrastructures d'un site de durer un siècle ou plus. Bien que des ajustements de la mesure du CAE visant à capturer la « valeur » d'un type de ressource particulier puissent tenter de répondre à une partie de cette problématique, ils n'intègrent généralement pas la valeur à long terme d'une ressource hydroélectrique à grande échelle.

Un rapport du U.S. Department of Energy a confirmé cette limite, notant que de nombreux « flux de valeur de marché formels envoient des signaux de prix qui ne correspondent ni aux périodes de développement ni aux périodes d'exploitation » d'un projet hydroélectrique.¹⁴ Le rapport a également souligné que, compte tenu de la longue durée de vie des actifs et de l'exploitation des installations hydroélectriques, la valeur totale n'est pleinement « capturée que sur l'ensemble de sa durée physique, qui dépasse souvent 50 ans ». Ainsi, toute mesure d'évaluation de l'énergie, telle que le CAE, conçue pour les mesures de financement et de développement sur 20 à 30 ans, sous-évaluera inévitablement les projets hydroélectriques.

La plupart des rapports qui analysent la valeur de l'hydroélectricité par rapport à d'autres ressources se concentrent sur l'incapacité des mécanismes de marché actuels à compenser pleinement les actifs

¹³ À noter que les installations hydroélectriques ne sont pas incluses dans les calculs du CAE de Lazard, car le développement de nouvelles centrales hydroélectriques a été limité ces dernières années et les coûts de chaque installation sont extrêmement spécifiques au site. En revanche, des milliers de MW d'éolien, de solaire et de BESS ont été développés au cours de la dernière décennie, et les coûts sont généralement plus homogènes entre les différentes régions et sites de développement, bien que les conditions propres à chaque site, telles qu'une juridiction brumeuse ou moins ensoleillée, doivent être prises en compte lors de l'évaluation des coûts.

¹⁴ [energy.gov/eere/water/articles/hydropower-vision-report-full-report](https://www.energy.gov/eere/water/articles/hydropower-vision-report-full-report)

hydroélectriques ou à favoriser le développement de nouvelles installations ou l'élargissement de celles existantes. La U.S. National Hydropower association, par exemple, a souligné la nécessité pour les gestionnaires de réseau de veiller à ce que l'hydroélectricité soit « correctement valorisée et pleinement compensée pour sa contribution au réseau électrique ».¹⁵ Un autre rapport du U.S. Department of Energy sur l'hydroélectricité a conclu que « tous les services fournis par l'hydroélectricité ne sont pas actuellement monétisés », mais que « de nouveaux marchés pour les services de réseau émergent, pouvant offrir des sources de revenus alternatives ».¹⁶ Dans l'ensemble, le rapport a conclu que les formes traditionnelles de revenus pour les centrales hydroélectriques, les marchés de gros de l'énergie, ne fournissent plus de « revenus stables ».

Aucun des rapports examinés, y compris les publications du CAE les plus courantes ou les plans intégrés des ressources (PIR) des services publics et gestionnaires de réseaux électriques partout au Canada, n'a fourni de méthodologie détaillée pour évaluer correctement l'hydroélectricité à grande échelle et sa valeur à long terme. Ainsi, bien que le CAE soit un indicateur important, il doit être mis à jour ou adapté afin de garantir que les investissements énergétiques soient comparés de manière équitable, en tenant compte de facteurs tels que les besoins en capacité, la valeur terminale et d'autres paramètres financiers réalistes. Ces éléments seront abordés plus en détail dans les sections suivantes.

¹⁵ [NHA-HydropowerAtRisk-WhitePaper.pdf](#)

¹⁶ [Étude sur la valeur de l'hydroélectricité : Statut actuel et occasions à venir](#)

3. COMMENTAIRE DES PARTIES PRENANTES

Power Advisory a interviewé plusieurs parties prenantes afin de mesurer leur sentiment concernant l'évaluation des projets hydroélectriques à grande échelle par rapport à d'autres ressources, en mettant particulièrement l'accent sur les avantages et les limites de la mesure du coût actualisé de l'énergie (CAE) standard. Bien que le CAE ait été abordé plus en détail dans la section précédente, de manière générale, cette mesure vise à fournir un coût simplifié de l'énergie pour différents types de ressources (c'est-à-dire l'éolien, le solaire, l'hydroélectricité, etc.). Comme indiqué, les CAE pour différentes ressources sont souvent utilisés comme outil de comparaison afin de déterminer les options d'approvisionnement les plus rentables.

Les entretiens ont été réalisés avec de nombreux principaux services publics et gestionnaires de réseau partout au Canada, y compris ceux qui supervisent des services publics intégrés verticalement, ainsi que des développeurs de projets qui possèdent et exploitent actuellement des actifs hydroélectriques. Il est important de noter que les entretiens ont également inclus des développeurs d'actifs non-hydroélectriques afin de fournir un contexte sur la manière dont la mesure du CAE est utilisée par les partisans de l'hydroélectricité et ceux des autres ressources.

Bien que de nombreuses parties prenantes aient exprimé une gamme d'opinions sur la manière d'évaluer de manière précise et équitable l'hydroélectricité à grande échelle par rapport à d'autres ressources, quelques thèmes prédominants sont ressortis.

3.1 Le CAE est une mesure simplifiée qui peut être utilisée lors d'une phase de sélection initiale

De nombreuses parties prenantes, responsables du développement à grande échelle, que ce soit en tant que service public intégré verticalement et/ou gestionnaire de réseau, ont suggéré que le CAE est utile lors de la phase de sélection initiale d'un plan d'approvisionnement à long terme ou d'une analyse similaire visant à déterminer comment répondre de manière rentable aux besoins à venir en approvisionnement. Par exemple, l'un des principaux éléments d'entrée d'un PIR ou d'un plan d'approvisionnement à long terme est soit le coût d'investissement, soit le CAE des différents types de ressources. Ces hypothèses de coûts sont ensuite intégrées dans différents scénarios de développement d'approvisionnement pour répondre aux besoins prévus en approvisionnement. Le CAE fournit une vue simplifiée de la ressource énergétique la « moins chère » disponible pour répondre aux besoins en approvisionnement. D'un point de vue de sélection initiale, les parties prenantes ont suggéré que le CAE peut être utilisé comme étape initiale pour déterminer l'option de développement d'approvisionnement la plus rentable d'un point de vue énergétique, mais doit ensuite être complété par une analyse supplémentaire (comme discuté plus loin dans ce rapport) afin de comprendre le coût total du système pour les différentes options d'approvisionnement.

Quelques parties prenantes ont noté qu'une mesure du CAE simplifié est particulièrement utile lorsqu'il s'agit de comparer des ressources similaires ayant les mêmes caractéristiques, ou des caractéristiques presque identiques. Par exemple, s'il y a plusieurs projets hydroélectriques envisagés pour le développement, la méthode de calcul du CAE simplifié peut aider à sélectionner l'option la plus rentable parmi ces projets du même type de ressource. Le CAE est utile lorsqu'il s'agit de comparer des ressources similaires, car il n'a pas à prendre en compte les limites ou les avantages liés à la comparaison de types de ressources différents, l'éolien par rapport à l'hydroélectricité, par exemple, sous un angle plus large du système ou sur un horizon de planification à long terme. Lorsqu'il s'agit de comparer uniquement des projets hydroélectriques, par exemple, le CAE n'a pas besoin de tenir compte de la valeur de la capacité ou d'autres avantages à l'échelle du réseau, contrairement à ce qui serait nécessaire lorsqu'on le compare à un projet éolien (ou solaire). Une comparaison des CAE entre des ressources du même type permet une

approche plus équitable et est utile pour sélectionner l'option la moins coûteuse parmi un groupe particulier de projets.

3.2 Le CAE ne tient pas compte de la valeur à long terme de l'hydroélectricité

De nombreuses parties prenantes ont souligné que tous les types de ressources n'ont pas une durée de vie d'exploitation similaire et que la nature à long terme des actifs hydroélectriques n'est pas directement prise en compte dans la mesure du CAE. En ce qui concerne l'hydroélectricité, divers composants auront une durée de vie utile pouvant aller jusqu'à 100 ans. Bien que certains composants, turbines et autres composants mécaniques, aient une durée de vie d'exploitation pouvant atteindre 50 ans (ou moins), les travaux de capital importants (c'est-à-dire le barrage lui-même) peuvent durer plus de 100 ans, comme cela peut être observé dans plusieurs installations hydroélectriques qui sont exploitées partout au Canada et aux États-Unis, qui ont été construites il y a plus d'un siècle. Une installation avec des composants à long terme, c'est-à-dire ceux qui peuvent durer plusieurs générations, peut continuer à fonctionner beaucoup plus longtemps que d'autres types de ressources nécessitant un investissement en capital initial plus limité. De nombreuses autres ressources, qui nécessitent un investissement en capital initial moins important, sembleront plus rentables du point de vue du CAE simplifié, mais nécessiteront davantage d'investissements en capital sur un horizon à long terme, tel que 50 à 100 ans, lorsqu'elles devront être pratiquement entièrement remplacées plusieurs fois.

Bien que la mesure du CAE prenne en compte la durée de vie d'exploitation de chaque type de ressource, il ne tient pas compte des divergences importantes entre la valeur qu'un actif à vie longue, tel que l'hydroélectricité, apporte aux gestionnaires de réseau, ou à la société de manière plus générale. Comme mentionné ci-dessus, étant donné la nature à long terme de nombreux composants d'un projet hydroélectrique, en particulier les travaux de capital, il existe souvent ce que l'on appelle une « valeur résiduelle » d'un actif au-delà de 50 ans. De nombreuses parties prenantes ont souligné que la valeur résiduelle de l'hydroélectricité est bien plus élevée que celle de presque toutes les autres ressources. Comme cela a récemment été observé avec plusieurs grands projets hydroélectriques, Churchill Falls et le complexe de la Baie James, parmi bien d'autres, une installation hydroélectrique continue à fournir de la valeur bien au-delà de 50 ans sans nécessiter une reconstruction complète. Il s'agit essentiellement d'un actif multigénérationnel. De nombreuses parties prenantes ont souligné que la mesure du CAE standard ne prend pas en compte la valeur au-delà de la durée de vie d'exploitation standard utilisée pour calculer le CAE. Ainsi, il suppose essentiellement qu'un actif fonctionne jusqu'à sa défaillance pendant sa durée de vie d'exploitation, ce qui sous-tend son coût par unité. Faire fonctionner de nombreuses ressources non-hydroélectriques au-delà de leur durée de vie initiale nécessiterait un investissement en capital considérable pour presque tous les composants et les investissements de soutien, un coût de « reconstruction » qui n'est pas pris en compte dans un CAE simplifié. À l'inverse, le besoin d'une révision presque complète d'un actif à la fin de 25 à 30 ans signifie que la valeur résiduelle de cet actif est faible ou négligeable. Lorsque la valeur résiduelle est intégrée dans le coût en capital initial, les actifs à long terme tels que l'hydroélectricité peuvent représenter l'option d'approvisionnement la plus rentable.

3.2 Le CAE n'offre pas d'approche de valeur à l'échelle du système.

De nombreuses parties prenantes ont noté que les plans d'approvisionnement à long terme ou les PIR adoptent une vision globale du système qui intègre de nombreuses exigences d'un réseau électrique au-delà des besoins en énergie. Le besoin en puissance et la valeur de celle-ci, par exemple, ont été soulignés par plusieurs gestionnaires de réseau comme étant essentiels à la planification à long terme, la valeur de puissance n'étant généralement pas intégrée dans la mesure du CAE simplifié.

Pour maintenir la fiabilité, les gestionnaires de réseau doivent s'assurer que les ressources installées seront disponibles pendant les heures de pointe de la demande, ce qui est communément appelé « valeur de puissance ». L'énergie solaire, par exemple, ne fournit généralement pas d'énergie pendant les heures de pointe de la demande dans les régions à forte demande hivernale comme le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador (et presque toutes les autres provinces à l'exception de l'Ontario). Ainsi, sa valeur de puissance, c'est-à-dire la quantité d'énergie qu'elle fournira pendant les heures de pointe de la demande, est nulle. Bien que le gestionnaire de réseau puisse intégrer l'approvisionnement solaire dans ses besoins énergétiques globaux, il doit également s'assurer de la disponibilité des ressources nécessaires pendant les heures de pointe de la demande. L'hydroélectricité, en particulier les grandes installations hydroélectriques, possède généralement une très grande valeur de puissance, ce qui signifie qu'elles peuvent être comptées pour fournir de l'énergie pendant les heures de pointe de la demande.

De nombreuses parties prenantes ont souligné que le coût total du système, notamment le coût d'approvisionnement en énergie et en capacité (ainsi que d'autres besoins techniques couramment appelés services auxiliaires), est l'un des principaux facteurs déterminant le mélange d'énergie optimal et rentable pour l'ensemble du réseau électrique. La mesure du CAE ne fournit pas le coût total du système, car il ne prend en compte que le coût de l'énergie et non celui de la puissance supplémentaire. Lorsqu'on compare l'hydroélectricité à d'autres ressources telles que l'éolien et le solaire, qui ont des valeurs de puissance beaucoup plus faibles, la mesure du CAE sous-évalue l'hydroélectricité et ne fournit pas un coût d'approvisionnement précis.

D'autres parties prenantes ont également souligné que la flexibilité et la haute valeur de puissance de l'hydroélectricité et d'autres ressources de base (telles que la production d'électricité à partir de gaz) peuvent permettre une plus grande intégration de ressources plus variables comme l'éolien et le solaire. En essence, le coût d'investissement élevé de l'hydroélectricité peut permettre l'ajout de davantage d'énergie « à plus faible coût » du point de vue du CAE au réseau électrique. Cela peut aider à réduire le coût global du système tout en limitant les émissions. Encore une fois, on ne tient pas compte de la valeur systémique d'une ressource à la fois flexible et capable de fournir de la puissance de base dans une mesure du CAE simplifié.

3.3 Le développement d'un actif à long terme comme l'hydroélectricité est difficile en vertu de la plupart des ententes commerciales existantes

Un certain nombre de parties prenantes ont également souligné que de nombreux accords commerciaux existants rendent difficile le développement de nouveaux projets hydroélectriques, ce qui est aggravé par une comparaison du CAE simplifié avec d'autres types de ressources qui font apparaître ces ressources comme étant plus rentables. Comme cela a été largement noté lors des entretiens avec diverses parties prenantes, les projets hydroélectriques ont une durée de vie d'exploitation et économique très longue, souvent bien plus longue que la durée des contrats commerciaux et des financements disponibles auprès de la plupart des gestionnaires de réseau. Les accords d'achat d'électricité (AAE) typiques au Canada et aux États-Unis sont généralement d'une durée de 20 à 30 ans; un petit nombre d'accords, principalement pour des projets hydroélectriques, s'étend sur 40 ans ou plus. Étant donné que la durée de l'accord commercial est nettement inférieure à la durée de vie économique et d'exploitation d'un aménagement hydroélectrique, les promoteurs potentiels de ces projets se retrouvent face à un choix stratégique majeur : soit assumer le risque de récupérer la valeur résiduelle de l'actif au moyen d'un nouvel accord à l'issue de la période initiale, soit intégrer l'ensemble des coûts d'investissement à travers un AAE sur une période plus courte, ce qui augmente le CAE et fait paraître l'hydroélectricité comme non concurrentielle par rapport à d'autres types de ressources.

Les actifs de long terme comme l'hydroélectricité exigent une vision à long terme de la part des opérateurs de réseau et des organismes responsables des approvisionnements. Des mesures à court terme tels que

le coût actualisé de l'énergie, bien qu'utiles, peuvent favoriser des mécanismes commerciaux à court terme qui sous-valorisent l'hydroélectricité par rapport aux autres sources d'énergie.

4. SOLUTIONS ALTERNATIVES ET AJUSTEMENTS AU CAE

Il existe plusieurs autres approches pour calculer le coût actualisé de l'énergie (CAE) de manière plus fidèle aux réalités économiques propres à chaque type de ressource, en particulier lorsqu'il s'agit de comparer des actifs de long terme comme l'hydroélectricité à des installations dont la durée de vie d'exploitation est nettement plus courte. Plusieurs des autres approches présentées ci-dessous peuvent être utilisées de manière complémentaire, chacune visant à corriger une limite propre au CAE simplifié évoqué précédemment dans ce rapport. Ces options ne sont pas exhaustives, et de nombreux opérateurs de réseau pourront intégrer des exigences propres à leur réseau électrique ou à leur juridiction provinciale lors de l'évaluation comparative des différentes solutions d'approvisionnement.

Il convient de souligner que de nombreux opérateurs de réseau utilisent un indicateur de « coût total du système », qui intègre un éventail de solutions d'approvisionnement afin d'identifier le bouquet énergétique le plus économique à l'échelle de l'ensemble du système. Si cette approche peut s'avérer pertinente du point de vue d'un opérateur de réseau électrique ou d'un gestionnaire de système, elle tend néanmoins à privilégier des exigences propres au réseau ainsi que des mécanismes d'allocation et de recouvrement des coûts spécifiques à une juridiction donnée. En conséquence, elle ne fournit pas un indicateur uniforme permettant de comparer les différentes ressources d'approvisionnement entre plusieurs juridictions. Les approches présentées ci-dessous visent à offrir une méthode plus réaliste et plus transparente de calcul du coût actualisé de l'énergie (CAE) pour un large éventail d'options d'approvisionnement. Elles ont vocation à être utilisées dans différentes juridictions et à être mises à la disposition des décideurs publics ainsi que des autres parties prenantes, afin de tenir compte plus fidèlement du coût propre à chaque type de ressource énergétique.

Les ajustements de CAE suivants ont été appliqués aux ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à des fins de comparaison. Bien que certains opérateurs de réseau et services publics disposent d'autres options d'approvisionnement, celles-ci présentent des limites : elles ne sont pas largement disponibles à l'échelle nationale (nucléaire), font l'objet de restrictions croissantes en raison des politiques de décarbonisation (centrales à gaz) ou ne constituent pas une ressource d'approvisionnement supplémentaire (stockage). La combinaison des puissances existantes et du potentiel de nouveaux développements en hydroélectricité, éolien et solaire est présente dans presque toutes les juridictions à travers le Canada. Il convient également de noter que les valeurs des coûts en capital et d'exploitation sont indicatives : elles peuvent varier considérablement d'un projet hydroélectrique à l'autre et, dans une moindre mesure, entre les projets éoliens et solaires. Néanmoins, les valeurs utilisées pour les coûts en capital et les coûts fixes d'exploitation, en particulier pour l'éolien et le solaire, reposent sur des estimations globales à l'échelle de l'industrie.

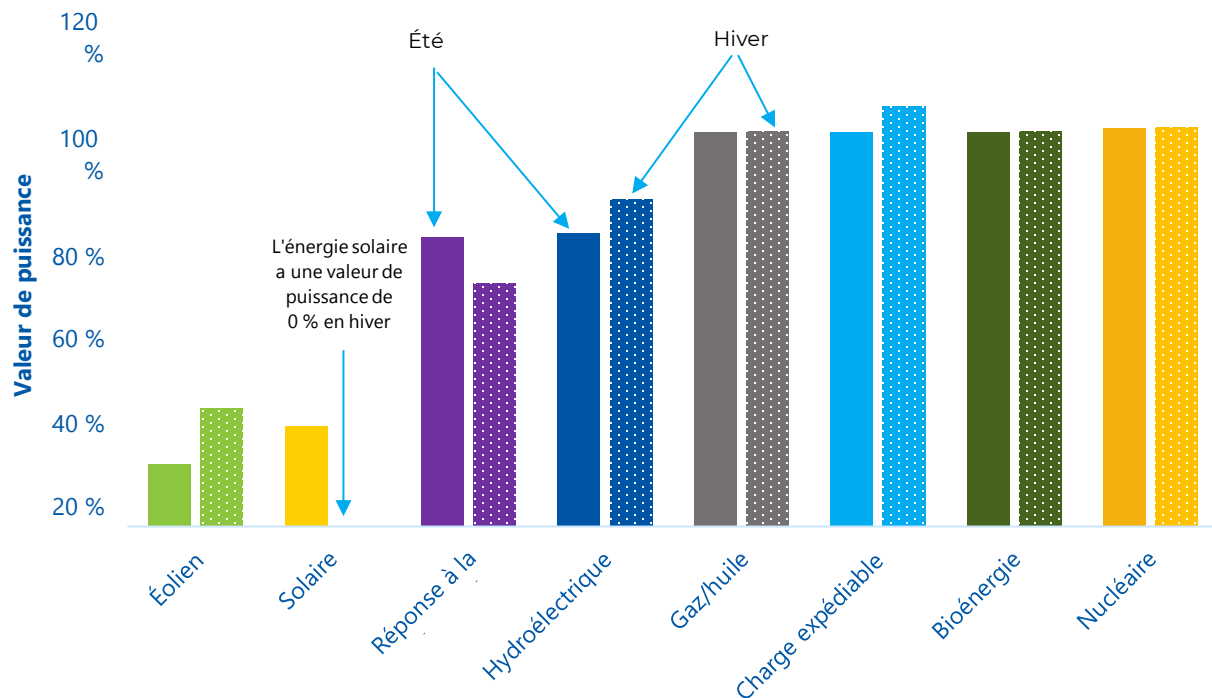
4.1 Approche de la valeur de puissance

Différents types de ressources fournissent une plage de ce qu'on appelle la « valeur de puissance ». Comme indiqué précédemment dans ce rapport, la valeur de puissance d'une ressource donnée correspond, de manière très générale, à la quantité de puissance installée d'un actif capable de fournir de l'énergie durant les heures de pointe de la demande. Si une installation de 100 MW est susceptible de fournir 90 % de sa capacité pendant les heures de pointe, sa valeur de puissance sera de 90 MW (soit 90 %). À l'inverse, une installation solaire située dans une région où la pointe de consommation se produit en hiver aura une valeur de puissance de 0 MW, car elle n'est pas censée fournir de l'énergie pendant les heures de pointe.

Si la mesure du CAE constitue un indicateur utile pour déterminer le coût de l'énergie d'un type de ressource donné (en tenant compte des limites évoquées tout au long de ce rapport), il offre une vision limitée du coût ou de la valeur de puissance pour le réseau électrique. Les opérateurs de réseau et autres planificateurs doivent prendre en compte le coût de la puissance lors de l'élaboration des plans intégrés

des ressources (PIR) ou des plans d'approvisionnement à long terme, car la puissance constitue un indicateur clé pour assurer la fiabilité du réseau électrique. À titre d'exemple, l'IESO en Ontario fournit son évaluation de la valeur de puissance des différentes filières énergétiques qui exercent leurs activités dans la province pendant les mois d'été et d'hiver, la valeur de puissance variant selon les saisons en fonction de la production des ressources et des profils de demande.

Figure 11 Estimations de la valeur de puissance de pointe de consommation de l'IESO¹⁷



Comme le montre la figure ci-dessus, toutes les ressources (dans une juridiction où la pointe de consommation se produit en été) sont naturellement censées fournir une certaine quantité d'énergie pendant les heures de pointe, ce qui correspond à leur valeur de puissance. Selon les estimations de l'IESO, une installation éolienne de 100 MW fournira une puissance de 15 MW en été (et 24 MW en hiver), tandis qu'une centrale solaire, dans une juridiction à pointe estivale comme l'Ontario, offrira 24 MW en été et 0 MW en hiver. Les installations hydroélectriques présentent une valeur de puissance élevée, de 70 MW en été et 78 MW en hiver, tandis que la plupart des centrales thermiques atteignent une valeur de puissance supérieure à 90 MW dans les deux saisons.¹⁸ Si un opérateur de réseau devait constituer un système entièrement basé sur des ressources solaires, les valeurs ci-dessus montrent que chaque tranche de 100 MW de puissance solaire installée ne compterait que pour 24 MW de puissance ferme durant les mois d'été et 0 MW en hiver. Ainsi, chaque MW de puissance solaire installée dans une juridiction à pointe hivernale devra être intégralement soutenu par une ressource alternative. À l'inverse, un système

¹⁷ Les valeurs proviennent des perspectives de planification annuelle 2025 du IESO. La charge de pointe de l'été se produit généralement entre juin et août, tandis que la demande de pointe de l'hiver se produit généralement entre décembre et février : <https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/2025/Supply-Adequacy-and-Energy-Outlook-Module-Data.xlsx>

¹⁸ Les installations hydroélectriques présentent généralement un facteur de puissance plus élevé en hiver en raison des conditions hydrologiques.

entièrement composé d'unités hydroélectriques bénéficiera de 70 MW de valeur de puissance pour chaque tranche de 100 MW puissance installée durant l'été.

Le CAE simplifié permet d'estimer le coût d'approvisionnement en énergie d'une ressource donnée, le CAE étant calculé à partir de la quantité totale d'énergie fournie par la puissance installée sur une année type, mais il ne prend pas en compte les besoins en puissance du réseau électrique. Les ressources à faible valeur de puissance, comme l'éolien et le solaire, peuvent offrir de l'énergie « moins chère » du point de vue du CAE, mais elles nécessiteront des investissements supplémentaires pour répondre aux besoins en capacité.

La méthode basée sur la valeur de puissance augmente le CAE de chaque ressource en tenant compte du coût de la capacité qui doit être acquise pour soutenir sa puissance installée. En général, toutes les ressources contribuent d'une certaine manière à la puissance, bien que le solaire n'en fournisse aucune dans les juridictions à pointe hivernale. Bien que tous les opérateurs de réseau accordent de l'importance à la puissance, le mécanisme et la manière dont ils déterminent le prix de cette valeur peuvent varier en raison des différences de conception des marchés ou des approches d'approvisionnement. Dans de nombreuses juridictions qui disposent d'un marché de gros de l'électricité déréglementé et concurrentiel, une enchère distincte pour la puissance est organisée. L'énergie est vendue sur le marché de gros, tandis que la puissance est commercialisée par l'enchère de puissance, ces deux flux représentant généralement la valeur totale de l'actif pour le réseau électrique (en plus d'autres sources de valeur éventuelles). D'autres réseaux électriques, en particulier au Canada, où la majorité est détenue et exploitée par des sociétés d'État, concluent des contrats pour les actifs à long terme ou déterminent la valeur de puissance selon un mécanisme réglementé. Certaines juridictions, comme l'Ontario, adoptent une méthode de calcul hybride combinant à la fois une enchère de puissance annuelle et des accords à long terme pour la puissance.

Dans tous les cas, la valeur de puissance varie selon les juridictions. Pour simplifier, la valeur à long terme de la puissance que Hydro-Québec soumet à son régulateur peut servir de référence pour le coût à long terme d'une nouvelle puissance, afin d'illustrer le fonctionnement de la méthode de calcul basée sur la valeur de puissance. D'après sa plus récente demande de tarif auprès du régulateur provincial, la valeur de la capacité à long terme s'élève à 166 \$/kW-an (ou 166 000 \$/MW-an). Le CAE basé sur la valeur de puissance convertira ensuite cette valeur en \$/MWh et ajoutera ce coût au CAE en fonction de la valeur de puissance de la ressource durant les heures de pointe, comme illustré dans l'exemple suivant.

Le tableau ci-dessous illustre un exemple des données utilisées pour calculer le CAE ajusté en fonction de la puissance dans une juridiction à pointe hivernale, qui devrait devenir le profil de demande standard pour l'ensemble des juridictions canadiennes si le chauffage résidentiel passe du gaz naturel ou du mazout à l'électricité dans le cadre des politiques de décarbonisation (profil actuellement observé dans toutes les provinces, sauf l'Ontario).

Le coût en capital installé pour un projet hydroélectrique de 100 MW est comparé à celui d'installations solaires et éoliennes dans une juridiction à pointe hivernale. Le coût de puissance attribué à l'actif correspond au coût d'acquisition de puissance nécessaire pour compenser l'écart entre sa puissance accréditée pendant les heures de pointe, 78 % pour l'hydroélectricité, 0 % pour le solaire et 15 % pour l'éolien, et sa puissance installée. Il s'agit, en substance, de puissance supplémentaire que l'opérateur de réseau doit acquérir pour chaque type de ressource, en fonction de sa production prévue pendant les heures de pointe. Le coût de puissance de 166 000 \$/MW-an est ensuite converti en \$/MWh en fonction du facteur de puissance annuel et de l'énergie fournie par l'actif. Pour une centrale hydroélectrique, cela représente 7,58 \$/MWh pour le coût de puissance supplémentaire, contre 105,28 \$/MWh pour le solaire et 46,02 \$/MWh pour l'éolien. Le calcul pour déterminer le coût de puissance est :

*Coût de puissance = (Coût de puissance à long terme annualisé/Volume énergétique annuel) * (1-Valeur de puissance pour la charge de pointe)*

Ou

$$\text{Coût de puissance de l'hydroélectricité (\$/MWh)} = (166\,000 \$ / (8\,760 * 55 \%)) * (1 - 78 \%) = 7,58 \$ / \text{MWh}$$

Le coût de puissance est ensuite ajouté à la valeur du CAE simplifié afin de permettre une comparaison « homogène » entre les différentes ressources. Avant la valeur de puissance, le CAE pour un actif hydroélectrique était de 138,95 \$/MWh, comparativement à 99,61 \$/MWh pour un projet solaire. Une fois le coût de puissance inclus, le CAE de l'actif hydroélectrique a augmenté à 146,53 \$/MWh par rapport à 204,89 \$/MWh pour un actif solaire.

Tableau 1 CAE basé sur la valeur de puissance¹⁹

	Hydroélectricité	Solaire	Éolien
Investissement (\$/kW)	10 000 \$	1 928 \$	2 900 \$
FdM (\$/kW-année)	35 \$	17 \$	45
Durée de vie du projet (années)	50	30	25
Facteur de puissance	55 %	18 %	35 %
Dépenses en immobilisations annualisées (\$/MW-an)	63 444 286 \$	14 006 710 \$	22 685 748 \$
Facteur de mérite annuel	3 500 000 \$	1 700 000 \$	4 500 000 \$
Coût annualisé	66 944 286 \$	15 706 710 \$	27 185 748 \$
Génération annuelle	481 800	157 680	306 600
CAE nominal	138,95 \$	99,61 \$	88,67 \$
Valeur de puissance (\$/MW-an)	166 000 \$	166 000 \$	166 000 \$
Valeur de puissance pour la charge de pointe	78 %	0 %	15 %
Valeur de puissance attribuée à l'actif	7,58 \$	105,28 \$	46,02 \$
CAE avant le calcul de la valeur de puissance	138,95 \$	99,61 \$	88,67 \$
CAE basé sur la valeur de puissance	146,53 \$	204,89 \$	134,69 \$

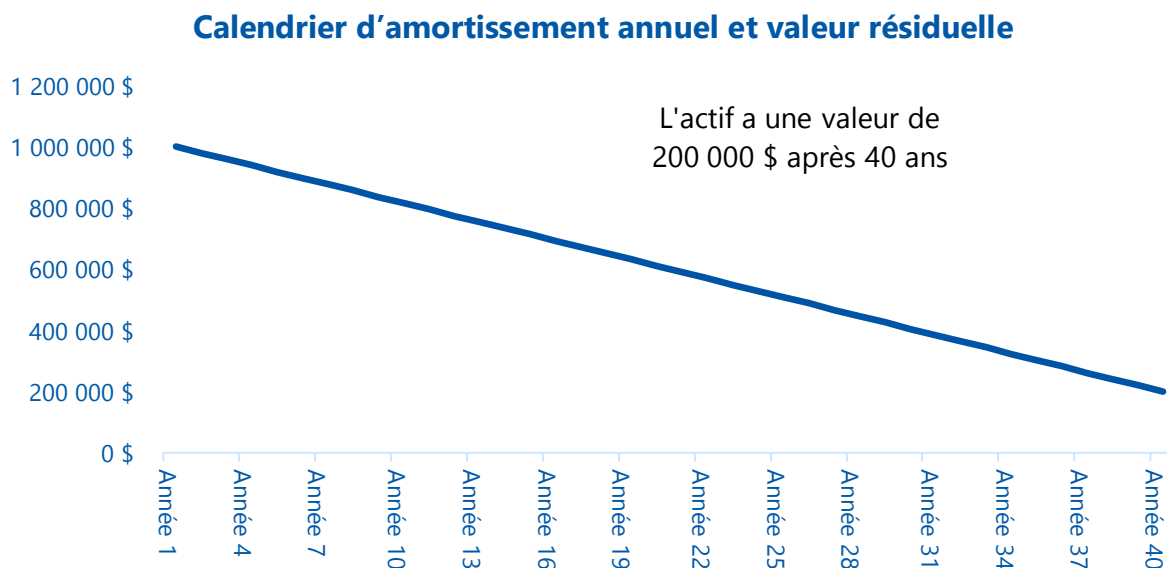
¹⁹ À des fins de simplicité, chacun des exemples est comparé à une installation éolienne ou solaire. L'objectif est d'isoler l'effet d'un type spécifique d'ajustement dans le calcul du CAE et de montrer son impact sur une ressource particulière. Dans la dernière section de ce chapitre, l'ensemble des ajustements est pris en compte afin de comparer une centrale hydroélectrique à des installations éoliennes et solaires.

4.2 Approche de la valeur résiduelle

Un autre ajustement de la mesure du CAE simplifié consiste à intégrer un composant de valeur résiduelle dans le calcul du CAE. Comme indiqué précédemment dans ce rapport, la valeur résiduelle correspond à la valeur restante d'un actif particulier à la fin de sa durée de vie d'exploitation, et elle est intégrée dans le calcul du CAE. Il existe plusieurs méthodologies pour déterminer la valeur résiduelle.

Une option consiste à adopter une approche comptable ou régulée par les tarifs pour déterminer la valeur restante des actifs installés à la fin de leur vie opérationnelle. Dans cet exemple, plusieurs composants d'une centrale hydroélectrique continueront d'avoir une durée de vie comptable au-delà de 40 ou 50 ans. En résumé, ces actifs ne seront pas entièrement amortis d'un point de vue comptable.²⁰ Les travaux civils d'une installation hydroélectrique dureront bien plus de 50 ans. Si, par exemple, les travaux civils majeurs d'une centrale hydroélectrique conservent 20 % de leur valeur après amortissement durant la durée de vie d'exploitation prévue, cette valeur peut être utilisée pour compenser le coût initial en capital et réduire le CAE. La figure ci-dessous illustre comment cela fonctionnerait pour un investissement d'un million de dollars qui a 200 000 \$ de valeur comptable restante après l'amortissement. Le montant de 200 000 \$ de la valeur restante de l'actif compense le coût initial en capital, ce qui réduirait le CAE. Bien que l'utilisation d'une durée de vie d'exploitation à long terme puisse également réduire le coût actualisé de l'énergie, la majorité des avantages se manifesteront bien dans l'avenir, seront atténués par le taux d'actualisation et auront un impact limité sur le CAE. Le prolongement simple de la durée de vie d'exploitation dans le calcul du CAE ne tient pas compte des calendriers d'amortissement différents pour les divers composants de la ressource, est moins précis et ne prend pas explicitement en considération la valeur résiduelle.

Figure 12 Exemple d'amortissement



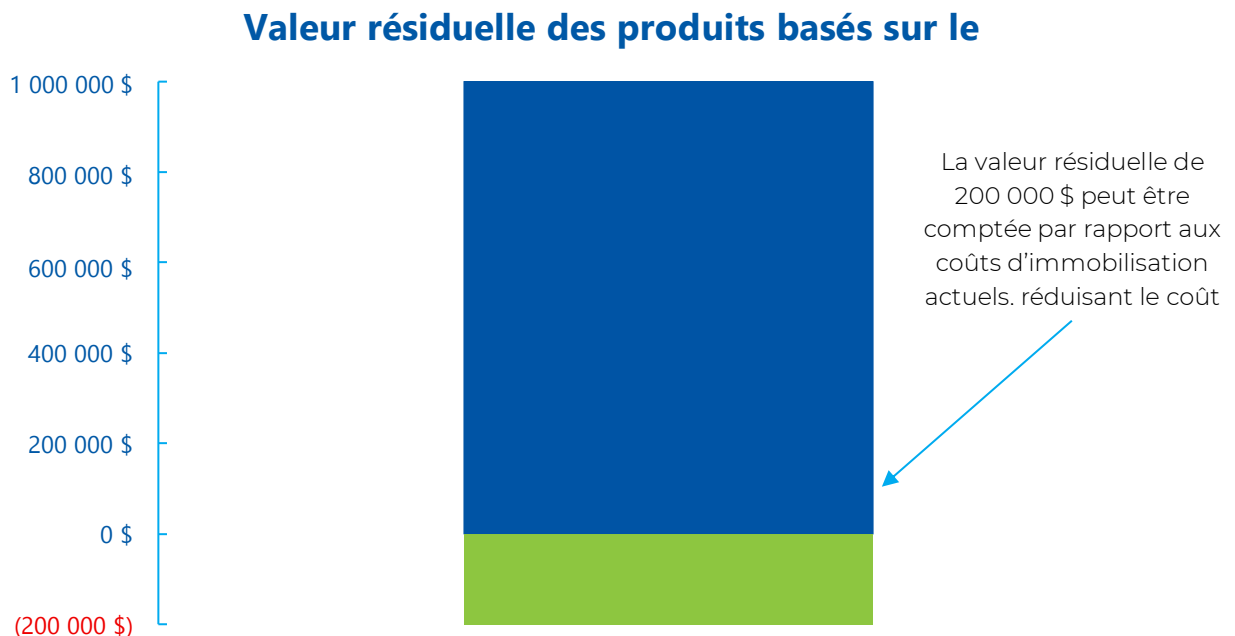
Une autre option consiste à calculer les revenus basés sur le marché, nets des coûts, que l'actif générera au-delà de la durée de vie d'exploitation calculée. Par exemple, si l'actif devrait gagner 50 \$/MWh (déduction faite des coûts) pour tout l'approvisionnement au-delà de la durée de vie

²⁰ Nous utilisons ici 40 ans à titre d'exemple, car il s'agit de la durée de vie comptable typique des actifs en capital, telle que déterminée par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Différentes juridictions auront des périodes d'amortissement variables.

d'exploitation prévue de 50 ans, la valeur de cette énergie sera actualisée à ce jour et peut être utilisée pour compenser le coût en capital initial. Il en résulte un coût d'investissement net inférieur et un CAE inférieur. La figure ci-dessous souligne cette approche, l'investissement en capital de 1 000 000 \$ étant réduit de 200 000 \$ de valeur résiduelle au-delà de la durée de vie de 40 ans (ou de toute durée de vie d'exploitation envisagée pour l'actif). Le coût d'investissement net utilisé pour calculer le CAE devient 800 000 \$. Pour des actifs à long terme comme l'hydroélectricité, la valeur résiduelle de l'approvisionnement au-delà d'un contrat de 40 ou 50 ans peut être considérable. Le récent protocole d'entente (PE) entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) est un exemple d'actif apportant de la valeur bien au-delà de la durée de vie d'exploitation supposée dans la plupart des calculs de CAE.

Une des préoccupations liées au calcul de la valeur résiduelle sur la base des revenus du marché est l'incertitude inhérente aux produits de marché au-delà de 40 ans. Compte tenu de cette incertitude, une valeur résiduelle déterminée par des produits de marché sera fortement spéculative et incertaine. De plus, les valeurs basées sur le marché varieront selon le type de ressource. Par exemple, si une grande quantité de ressources solaires est déployée, la valeur résiduelle de l'approvisionnement provenant d'une ressource solaire (si elle existe) sera probablement faible et diminuera avec le temps. La complexité, l'incertitude et l'improbabilité de prévoir avec précision une valeur résiduelle basée sur le marché rendent cette approche difficile à adopter du point de vue d'un opérateur de réseau ou d'une agence de planification à long terme. La méthodologie comptable pour déterminer la valeur résiduelle est plus directe et moins soumise à l'incertitude des prévisions, mais reste néanmoins dépendante des prévisions concernant la valeur amortie de l'actif.

Figure Exemple 13 de valeur résiduelle



4.3 Méthode de calcul du CAE réel

Convertir une valeur CAE typique, généralement présentée en dollars nominaux, en « dollars réels » permet d'éliminer l'impact des hypothèses d'inflation sur le CAE, notamment pour les ressources à long terme et à coût d'investissement élevé. L'utilisation d'un taux d'actualisation réel, qui élimine l'impact de l'inflation sur le taux d'actualisation, permet de réduire ce taux et d'offrir une comparaison plus équitable entre les actifs à court et à long terme. En résumé, le taux d'actualisation réel réduit le coût global d'un projet, car il permet d'« alléger » les coûts du projet sur une longue période.

Prenez en considération l'exemple suivant, qui compare un projet hydroélectrique à un projet éolien en utilisant une méthode de calcul du CAE réel plutôt que nominal. Les hypothèses sous-jacentes en termes de critères financiers et de MW installés sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 Hypothèses financières et de puissance

Taux d'actualisation réel	4 %
Taux d'inflation	2 %
Puissance installée (MW)	100

Les hypothèses financières et la puissance installée sont intégrées dans une mesure du CAE simplifié, en utilisant à la fois la méthode du CAE réel et nominal. Dans les deux cas, le CAE est une fonction des coûts totaux, incluant à la fois les coûts en capital fixe et les coûts opérationnels, qui sont convertis en paiement annuel, puis transformés en paiement énergétique en fonction de la quantité d'énergie fournie chaque année par l'actif. Le calcul simplifié pour le CAE est :

$$CAE = \text{Coûts d'investissement et coûts d'exploitation annualisés} / \text{Énergie totale annuelle}$$

Le paiement annuel répartit le coût total du projet sur les années individuelles (« durée de vie du projet » dans le tableau ci-dessous), le paiement annuel étant déterminé par le coût en capital initial et le taux d'actualisation réel. Dans l'exemple de CAE nominal présenté dans le tableau ci-dessous, le CAE pour l'hydroélectricité est de 138,95 \$/MWh, contre 88,67 \$/MWh pour un projet éolien, soit un écart de plus de 50 \$/MWh dans les « économies » entre les deux types de ressources en utilisant un CAE simplifié.

Tableau 3 Calcul du CAE nominal

	Hydroélectricité	Éolien
Investissement (\$/kW)	10 000 \$	2 900 \$
FdM (\$/kW-année)	35	45
Durée de vie du projet (années)	50	25
Facteur de puissance (%)	55 %	35 %
Dépenses en immobilisations annualisées (\$/MW-an)	63 444 286 \$	22 685 748 \$
FOM annuel (\\$)	3 500 000 \$	4 500 000 \$
Coût annualisé	66 944 286 \$	27 185 748 \$
Génération annuelle (MWh)	481 800	306 600
CAE nominal (\\$/MWh)	138,95 \$	88,67 \$

En utilisant les mêmes hypothèses concernant les coûts en capital et la durée de vie d'exploitation du projet, mais en calculant le CAE sur une base réelle, on obtient des CAE différents pour les deux projets. Le CAE pour le projet hydroélectrique a diminué à 103,88 \$/MWh, contre une diminution à 75,22 \$/MWh pour le projet éolien, soit un écart de 28 \$/MWh entre les deux projets, ou environ la moitié de l'écart observé dans le calcul nominal. Le résultat est que, d'un point de vue CAE simplifié, l'économie du projet hydroélectrique par rapport au projet éolien s'est améliorée, bien qu'il reste plus coûteux avant d'intégrer les autres ajustements discutés ci-dessous.

Table 4 Calcul du CAE réel

	Hydroélectricité	Éolien
Investissement (\$/kW)	10 000 \$	2 900 \$
FdM (\$/kW-année)	35	45
Durée de vie du projet (années)	50	25
Facteur de puissance (%)	55 %	35 %
Dépenses en immobilisations annualisées (\$/MW-an)	46 550 200 \$	18 563 469 \$
FOM annuel (\\$)	3 500 000 \$	4 500 000 \$
Coût annualisé	50 050 200 \$	23 063 469 \$
Génération annuelle (MWh)	481 800	306 600
CAE réel (\$/MWh)	103,88 \$	75,22 \$

Le principal facteur expliquant l'augmentation du CAE entre le CAE réel et nominal est le taux d'actualisation. Dans l'approche nominale, le taux d'actualisation est plus élevé, car il inclut l'inflation, ce qui augmente le paiement annuel nécessaire pour récupérer le coût de l'investissement initial en capital. Dans le calcul du CAE réel, l'inverse se produit : le taux d'actualisation est plus bas et le paiement annuel nécessaire pour récupérer l'investissement initial en capital est réduit. Les actifs à long terme avec des coûts en capital élevés seront davantage impactés par l'utilisation d'un calcul réel par rapport à un calcul nominal.

4.4 Approche de la chaîne de remplacement

L'analyse par chaîne de remplacement est une technique de budgétisation du capital qui peut être utilisée pour comparer des projets ayant des durées de vie opérationnelles et économiques inégales. Comparer directement les coûts de projets ayant des durées de vie inégales peut entraîner des résultats trompeurs, car différents horizons temporels faussent les calculs de valeur actuelle nette (VAN), comme le montre la méthode de la valeur réelle décrite précédemment dans ce rapport. Une analyse par chaîne de remplacement permet de normaliser efficacement les durées de vie des projets en exigeant que les projets à durée plus courte soient prolongés par plusieurs itérations, jusqu'à ce que la durée de vie de ces itérations répétées (« la chaîne de remplacement ») corresponde à celle du projet à durée plus longue. Cela permet une comparaison semblable des coûts des deux projets en termes de valeur actuelle.

Comme mentionné, les projets hydroélectriques peuvent généralement avoir des durées de vie de 100 ans, voire plus, tandis qu'un projet éolien peut n'avoir qu'une durée de vie de 25 ans. Une analyse par chaîne de remplacement des deux projets exigerait que le projet éolien soit répété quatre fois, c'est-à-dire construit et réaménagé trois fois, afin de correspondre à la durée de vie du projet hydroélectrique de 100 ans pour le calcul du CAE. Les dépenses d'investissement pour l'hydroélectricité sont engagées une seule fois sur la durée de vie du projet, de 100 ans, tandis que les dépenses d'investissement pour le

projet éolien sont engagées tous les 25 ans durant la même période. Analyser le projet éolien sur 25 ans en utilisant la méthode de calcul du CAE classique rendra le CAE beaucoup moins cher que celui de l'hydroélectricité, qui présente un coût d'investissement initial plus élevé. Cependant, les coûts de réinvestissement répétés pour le projet éolien augmentent son CAE lorsqu'on utilise l'analyse par chaîne de remplacement.

Tableau 5 Exemple de chaîne de remplacement

	Chaîne de remplacement		CAE classique	
	Éolien	Hydroélectrique	Éolien	Hydroélectrique
Puissance (MW)	100	100	100	100
Facteur de puissance (%)	35 %	55 %	35 %	55 %
Investissement (\$/kW)	290,0 \$	1 000,0 \$	290,0 \$	1 000,0 \$
Investissement pour la réhabilitation 1 (\$/kW)	290,0 \$	S.O.	S.O.	S.O.
Investissement pour la réhabilitation 2 (\$/kW)	290,0 \$	S.O.	S.O.	S.O.
Investissement pour la réhabilitation 3 (\$/kW)	290,0 \$	S.O.	S.O.	S.O.
Dépenses d'exploitation (\$/kW)	4,5 \$	3,5 \$	4,5 \$	3,5 \$
Coûts totaux en valeur actualisée	565,2 \$	1 085,8 \$	402,5 \$	1 350,0 \$
CAE (\$/MWh)	74,11 \$	88,43 \$	80,80 \$	109,95 \$

Dans l'exemple ci-dessus, l'approche par chaîne de remplacement a réduit l'écart de CAE entre une centrale éolienne et une centrale hydroélectrique de près de 29 \$/MWh à 14 \$/MWh, soit une réduction de moitié de l'écart économique entre les deux actifs.

L'approche par chaîne de remplacement pour calculer un CAE garantit que les ressources renouvelables à durée de vie relativement courte, comme l'éolien et le solaire, sont comparées de manière équitable aux ressources hydroélectriques à durée de vie plus longue, en modélisant les réinvestissements répétés dans les ressources renouvelables non hydroélectriques. Cette approche harmonise l'horizon temporel de l'analyse, évite les biais et offre aux décideurs et investisseurs une vision beaucoup plus réaliste de la compétitivité des coûts à long terme de l'hydroélectricité. Étant donné la similarité de cette approche avec l'ajustement de la valeur réelle décrit précédemment, il s'agit d'une solution de rechange à cette méthode qui permet d'obtenir un résultat similaire et qui serait utilisée à la place de cette méthodologie.

4.5 Intégration de plusieurs ajustements au CAE

Il existe plusieurs méthodologies pouvant être utilisées pour ajuster la mesure du CAE simplifié, afin de mieux tenir compte de valeurs et caractéristiques opérationnelles et à l'échelle du système différentes selon les actifs. Les différentes approches abordées dans ce rapport peuvent être combinées pour offrir

une évaluation plus globale de la valeur des actifs, en particulier de l'hydroélectricité par rapport aux ressources souvent présentées comme plus rentables selon un modèle de CAE simplifié.

L'analyse présentée ci-dessous combine trois des méthodologies différentes décrites dans ce rapport, appliquées à des actifs génériques d'hydroélectricité, d'éolien et de solaire. Le rapport se concentre sur ces types de ressources, car ce sont toutes des ressources énergétiques non émettrices pouvant être développées dans plusieurs provinces à travers le pays. Bien que la production d'énergie à partir de gaz reste une option pour la plupart des opérateurs de réseau, les politiques de décarbonisation exigeront de plus en plus qu'elle fonctionne davantage comme une ressource de puissance plutôt que comme une ressource énergétique, c'est-à-dire qu'elle sera utilisée de manière occasionnelle, principalement pour répondre à la demande pendant les heures de pointe, et non comme une ressource de base. Bien que l'énergie nucléaire soit présente en Ontario, et dans une moindre mesure au Nouveau-Brunswick, elle n'a pas été prise en compte dans cette analyse, car son rôle dans les autres provinces est actuellement limité.

Le tableau ci-dessous compare le CAE simplifié aux différentes modifications proposées dans ce rapport. Selon le CAE simplifié, l'hydroélectricité est la ressource la plus coûteuse à 138,95 \$/MWh, tandis que l'énergie éolienne est la ressource la moins coûteuse à 88,67 \$/MWh. Les ajustements entraînent les changements suivants :

1. L'approche de la « valeur de puissance » ajoute un coût de puissance associé pour toutes les ressources (en supposant une juridiction avec des pics de demande en hiver), ce qui augmente de manière significative le coût de l'énergie provenant d'une ressource solaire, car presque chaque MW de puissance installée nécessiterait un MW supplémentaire de puissance achetée pour le soutenir. Le coût de puissance supplémentaire pour l'énergie solaire est très élevé, car elle ne bénéficie d'aucun crédit de puissance, c'est-à-dire qu'elle ne fournit pas d'énergie pendant les heures de pointe, et tous les coûts de puissance associés sont inclus dans sa production d'énergie, laquelle présente un faible facteur de puissance de 15 %.
2. La méthode de calcul de la « valeur réelle » réduit le CAE pour toutes les ressources, mais elle a un impact particulièrement important pour l'hydroélectricité, en raison de son coût d'investissement élevé et de sa longue durée de vie d'exploitation et économique.
3. Celle de la « valeur résiduelle », qui suppose que 10 % du coût d'investissement initial dans une centrale hydroélectrique conserve de la valeur au-delà de la durée de vie économique de 50 ans, réduit le CAE de 13 \$/MWh.²¹ On suppose que les autres types de ressources n'ont aucune valeur de puissance à la fin de leur durée de vie d'exploitation, étant donné qu'elles sont généralement exploitées jusqu'à leur panne. Une évaluation plus détaillée des différents types de technologies permettrait de mieux définir la valeur résiduelle de tous les actifs.
4. L'approche par chaîne de remplacement garantit que les actifs sont comparés sur une période de 100 ans, et prend en compte le pourcentage élevé des dépenses en capital initiales qui devraient être répétées plusieurs fois pour un actif éolien et solaire par rapport à l'hydroélectricité dans le calcul. Notez que cette approche n'est pas présentée dans le tableau ci-dessous, car elle est similaire dans sa conception à la méthode de calcul basée sur la valeur réelle.

Une fois tous les ajustements pris en compte, le CAE d'une centrale hydroélectrique est le plus bas parmi les différents types de ressources. Bien que les décideurs politiques ne prennent pas en compte toutes les

²¹ Notez que 10 % est une estimation de haut niveau. La valeur réelle pourrait être considérablement plus élevée, étant donné que de nombreux travaux civils majeurs d'une centrale hydroélectrique continueront d'être opérationnels avec des investissements en capital limités.

valeurs décrites dans ce rapport, ils devraient en considérer au moins une, en particulier l'ajustement de la « valeur de puissance », car les besoins en puissance sont essentiels pour maintenir la fiabilité.

	Hydroélectricité	Solaire	Éolien
CAE avant ajustement	138,95 \$	99,61 \$	88,67 \$
Ajustement de la valeur de puissance	7,58 \$	105,28 \$	46,02 \$
Ajustement de la valeur résiduelle	(13,17 \$)	0,00 \$	0,00 \$
Ajustement de la valeur réelle	(35,06 \$)	(13,45 \$)	(18,12 \$)
CAE total ajusté	98,29 \$	191,44 \$	116,57 \$

5. CONCLUSION ET PROCHAINES ÉTAPES

Bien que la mesure du CAE puisse fournir un indicateur utile pour comprendre le coût des différentes ressources d'approvisionnement à un niveau élevé, elle ne parvient pas à capturer pleinement la valeur des actifs à long terme tels que l'hydroélectricité, qui peuvent offrir une gamme d'avantages aux opérateurs de réseau. Les approches décrites dans ce rapport fournissent une estimation plus réaliste du coût des différentes ressources d'approvisionnement non émettrices par rapport aux projets hydroélectriques.

Les décideurs politiques et les opérateurs de réseau devraient envisager d'utiliser les différentes approches alternatives lorsqu'ils comparent les projets hydroélectriques à grande échelle avec d'autres sources d'approvisionnement non émettrices. En se basant sur les résultats de ce rapport, les facteurs suivants devraient être pris en compte lors de la comparaison des nouvelles options d'approvisionnement pour répondre à la croissance de la demande prévue.

1. Le caractère à long terme de l'hydroélectricité doit être pris en compte dans toute analyse, car l'aspect multigénérationnel des projets d'hydroélectricité à grande échelle peut bénéficier considérablement aux consommateurs sur plusieurs générations. Les considérations à long terme devraient incorporer soit la valeur résiduelle des projets hydroélectriques au-delà de 50 ans, soit les coûts de remplacement d'autres sources d'approvisionnement sur plusieurs décennies.
2. La valeur de puissance de l'hydroélectricité, et la réduction associée des coûts totaux du système qu'elle peut produire, doivent être incluses dans toute comparaison du rapport coût-efficacité des différentes options d'approvisionnement.

L'hydroélectricité a été la pierre angulaire de plusieurs réseaux électriques provinciaux au cours du siècle dernier et, dans de nombreux cas, elle a permis de maintenir des tarifs d'électricité avantageux. S'assurer que toute mesure de comparaison des coûts, comme le CAE, saisit avec exactitude cette valeur est essentiel alors que les réseaux électriques provinciaux partout au pays s'efforcent de répondre à la demande croissante.

Tel qu'il est généralement utilisé comme outil de filtrage, le CAE a une valeur limitée à moins d'incorporer des mesures supplémentaires pour faire une comparaison équitable. En fin de compte, bon nombre des installations hydroélectriques qui ont été construites au Canada ont aidé à intégrer des énergies renouvelables à faible coût dans les réseaux électriques provinciaux. Alors que la décarbonisation continue d'apporter plus d'électricité au réseau électrique et que des ressources plus variables sont construites, le besoin de puissance et de flexibilité de l'hydroélectricité continuera d'être un élément essentiel pour maintenir la fiabilité. La prise de décision sur les nouvelles ressources d'approvisionnement doit incorporer la gamme de besoins auxquels fait face un réseau électrique complexe et ne peut pas être réduite à une simple mesure financière simplifiée, comme le CAE.