

Régie  
de l'énergie

Québec 

# Intégration des BNÉ dans les décisions d'investissement

Rapport final

5 octobre 2022

 **dunsky**  
Énergie + Climat



ACCÉLÉRER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



ANALYSE + STRATÉGIE



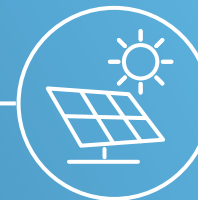
BÂTIMENTS



MOBILITÉ



INDUSTRIE



ÉNERGIE



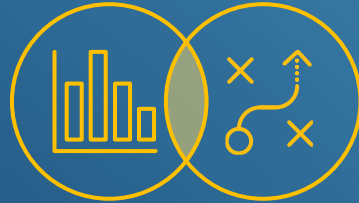
18 ans



50 professionnel.le.s  
dévoué.e.s



600+ projets dans  
30 provinces et états



ANALYSE + STRATÉGIE



BÂTIMENTS



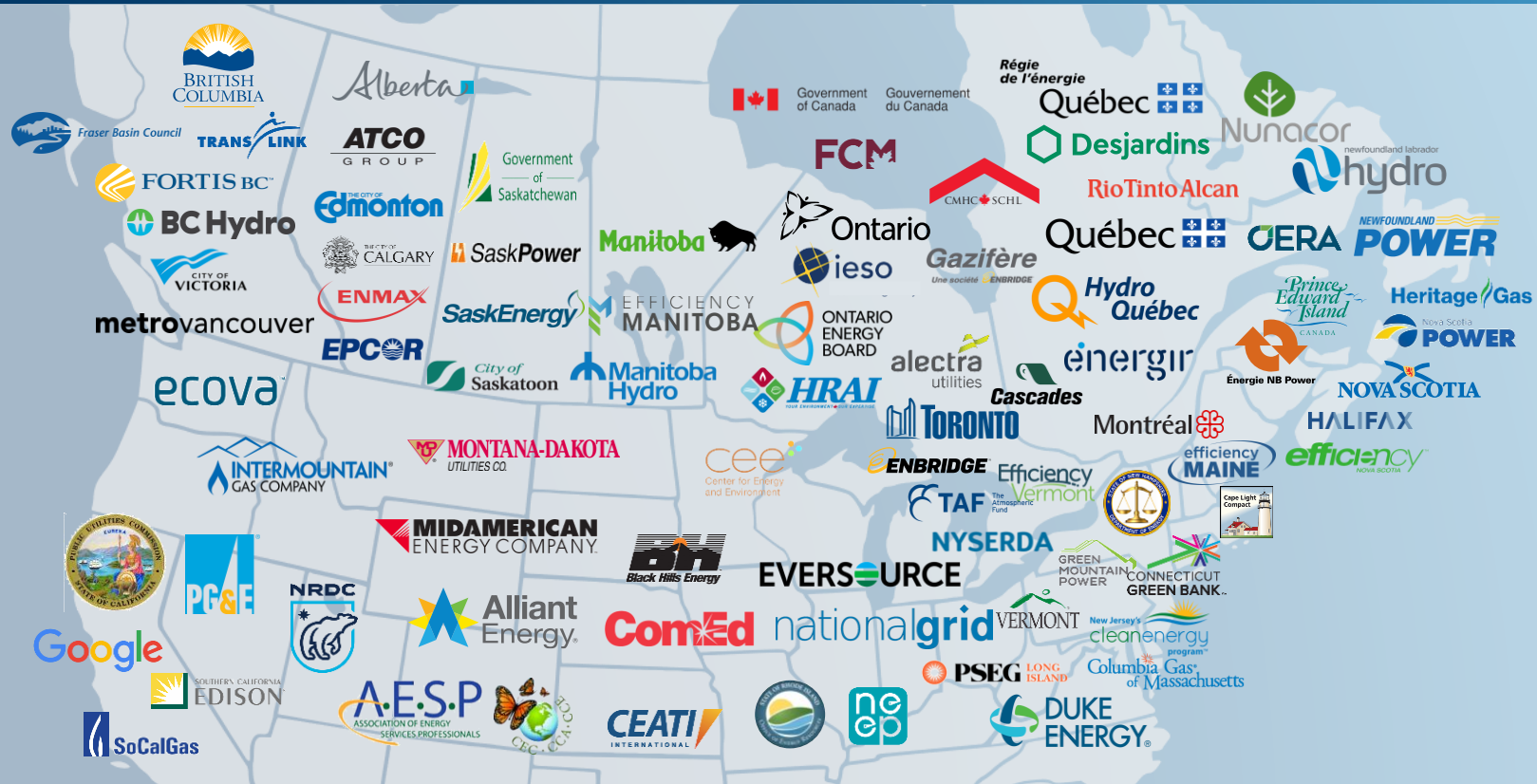
MOBILITÉ



INDUSTRIE



ÉNERGIE



# Table des matières

---

## 1. Contexte de l'étude

---

## 2. Méthodologie

---

## 3. Résumé du balisage

---

## 4. Options pour la Régie

---

## 5. Recommandation

---

# 1. Contexte de l'étude

---

# Historique et mandat

- En 2020, la Régie de l'énergie a lancé un chantier de réflexion visant à considérer si et comment les « bénéfices non énergétiques (BNÉ) » – **dont en premier lieu les enjeux climatiques** – devraient être intégrés au sein de ses analyses et décisions.
- Ce chantier a conduit à un premier rapport, réalisé par Dunsky, puis à la tenue d'un forum de discussion sur le sujet à l'automne 2021.
- La Régie souhaite maintenant adopter un **cadre méthodologique** permettant l'intégration de ces considérations (enjeux climatiques) lors de son analyse de **projets d'investissement proposés**.

*« Dans son plan stratégique 2020-2025, la Régie de l'énergie a adopté une nouvelle vision : Contribuer à la transition énergétique et être reconnue pour son expertise, son efficacité et la qualité de ses décisions. »*

*« Pour contribuer à la transition énergétique, la Régie devra prendre action particulièrement pour intégrer la valeur des réductions de GES et les cibles du gouvernement du Québec. »*

- Dunsky, 2021. « Bénéfices non énergétiques (BNÉ), Orientation sur la prise en compte dans la pratique réglementaire »

## De multiples BNÉ pourraient être considérés lors de l'analyse de projets d'investissement

Dans le cadre du mandat de la Régie de l'énergie, pour les dossiers d'investissement, les **BNÉ les plus pertinents** touchent principalement aux implications des projets pour les émissions globales de gaz à effet de serre (GES).

Le présent mandat se concentre donc sur la considération des GES dans l'analyse, en comparant comment les juridictions incluses dans le balisage considèrent non seulement ces GES, mais également l'environnement au sens plus large.

Il est à noter que plusieurs des BNÉ ci-contre font explicitement partie du mandat d'étude du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

## BNÉ sociétaux

Ces bénéfices peuvent aussi être considérés comme des externalités positives. Ils peuvent inclure, mais ne se limitent pas à des effets de:

- Santé publique et équité;
- Qualité de l'eau, quantité d'eau et qualité de l'air;
- Impacts sur l'environnement;
- Développement économique et emplois;
- Risques sociaux et sécurité énergétique;
- **Réduction des émissions de gaz à effet de serre et des risques liés aux changements climatiques.**

# Trajectoires de décarbonation

Les réseaux électriques et gaziers ont historiquement été planifiés et réglementés de manière distincte dans la plupart des juridictions, incluant au Québec.

À la lumière des trajectoires de réduction du Québec, une **vision holistique du potentiel de réduction** de GES est requise. Dans le cadre de l'analyse des projets d'investissement, deux constats ressortent :

1. **Électricité**: Bien que l'électricité québécoise soit à émissions quasi nulles, elle constitue le principal levier de décarbonation en substituant la consommation de combustibles fossiles grâce à l'électrification.
2. **Gaz naturel**: Le GNR a un rôle important à jouer, mais son potentiel technico-économique est limité alors que la demande pour d'autres formes de bioénergie est en croissance. De manière holistique, la décarbonation des usages requiert donc une diminution importante des volumes totaux de gaz distribués.

- Dunsky a produit une étude pour le MELCC qui éclaire les trajectoires de décarbonation de l'économie québécoise, révisée en 2021.
- Ces trajectoires montrent essentiellement 3 grandes transformations à l'horizon 2050:

1. **Réduction de la demande** totale en énergie (~25-40%)
2. **Hausse de la production d'énergie renouvelable** (~70%, surtout électrique)
3. **Substitution** des combustibles fossiles (~80%)

[Lien vers le rapport au MELCC](#)



## 2. Méthodologie

---

# Plan de travail

## 1. Balisage

Balisage des juridictions considérées comme meneurs en Amérique du Nord: **Ontario, Colombie-Britannique, Vermont, New York, Massachusetts, Colorado** et **Californie**.

## 2. Définition des options

En tenant compte à la fois de l'objectif visé, des pratiques ailleurs et des contraintes et pratiques actuelles de la Régie, des options préliminaires pour discussion ont été formulées et évaluées avec le Comité BNÉ de la Régie le 24 août.

## 3. Recommandations

Recommandations claires à la Régie quant aux ajustements à apporter au cadre actuel afin d'intégrer pleinement les BNÉ les plus pertinents, à savoir principalement les émissions de GES, pour les dossiers d'Investissement.

*Note: le présent mandat est limité à l'étude des BNÉ pour les dossiers d'investissement seulement. Ainsi, les recommandations présentées sont spécifiques aux dossiers d'investissements et ne sont pas nécessairement les solutions à mettre en place pour d'autres types de dossiers.*

# Intrants méthodologiques

## Balisage: 7 juridictions

- Ontario, Colombie-Britannique, Vermont, New York, Massachusetts, Colorado et Californie.

## Recherches documentaires

- Documents spécifiques aux 7 (+ Québec)
  - Lois et règlements, lignes directrices des régulateurs, décisions rendues et plan des distributeurs,
  - Documents envoyés par nos contacts.
- Documents généraux
  - Ex: NARUC - Comprehensive Electricity Planning Library, National Standard Practice Manual.

## Entrevues avec certains régulateurs

- **Ontario:** Ontario Energy Board
- **Colombie-Britannique:** British Columbia Utilities Commission

## Personnes contactées et/ou rencontrées dans le cadre du balisage

Type	Organisation	Nom	Titre	Date
Entrevue	<b>OEB</b>	Harneet Panesar	Chief Operating Officer	2022-07-28
Entrevue	<b>OEB</b>	Lawrie Gluck	Manager, Natural Gas Applications	2022-07-28
Entrevue	<b>OEB</b>	Alex Share	Manager, Generation & Transmission	2022-07-28
Entrevue	<b>OEB</b>	Valerie Bennett	Manager, Application Policy and Conservation	2022-08-11
Entrevue	<b>BCUC</b>	Nicola Simon	Facilities Director	2022-08-10
Entrevue	<b>BCUC</b>	Phil Stallard	Manager, Facilities and Planning	2022-08-10
Entrevue	<b>NARUC</b>	Jeff Loiter	Principal Researcher	2022-07-22
Documents reçus	<b>BCUC</b>	Jackie Ashley	Senior Regulatory Specialist	
Documents reçus	<b>VPUC</b>	Tom Knauer	Chief Economist and Policy Director,	
Discussion	<b>Régie de l'énergie</b>	Félix Turgeon	Directeur général, Planification et Réglementation	2022-07-26
Discussion	<b>Régie de l'énergie</b>	Georges Lambert	Spécialiste en régulation économique Réglementation gaz naturel	2022-07-26
Discussion	<b>Régie de l'énergie</b>	Comité BNÉ		2022-08-24

# 3. Résumé du balisage

---

**Exemples d'intégration des BNÉ dans  
l'analyse des projets d'investissement**

## Note importante

Les efforts visant à mieux aligner les méthodes et processus réglementaires avec les objectifs climatiques évoluent rapidement.

Plusieurs juridictions autres que les sept étudiées dans le cadre de ce mandat évaluent présentement leurs options, à l'instar du Québec.

# Principaux constats

**Quatre grands constats** se démarquent dans la façon dont les juridictions et approchent et prennent en compte les BNÉs et les externalités dans leur cadre d'analyse de projets d'investissements

## Planification intégrée des ressources

Les BNÉs sont souvent inclus **en amont** dans l'examen de la planification intégrée des ressources (PIR). Les résultats de la PIR sont pris en compte pour l'analyse des solutions alternatives du côté de la demande.

Cependant, la planification de la **décarbonation optimisée** (gaz naturel + électricité) est rare (CO, CA à venir).

Un coût social de GES et des BNÉs quantifiés sont généralement inclus pour la GAD et les REDs (ON, C-B, VT, NY, CO, CA).

## Alignement avec les objectifs de la juridiction

Certains régulateurs ont le mandat d'analyser le besoin des projets en tenant compte des **politiques énergétiques et climatiques** de la juridiction (C-B, MA, QC).

Le Colorado et le Massachusetts demandent aux distributeurs de GN de produire des **scénarios atteignant les cibles** de GES de l'État.

Certains considèrent l'impact des politiques climatiques **municipales**. (ON)

## Démonstration des solutions alternatives

La démonstration des **alternatives au projet** et des raisons de leur rejet doit être faite. La PIR est prise en compte lorsque disponible et permet de comparer les solutions sans nouvelles infrastructures tel que la GAD (ON, C-B, VT, MA, CO, CA)

Le Vermont doit déterminer que les besoins des consommateurs ne peuvent pas être comblés par l'efficacité énergétique.

## Emphase sur les distributeurs gaziers

La tendance récente montre que plusieurs juridictions se tournent en particulier vers les distributeurs gaziers.

Diverses options sont mises en place pour ces derniers, que ce soit en prescrivant des alternatives à évaluer (ON, C-B, VT, NY, CO), en demandant une planification à long terme alignée avec les cibles climatiques (C-B, VT, NY, MA, CO, CA), et/ou en réduisant progressivement la période d'amortissement des actifs gaziers (NY, CA).



## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Calcul de rentabilité**
  - **Test:** actualisation des coûts et bénéfices avec seuil  $IP > 1$
- **Autres considérations**
  - Analyse des **alternatives**: solutions alternatives dans la planification intégrée des ressources sont considérées pour les projets de gaz naturel
  - Analyse des impacts environnementaux dans le mandat de l'OEB. *(Ne semble toutefois pas être un élément décisionnel majeur dans les récentes décisions)*

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives et quantitatives**

Trois étapes à l'analyse de rentabilité des projets de transport de gaz

  1. Test économique avec  $IP > 1$
  2. Quantification d'autres facteurs d'intérêt public non considéré en
  3. Considérations qualitatives de facteur d'intérêt public non quantifiable
- **GAD**: considérations **quantitatives**
  - Coûts évités de GES + ajout générique 15% pour BNÉs (GN et élect.)

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 92 % sans émissions
  - GN: 67% du chauffage résidentiel
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - Réduction des GES de 37% d'ici 2030 et de 80% d'ici 2050 par rapport à 1990
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **en cours**
  - Scénarios d'électrification: **non**
  - Décarbonation optimisée: **non\***
- **Récemment:**
  - Décision EB-2020-0293: refus du remplacement du pipeline Ottawa Nord
    - \* *Questionnement sur le besoin du projet étant donné le plan climat d'Ottawa*
    - *Pas de planification intégrée*
    - *Rénovation de la conduite de gaz serait moins dispendieuse*

## Examen des solutions alternatives

Faire la démonstration que toutes les solutions potentielles ont été envisagées incluant les solutions sans conduite ou ligne électrique (non pipe alternative), les alternatives du côté de la demande dans la planification intégrée des ressources.

## Tests économiques utilisés

- **Expansion du réseau de distribution** ([E.B.O 188](#))
  - Actualisation des coûts et bénéfices avec un indice de profitabilité d'au moins 1.

- **Expansion du réseau de transmission** ([E.B.O 134](#))

À la différence de la méthode employée pour les investissements dans le réseau de distribution, les projets de transmission font l'objet d'une analyse économique en trois étapes:

- Étape 1: test DCF identique à celui utilisé pour les projets de distribution
- Étape 2: quantification d'autres facteurs d'intérêt public non inclus à l'étape 1. Cette étape vise à évaluer si le projet augmente le bien être collectif sans trop affecter certains groupes. La faisabilité économique doit être évaluée
  - *Bénéfices pour la communauté, Bénéfices pour le distributeur, Sécurité énergétique, choix du trajet, **Impacts environnementaux, politiques du gouvernement**, autres.*
- Étape 3: considérer d'autres facteurs avec des coûts et bénéfices non quantifiables

## Planification intégrée des ressources – gaz naturel\*

Pour évaluer la rentabilité économique de plusieurs plans intégrés des ressources, Enbridge Gas doit utiliser un « Discounted Cash Flow-plus test » (DCF+) en trois étapes:

1. Analyse coûts bénéfiques selon la perspective du distributeur
2. Analyse coût bénéfiques selon la perspective des consommateur incluant les coûts évités de GES (*La valeur des GES est celle du Fédéral*)
3. Analyse qualitative des autres coûts et bénéfices non quantifiables

Les trois étapes sont utilisées pour évaluer la rentabilité économique du projet. Néanmoins, une plus grande importance est accordée à l'étape 1.

\* L'OEB est uniquement responsable du transport et distribution du gaz naturel et de la distribution d'électricité. L'IESO est responsable de la supervision du processus de planification intégrée des ressources électriques.

<https://www.oeb.ca/sites/default/files/Integrated-Resource-Planning-Framework-IRP-EGI-20210722.pdf>





## Analyse des impacts environnementaux

Une étude d'impacts doit être soumise avec les projets d'investissements de gaz naturel et être préparée selon [les lignes directrices environnementales établies par l'OEB](#). L'étude doit identifier entre autres les impacts environnementaux, sociaux et sur l'utilisation du territoire et comment ces impacts seront atténués ([section 4.3.9](#)). De leur côté, les projets électriques doivent soumettre une évaluation environnementale qui est revue par le Ministère de l'environnement, de la conservation et des parcs de l'Ontario seulement.

Dans le cadre d'analyse des investissements pour des conduites de gaz naturel, tout apport de l'Ontario Pipeline Coordinating Committee (OPCC) est considéré.

L'OPCC est composée d'un membre de l'OEB et des représentants des ministères de l'Ontario. Elle révisé les études d'impacts environnementaux et soulève des préoccupations sur les projets sujets à une approbation de la part de l'OEB.

## Trajet et des formulaires d'accord avec les propriétaires fonciers

Pour les investissements en gaz naturel et dans les infrastructures de transmission d'électricité, l'article 94 de l'*OEB Act* requiert que les promoteurs soumettent une carte indiquant l'emplacement des installations proposées.

De plus, les demandes de projets doivent soumettre des copies des contrats d'utilisation des terres signés avec les propriétaires fonciers qui seront affectés par le projet. <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Selon l'article 97 de l'*OEB Act*, l'OEB doit s'assurer que tous les propriétaires touchés ont signé une entente avec le promoteur.

## Au Québec: le Bureau d'audience publique sur l'environnement du Québec

Contrairement à l'Ontario, au Québec le BAPE est l'entité responsable de l'analyse des projets, et compte parmi ses responsabilités l'analyse voire la révision des trajets des projets énergétiques d'envergure proposés.

Le BAPE est un organisme gouvernemental impartial relevant du MELCC ayant pour rôle d'informer et consulter la population, enquêter sur des dossiers lui étant confiés et transmettre au ministère des analyses et avis selon les principes du développement durable.

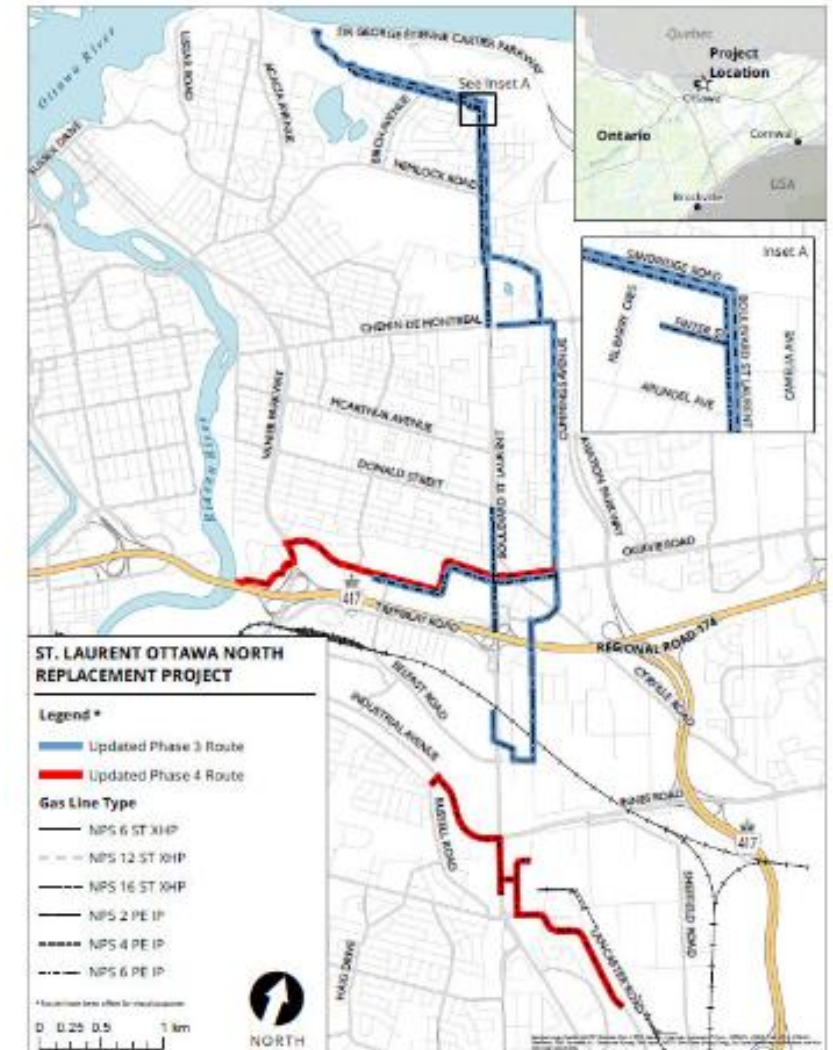
Les projets de lignes électriques et de conduite de gaz naturel de plus de 2km sont soumis selon le *Règlement Q-2, r.23.1 (Annexe 1)* à la Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement (PÉEEIE) prévue à la sous-section 4 de la section II du chapitre IV du titre I de la *Loi sur la qualité de l'environnement* qui inclut un volet de participation publique sous l'égide du BAPE.



En juin 2022, l'OEB a **refusé** une demande d'investissement d'Enbridge Gas pour les phases 3 et 4 du remplacement de la conduite de gaz Saint-Laurent.

Dans sa décision, l'OEB juge entre autres que:

- D'autres **solutions sont plus rentables** comme la rénovation de la conduite existante,
- Enbridge n'a pu faire la démonstration de l'urgence du projet pour combler des besoins sur le réseau d'ici les trois prochaines années, ce qui l'aurait empêché de faire une **planification intégrée des ressources** pour analyser les alternatives, <sup>1</sup>
- La ville d'Ottawa a démontré que son plan de transition énergétique (Energy Evolution Plan) contribuerait à diminuer la demande en gaz naturel et qu'une planification intégrée des ressources permettrait de valider la **compatibilité du projet** avec les objectifs de la municipalité.



<sup>1</sup> Dans une décision rendue le 22 juillet 2021, l'OEB établit de nouvelles directives pour la réalisation d'une planification intégrée des ressources (PIR) d'Enbridge. Dans cette décision, un premier cadre est établi pour guider Enbridge dans la réalisation de sa PIR. Ce cadre dicte au distributeur d'établir une PIR pour identifier les alternatives réseau à moins que le projet vienne combler des besoins d'infrastructure nécessaires d'ici les trois prochaines années. <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/720232/File/document>



## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives
- **Autres considérations**
  - « Prescribed Undertaking »: amendement à l'approbation BCUC pour certains projets réduisant les GES et peuvent recouvrir les coûts à travers les tarifs.
  - Modélisation de scénarios énergétique pour la PIR par la BCUC

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives**
  - Démonstration de **comment le projet est aligné** et permet de progresser vers les **objectifs énergétiques** du *Clean Energy Act - Part 1* et plafond GES (à venir)
  - Dans l'examen des solutions alternatives, tous les coûts et bénéfices, incluant une description des éléments non quantifiable doivent être présentés
  - La BCUC recommande aux distributeurs de prendre en compte de façon raisonnable les externalités dans leur test pour les projets d'extension

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 95% sans émissions
  - GN: 58% du chauffage résidentiel
- **Politiques** énergétiques et climatiques: *16 objectifs se résumant à*
  - Réduction des GES de 80% d'ici 2050 par rapport à 2007 et encourager les communautés dans cette voie
  - Maintenir des tarifs compétitifs
  - Favoriser l'ÉE et réduire de 66% la demande d'électricité d'ici 2020 et encourager la substitution (GES)
  - Maximiser la valeur des actifs de production, transmission et distribution
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **en cours**
  - Scénarios d'électrification: **oui**
  - Décarbonation optimisée: **oui**



Pour approuver un projet d'investissement, la commission de la C-B (BCUC) doit émettre un certificat attestant du **besoin** et de la **nécessité publique** du projet. L'évaluation du projet se fait sur plusieurs aspects, soit la justification et la démonstration du besoin du projet, l'analyse des coûts et bénéfices totaux et les alternatives aux projets. Pour juger de l'intérêt public du projet, la BCUC doit prendre en considération:

- **Les objectifs énergétiques de la province.** Ces objectifs peuvent être résumés par:
  - De mettre en place des mesures d'**efficacité énergétique** pour réduire la hausse de la demande prévue
  - D'atteindre un niveau de 93% d'électricité de source renouvelable et de bâtir l'infrastructure conséquente
  - D'assurer que les **tarifs** sont parmi les plus **compétitifs** en Amérique du Nord
  - **Réduire les émissions de GES** selon les cibles établies par le gouvernement
  - D'encourager la **substitution de carburant** pour réduire les GES
- Le plus récent plan d'approvisionnement à long terme du distributeur et la pertinence du projet selon la **planification intégrée des ressources** sont analysée.

## Évolution du mandat de la BCUC – plafond pour les émissions de GN (à venir)

Le plan climatique de la province, le CleanBC Roadmap to 2030, mentionne qu'un plafond sur les émissions de GES sera mise en place, affectant les distributeurs de GN. La BCUC aura pour mandat de revoir les **investissements** des distributeurs de GN pour s'assurer qu'ils sont **cohérents** avec le **plafond d'émissions** tout en assurant des tarifs abordables.



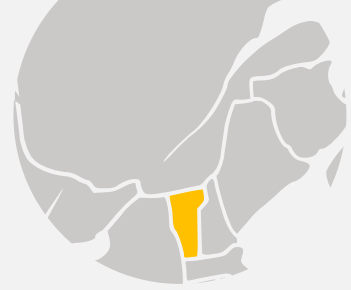
Dans le but de **guider la BCUC dans son processus de révision des PIR développées** par les distributeurs sous l'optique des objectifs de réduction des GES du gouvernement dans le [CleanBC Plan](#), les membres de la BCUC ont proposé le 3 décembre 2021, dans une procédure pour information seulement, six cas énergétiques<sup>1</sup> illustratifs pour atteindre les cibles d'émissions de GES, axés sur **deux types de scénarios**:

- Un **scénario diversifié**: maintient une part importante de l'infrastructure gazière existante, se concentre sur l'efficacité énergétique (GN et élect.), inclut le déploiement du GNR et une part d'électrification.
- Un **scénario d'électrification**: se concentre sur l'efficacité énergétique et met l'accent sur l'électrification pour le chauffage (eau et espaces), les procédés industriels et le transport.

Afin de ne pas retarder l'analyse des PIR, et étant donné que ces PIR contiennent des scénarios analogues à ceux proposés par BCUC (autant pour BC Hydro que Fortis BC), ces derniers [se sont plutôt entendus en janvier 2022](#) pour conserver les scénarios des PIR, mais de plutôt échanger entre distributeurs les hypothèses et intrants derrière ces scénarios. Ainsi, BC Hydro produira des projections de demande d'électricité d'après les scénarios de demande de gaz naturel de Fortis BC, et ce dernier produira des projections de demande de gaz naturel d'après les scénarios de BC Hydro.

Ce travail a été effectué avec quelques itérations [au printemps](#) et à [l'été 2022](#), permettant une réduction des silos énergétiques et un alignement des distributeurs envers les trajectoires de décarbonation de la Colombie-Britannique.

<sup>1</sup> [Lien vers la demande de la BCUC aux distributeurs.](#)



## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives
- **Autres considérations**
  - Besoin du projet et alternatives: Le projet doit être cohérent avec la planification des ressources au moindre coûts et les besoins doivent ne pas pouvoir être comblés par l'ÉE.
  - Alternative Regulation Plan: modèle de révision des tarifs sans procédure traditionnelle pour certaines dépenses. Encourage les distributeurs vers l'innovation et l'atteinte des objectifs énergétiques de l'État.

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives**
  - Les impacts environnementaux sont évalués dans l'analyse des alternatives. Ceux-ci sont considérés dans la planification intégrée des ressources.
- **GAD**: considérations **quantitatives** (Électricité et GN)
  - Ajout générique 15% pour BNÉs (+ 15% supp. pour ménages à faibles revenus)

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 94% sans émission
  - GN: 23% du chauffage résidentiel
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - Réduction des GES de 40% d'ici 2030 et 80% d'ici 2050 (vs 1990)
  - 45% de ressources renouvelables d'ici 2035 et 90% d'ici 2050
  - L'utilisation d'un coût social du carbone à l'étude pour le prochain plan climat (124\$/tonne, 2%)
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **oui**
  - Scénarios d'électrification: **non**
  - Décarbonation optimisée: **non**
- **Récemment**:
  - Décision: No. 19-3529-PET
    - *Démonstration de l'alignement du plan avec objectifs GES Vermont*



La réglementation alternative est un modèle qui permet de revoir les dépenses des distributeurs à une fréquence plus élevée **sans suivre les procédures traditionnelles tarifaires**. Les distributeurs peuvent soumettre des plans de réglementation alternative visant à établir de quelle façon les tarifs seront réglementés pour certains produits et services pendant la durée du plan. Le plan doit être révisé et approuvé par la commission selon plusieurs éléments dont:

- Le plan établit un incitatif clair pour fournir l'énergie au moindre coût aux clients,
- Le plan encourage et offre des incitatifs pour l'innovation et contribue à la progression des objectifs énergétiques de l'État notamment les cibles d'énergies renouvelables,
- Les estimations de coûts présentés pour les améliorations et l'expansion des infrastructures sont **cohérentes** avec les principes de la **planification intégrée des ressources**;
  - Les coûts économiques dans la PIR sont évalués en tenant compte lorsque possible de **l'inventaire de GES** produit, de la **progression de l'État dans l'atteinte de ces cibles de réduction de GES** et la valeur des **risques financiers associés aux émissions de GES** pour identifier un portfolio de ressources au moindre coût.





## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives
  - T&D électrique: la rentabilité est évaluée dans un processus de modélisation de l'expansion de la capacité du réseau pour atteindre les cibles climatiques.

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives** et **quantitatives**
  - La commission est tenue de déterminer que la construction d'une ligne de transport de gaz ou électrique minimisera ou évitera, dans toute la mesure du possible, les impacts environnementaux négatifs.
  - Le NYISO propose d'inclure un coût social dans le prix de marché de l'électricité
- **GAD**: considérations **quantitatives**
  - Test du coût social avec coûts dommages environnementaux CO2 soit la différence entre coût social IWG <sup>1</sup> et celui du marché RGGI <sup>2</sup> (IWG: 51\$ avec taux 3% (2016), RGGI: 13\$ 2021)

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 47% sans émissions
  - GN: 59% des besoins de chauffage
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - 100% de production d'électricité de source renouvelable d'ici 2040
  - Réduction des GES de 40% d'ici 2030 et 85% d'ici 2050 (vs 1990)
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **en cours**
  - Scénarios d'électrification: **Oui**, pour la Long Island Power Authority
  - Décarbonation optimisée: **non**
- **Récemment**:
  -  Cas 20-E-0197: Cadre d'analyse pour la planification du réseau électrique
  -  Cas 20-G-0131: Planification du GN
  - [Reforming Energy Vision Proceeding](#)

<sup>1</sup> IWG signifie Interagency Working Group on Social Cost of Carbon

<sup>2</sup> Regional Greenhouse Gas Initiative





Le Accelerated Renewable Energy Growth and Community Benefit Act , réglementation conjointe au Climate Leadership and Community Protection Act (CLCPA), dicte au Public Service Commission (PSC) de prendre des actions pour s'assurer que le réseau électrique permettra de supporter les objectifs climatiques établis par le CLCPA.

## **Cadre d'analyse de rentabilité - transmission et distribution électrique**

Depuis 2022, une nouvelle méthodologie est utilisée pour évaluer la rentabilité des projets de T&D locaux. Une analyse des coûts-bénéfice basée sur une modélisation de la capacité électrique à être ajoutée pour atteindre les objectifs du CLCPA doit être effectuée. L'approche inclut une modélisation des investissements requis selon les prévisions de demandes et de coûts pour distribuer de l'électricité de source renouvelable au moindre coût. Les investissements doivent permettre d'atteindre 70% de production d'énergie de source renouvelable d'ici 2030. Les projets analysés comprennent la construction de lignes de transmission et de distribution, de sous-stations, la reconstruction de lignes et sous-stations et l'installation de transformateurs supplémentaires.

## **Planification des investissements en distribution – gaz naturel**

À compter de 2022, les distributeurs locaux devront soumettre un plan de distribution à long terme incluant plusieurs scénarios pour répondre à la demande. Ces plans devront être déposés tous les trois ans et doivent être mis à jour annuellement. Tous les plans devront présenter entre autres;

- Au moins un scénario dans lequel aucune nouvelle infrastructure de gaz naturel n'est mise en place,
- Les émissions de GES quantifiées pour chaque scénario,
- Des projections détaillées de la demande et de l'offre.




## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives seulement
- **Autres considérations**
  - Les objectifs climatiques et énergétiques sont pris en compte dans les décisions
  - Révision de la planification à long terme des distributeurs de gaz

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives**
  - Les impacts sur la qualité de l'air sont revus dans l'analyse des impacts environnementaux du projet et des coûts d'atténuation de ces impacts.
- **GAD**: considérations **quantitatives**
  - Demande l'utilisation du TCTR incluant un coût social évité de GES 128\$/tonne, sauf pour les cas de conversion à un combustible fossile.
    - *Des BNÉs selon la perspective du participant et du système énergétique peuvent être quantifiés et inclus.*

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: Production à 46% et consommation à 53% zéro émission
  - GN: 46% du chauffage résidentiel
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - 100% de production d'électricité de source renouvelable d'ici 2040
  - Réduction des GES de 20% en 2030 et 80% d'ici 2050 par rapport à 1990
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **oui**
  - Scénarios d'électrification: **oui**
  - Décarbonation optimisée: **non**
- **Récemment**:
  - Décisions: EFSB 18-04, exemple de décision considérant objectifs climatiques
  -  Décision D.P.U. 20-80: rôle des distributeurs de GN pour l'atteinte des objectifs climatiques



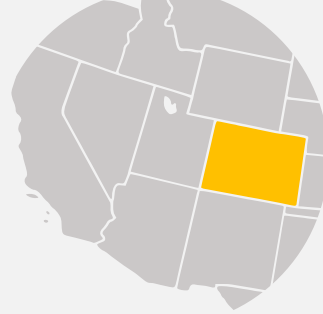
Le Department of Public Utilities (DPU) a ouvert une enquête sur le futur du GN dans l'État (D.P.U. 20-80). Cette enquête exige que **les distributeurs de GN préparent des trajectoires alignées avec l'objectif net zéro** de l'État.

Les distributeurs doivent engager des consultants indépendants qui examinent des scénarios et stratégies pour l'industrie du GN. Dans le processus, les consultants doivent:

1. Faire la prévision et quantification des coûts des réductions de GES à l'échelle de l'État pour la transition du système de gaz naturel:
  - Discussion des mécanismes, méthodologies et politiques pour recouvrement des coûts de la transition
  - Coûts d'atténuation et impacts sur les consommateurs, entre autres les ménages à faibles revenus
  - Quantification de stratégies d'électrification
    - Les détails des hypothèses liées au calcul des réductions d'émissions doivent être présentés
2. Présenter des facteurs qualitatifs sur les impacts sur la santé publique, l'économie, l'équité, le « timing » et les réductions de GES,
3. Formuler des recommandations sur les façons de réduire les GES sur les ventes et la distribution du GN pour atteindre les objectifs climatiques.

En mars 2022, les distributeurs de GN ont présenté un rapport avec **8 trajectoires de décarbonation différentes** permettant d'atteindre la cible de réduction de GES de l'état en 2030, 2040 et 2050 mettant de l'avant l'électrification des bâtiments, l'efficacité énergétique, la production d'électricité de source renouvelable et le GNR. De plus, les trajectoires de décarbonation utilisant stratégiquement les infrastructures de gaz existantes aux côtés et à l'appui de l'électrification sont celles qui présenteraient le moins de défis.

Le rapport des distributeurs souligne aussi le besoin de nouvelles stratégies de soutien réglementaire pour minimiser les impacts sur les coûts supportés par les consommateurs selon les différentes trajectoires qui seront mise de l'avant.



## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives seulement
- **Autres considérations**
  - Les distributeurs doivent soumettre leur planification intégrée des ressources avec leur demande de projet qui incluant un coût social du carbone

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements**: considérations **qualitatives** (*quantitatif en amont*)
  - Depuis 2022, les distributeurs de GN doivent produire un « **Clean Heat Plan** » qui inclut des scénarios de réduction des émissions pour atteindre les cibles
- **GAD**: considérations **quantitatives**
  - Les distributeurs d'électricité doivent produire une **planification intégrée des ressources** qui inclut un **coût social d'émissions de GES** équivalent au plus récent estimé du gouvernement fédéral (46\$/tonne, 3%)

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 33% sans émissions
  - GN: 68% du chauffage résidentiel
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - Réduction de 50% des émissions de CO2 d'ici 2030 et 90% d'ici 2050 par rapport à 2005
  - Baisse émissions GES distributeurs de GN de 4% d'ici 2025 et de 22% d'ici 2030 par rapport à 2015
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **oui**
  - Scénarios d'électrification: **oui**
  - Décarbonation optimisée: **non**
- **Récemment**:
  - Le *Senate Bill 21-264*: mise en place de « Clean Heat Plans » pour les distributeurs de GN visant à réduire les émissions de GES.

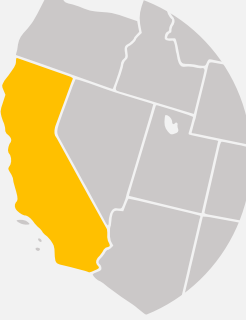
En 2021, le gouverneur du Colorado a signé un projet de loi exigeant les distributeurs de GN avec plus de 90 000 clients à déposer un « Clean Heat Plan » auprès du Colorado Public Utilities Commission (PUC) démontrant comment ils utiliseront des ressources « plus propres » pour le chauffage pour atteindre les objectifs de réduction des GES établis par le *Clean Heat Act* (réduction 4% GES en 2025 et 22% en 2030). Ces ressources sont l'efficacité énergétique, le captage des émissions de méthane, l'électrification et l'hydrogène vert. Un plafond de coût équivalent à 2,5% de la facture annuelle de tous les clients réguliers est en vigueur.

Chaque Clean Heat Plan doit adresser ces **deux scénarios**:

1. Utilisation maximum d'énergie de source renouvelable en respectant le plafond de coût mais n'atteignant pas nécessairement les objectifs de réduction de GES (doit avoir diminution globale des émissions méthane)
2. Atteinte des objectifs de réduction avec des ressources de chaleur propres, mais qui dépasse le plafond de coûts

Lorsqu'elle approuve un « Clean Heat Plan », la PUC doit tenir compte d'un test qui inclut le coût social du carbone. La PUC s'assure aussi que le plan est dans l'intérêt public en analysant l'utilisation des ressources utilisées, des impacts sur la qualité de l'air, les bénéfices de santé et environnementaux, la fiabilité et les coûts du plan et l'impact et les communautés historiquement affectées par la pollution.


Les directives finales sur la préparation des plans seront annoncées en décembre 2022 et le premier « Clean Heat Plan » sera soumis par Xcel Energy le 1<sup>er</sup> août 2023 et revu par le PUC ensuite. Cette révision guidera l'élaboration des plans des autres distributeurs de gaz naturel.



## Cadre d'analyse des projets d'investissement

- **Analyse de rentabilité**
  - Révision des estimations des coûts du projet et des solutions alternatives
  - Dans l'analyse du besoin du projet, les résultats de la planification intégrée des ressources au moindre coût incluant des coûts et un plafond de GES sont analysés
- **Autres considérations**
  - Les demandes doivent détailler les impacts environnementaux potentiels du projet dans le contexte de l'objectif de réduction des GES et de carboneutralité de l'État.

## Considération des BNÉ et externalités

- **Investissements:** considérations **qualitatives**
  - Les impacts environnementaux dont les émissions de GES sont analysées lors de l'examen de la conformité du projet avec le *California Environmental Quality Act*
  -  Senate Bill (SB) 350: exige de produire une PIR pour atteindre des cibles climat
- **GAD:** considérations **quantitatives**
  - Le test du coût social est utilisé incluant un coût GES + BNÉs quantifiés.

## Contexte local

- **Portrait énergétique**
  - Électricité: 57% sans émissions
  - GN: 38% des besoins de chauffage
- **Politiques** énergétiques et climatiques
  - Net Zero d'ici 2045
  - Électricité 100% renouvelable d'ici 2045
- **Planification intégrée (PIR)**
  - GN planification long terme: **en cours**
  - Scénarios d'électrification: **non**
  - Décarbonation optimisée: **à venir**, intégration des PIR électricité et GN
- **Récemment:**
  -  Senate Bill (SB) 350: demande aux distributeurs d'énergie de soumettre une PIR permettant d'atteindre les objectifs climatiques.



Le *Senate Bill (SB) 350 (de León, Chapter 547, 2015)* impose à la California Public Utilities Commission (CPUC) d'axer ses décisions en matière d'approvisionnement énergétique sur la réduction des émissions de GES de 40 % d'ici 2030, notamment en s'efforçant d'obtenir au moins 50 % d'énergies renouvelables, de doubler l'efficacité énergétique et de promouvoir l'électrification des transports. Cette réglementation ordonne aussi aux distributeurs de développer et soumettre des planifications intégrées des ressources décrivant comment ils répondront à la demande des consommateurs, réduire les émissions de GES et augmenter la production d'énergie renouvelable.

## **Planification intégrée des ressources du réseau électrique**

La CPUC identifie un portfolio de nouvelles ressources et de ressources existantes (portfolio de référence) permettant d'atteindre les objectifs de réduction de GES de l'État (contrainte dans le modèle). Les distributeurs doivent ensuite produire une PIR individuelle avec des scénarios pour répondre aux besoins du portfolio de référence au moindre coût. Le test du coût social est utilisé incluant un coût social du carbone (un 53\$/tonne et un à 155\$/tonne), un ajout pour la qualité de l'air (BNÉ santé: 6\$/MWh), ajout pour fuites de méthane (2,3% fuites multiplié par le coût social établi), taux d'actualisation social. La CPUC collecte ensuite les plans des distributeurs et s'assure que les objectifs établis seront atteints.

## **Changements à venir dans la planification du gaz naturel**

Depuis 2020, la CPUC est en processus pour revoir la planification à long terme du gaz naturel en Californie. La planification vise à balancer les impacts de la réduction de la demande de GN sur le réseau.

Les distributeurs de GN devront produire des scénarios de prévision de la demande et la CPUC évaluera comment la réduction de la demande impliquera des changements dans la réglementation notamment sur la durée de vie des actifs pour assurer une juste allocation des coûts et atténuer la perte de valeur des actifs.

# 4. Options pour la Régie

---



# Degrés de considération

**Avant de soupeser des différentes *manières* d'inclure les BNÉ dans l'analyse des projets, il existe divers *degrés* de considération:**

**En amont:** Évaluer lors de l'analyse des plans intégrés, ou analyse simplifiée pour certains projets

- *Colombie-Britannique: Fardeau administratif réduit pour électrification, recharge de VÉ, gaz synthétique, etc*

**Alternatives:** Comparer aux projets alternatifs, certains pouvant être prescrits

- *Ontario: analyse quantitative des options sans conduite de gaz ou ligne électrique et options côté demande*
- *New York: au moins un scénario sans nouvelle infrastructure pour répondre à la demande*

**Analyses de sensibilité:** calculs dont les intrants varient selon divers scénarios

- *Colorado: PIR selon 2 scénarios: atteinte des cibles de réduction GES, ou maximum selon plafond de coûts.*

**Tests économiques:** Tests de rentabilité intégrant directement/indirectement les GES

- *Ontario: test DCF+ en trois phases incluant les coûts des GES et des BNÉs quantifiés*
- *New York: un scénario du test dans lequel la valeur totale des nouvelles infra gaz serait dépréciée d'ici 2050*

## Application de tests non-économiques

### Test d'alignement

par rapport aux:

- Politiques
- Cibles
- Trajectoires d'émission

### Impact GES

qualitatif: évaluer si l'impact est:

- Négatif
- Positif
- Neutre

### Impact GES

quantitatif:

- GES émis et évités
- Vision holistique (électrification)

## Intégration aux tests économiques

### Valeur des GES émis / évités

- Prix marché
- Coût marginal
- Coût social

### Indirectement

- Amortissement
- Horizon de revenus
- Volumes de vente
- Clients: période d'acquisition

# Tests non-économiques

## Application de tests non-économiques

### Test d'alignement

Impact GES qualitatif

Impact GES quantitatif

## Intégration aux tests économiques

Valeur des GES évités

Indirectement

Dans l'analyse d'un projet d'investissement, un test d'alignement permet d'évaluer qualitativement ou quantitativement si un projet est aligné avec les:

- **Politiques énergétiques ou climatiques;**
- **Cibles climatiques** à moyen ou long terme (p.ex. 2030, 2050);
- **Trajectoires d'émission** modélisées pour une juridiction ou un secteur (p.ex. bâtiments).

Il s'agit alors de démontrer que le projet est **cohérent** avec par exemple les cibles climatiques, soit **qu'il n'augmente pas inutilement les coûts de la décarbonation**, en considérant les alternatives.

Ces éléments peuvent être autant provinciaux, que municipaux.  
(ex: plan climat d'Ottawa considéré par l'OEB)

### Application de tests non-économiques

### Intégration aux tests économiques

Test d'alignement

Impact GES  
qualitatifImpact GES  
quantitatifValeur des  
GES évités

Indirectement

L'impact environnemental du projet en termes d'émissions de GES peut être évalué autant de manière qualitative que quantitative.

Une **évaluation qualitative** permet d'estimer si l'impact du projet en termes de GES sera positif, négatif, ou neutre (C-B, VT, NY, MA, CO, CA). Il est également possible de **quantifier l'impact** du projet afin d'identifier ceux qui sont particulièrement porteurs ou néfastes (ON).

Le résultat peut être utilisé dans l'analyse de diverses manières, par exemple:

- **En agissant comme filtre** dès les premières phases de l'analyse (projets à impact négatif refusés),
- En agissant comme élément additionnel pour les projets dont le test de rentabilité est près du seuil;
  - Accepter des projets à impact GES positif dont la rentabilité est légèrement sous le seuil;
  - Refuser des projets à impact GES négatif dont la rentabilité est légèrement au-dessus du seuil.

# Tests économiques

## Application de tests non-économiques

## Intégration aux tests économiques

Test d'alignement

Impact GES  
qualitatif

Impact GES  
quantitatif

**Valeur des  
GES évités**

Indirectement

Pour évaluer la valeur des GES émis/évités, il faut multiplier l'impact GES à une valeur unitaire (\$/tonne). Trois types de valeur sont utilisées par différentes juridictions:

- **Prix de marché**
  - Marché carbone (SPEDE au QC, taxe carbone C-B, New York 13\$/tonne (RGGI- 2021))
- **Coût marginal**
  - Coût marginal projeté pour atteindre les cibles (Québec: Étude Trajectoires d'émissions pour le MELCC)
- **Coût social**
  - Colorado: minimum 46\$/tonne avec un taux d'actualisation de 3% (Colo. Sen. Bill 19-236)
  - New York: 51\$/tonne avec un taux d'actualisation de 3% (coût du Interagency Working Group – 2016)
  - Massachusetts: 128\$/tonne
  - Californie: 53 à 155\$/tonne avec un taux d'actualisation de 3% (PIR électrique)
  - *Revue Nature 2022*: 185\$/tonne avec un taux d'actualisation de 2%

# Tests économiques

## Application de tests non-économiques

## Intégration aux tests économiques

Test d'alignement

Impact GES  
qualitatif

Impact GES  
quantitatif

Valeur des  
GES évités

**Indirectement**

Divers éléments peuvent être utilisés pour considérer indirectement la transition climatique dans le calcul de rentabilité lors de l'analyse de projets d'investissement:

- **Amortissement**
  - New York: scénario avec dépréciation complète des infrastructures de GN d'ici 2050
- **Horizon de revenus**
  - New York: scénario avec la perte de 50% des consommateurs d'ici 2040 et la perte de 90% en 2050
- **Volumes de vente**
  - Demander des planifications à long terme récentes, incluant des scénarios d'électrification (ex: biénergie)
- **Période d'acquisition des clients:**
  - Ontario: période d'ajout de consommateurs de 10 ans pour les investissements en distribution GN. Logique similaire pourrait être appliquée aux investissements en GNR ou transport électrique.

# Aller plus loin

Au-delà de l'intégration des BNÉ dans l'analyse des projets d'investissement par leur intégration aux tests économiques et/ou l'application de tests non- économiques, **la considération des GES pourrait être élargie:**

## **Exiger une planification énergétique** intégrée et à long terme combinant toutes formes d'énergie

Vision holistique du rôle de chaque source, incluant la réduction des demandes, l'efficacité énergétique, la gestion de la pointe, et la substitution énergétique.

## **Modifier le mandat de la Régie:** objectif explicite de l'atteinte des objectifs climatiques au moindre coût sociétal

Ajouter l'atteinte des cibles d'émissions aux objectifs historiques, de sorte que la mission fondamentale de la Régie devient d'assurer la fiabilité *et l'atteinte des cibles GES* au plus bas coût raisonnable.

# 5. Recommendation

---



# Sommaire en trois temps

**Notre recommandation se décline en trois temps**, chacune étant détaillée aux pages suivantes:

- 1. Recommandation principale: Test d'alignement**  
*Réponse au processus de réflexion actuel*
- 2. À moyen terme: Planification intégrée en amont**  
*Comment optimiser la transition climatique et simplifier le fardeau administratif*
- 3. À très court terme: Réduire les silos énergétiques**  
*Pour avancer dès maintenant*

## Autres BNÉ à considérer

Les BNÉ les plus pertinents varient selon le dossier: pour la GAD, les BNÉ participants sont les plus importants, alors que les dossiers d'investissement touchent principalement aux GES.

Tel que mentionné à l'étape du Contexte, dans le cadre du mandat de la Régie et de la présente étude, nos recommandations se concentrent donc sur les GES.

Bien qu'un projet d'investissement puisse avoir de nombreuses externalités ou BNÉ, plusieurs se situent de manière locale et sont reliés au tracé ou à la conception même du projet. Nous estimons que ces considérations devraient être traitées au BAPE.

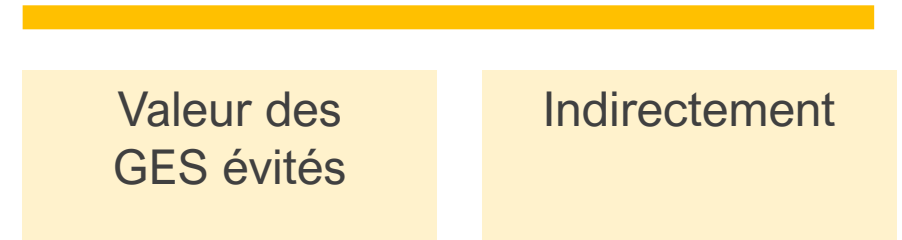
# 1. Test d'alignement avec les cibles climatiques

## Application de tests non-économiques



L'objectif est d'ajouter une considération première, soit l'atteinte des cibles climatiques, et en second lieu le test économique.

## Intégration aux tests économiques



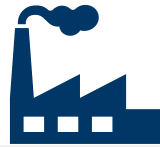
*Inclusion à travers des scénarios et analyses de sensibilité*

Présenter une démonstration quantitative que l'investissement permet d'atteindre les cibles climatiques du Québec, et ce, au plus faible coût\*, en considérant les alternatives.

- Considérer **toutes les alternatives**, incluant celles des autres promoteurs (ex: substitution énergétique) et celles qui ne nécessitent pas de nouvelles infrastructures (ex: EÉ, RED, etc.)
- Inclure des **scénarios** ou **analyses de sensibilité** sur plusieurs éléments importants, dont les réglementations climatiques municipales, **les périodes d'amortissement, l'effritement des volumes et de la clientèle**, l'évolution des coûts d'approvisionnement et coûts évités (incluant pointe), etc.
- La Régie pourrait également simplifier le fardeau pour certains types de projets pour lesquels l'alignement avec les cibles climatiques est évident, par exemple en permettant un traitement plus rapide (délais plus courts), en permettant d'être proactif plutôt que réactif face à la décarbonation, etc.

\* Ici et ailleurs, le terme « plus faible coût » doit être considéré comme tenant compte des risques.

# 1. Test d'alignement Trois exemples



## Ligne de transport vers un important site industriel

### Impact GES potentiel

- Électrification de procédés utilisant des combustibles fossiles

### Alternatives

- Production locale avec stockage, GNR, biomasse, hydrogène vert.

### Analyses de sensibilité

- Évolution des électrotechnologies, approvisionnement du GNR et de la biomasse



## Conduite vers un nouveau site de production de GNR

### Impact GES potentiel

- Déplacement de gaz naturel fossile

### Alternatives

- Électrification directe des usages finaux visés
- Utilisation des bioressources requises pour décarboner d'autres secteurs où les alternatives sont plus problématiques

### Analyses de sensibilité

- Coûts d'approvisionnement



## Nouvelles canalisations vers un nouveau quartier important

### Impact GES potentiel

- Augmentation des volumes de gaz fossile (même avec biénergie)

### Alternatives

- Quartier tout électrique avec efficacité énergétique et GDP

### Analyses de sensibilité

- Effritement des volumes et de la clientèle
- Coûts évités liés à la pointe électrique

## 2. À moyen terme Planification intégrée **en amont**

L'analyse du test d'alignement climatique de chaque projet d'investissement, bien que faisable, pourrait se révéler lourde en l'absence d'une vue d'ensemble pré établie.

**Ainsi, nous recommandons un exercice de planification intégrée en amont.\***

La transition énergétique en cours est d'une ampleur et d'une vitesse inégalées. Pour qu'une telle transformation se produise de la manière la plus abordable et la plus intelligente possible, **éclairer le chemin permet de réduire les risques de se tromper.**

Ainsi, la Régie devrait voir à ce qu'un **exercice de planification énergétique intégrée et à long terme, combinant toutes formes d'énergie et permettant d'atteindre les cibles climatiques québécoises**, puisse guider les plans d'investissement des Distributeurs. Un tel exercice serait mis à jour sur une base pluriannuelle (ex. 3-5 ans) afin de refléter l'évolution rapide de la transition énergétique, notamment des coûts et des options technologiques.

Bien que ce changement de paradigme demandera davantage de temps et d'efforts en amont, il permettrait non seulement d'éclairer la transformation en cours, mais également de **réduire au final le fardeau administratif pour la Régie et les promoteurs en aval**, cela en simplifiant et en accélérant les autorisations de projets individuels.

*\* Nous n'avons pas évalué les compétences légales de la Régie à cet égard. Ainsi, notre recommandation se limite à indiquer le type d'exercice qui, en principe et d'une perspective d'efficacité, devrait se faire, et non à définir le rôle précis de la Régie, des Distributeurs ou du gouvernement à cet égard.*

Un exercice de **planification intégrée en amont** peut se faire de **diverses manières** (le choix des méthodes et des rôles va bien au-delà du présent mandat). **Dans tous les cas, cet exercice devrait :**

1. **Combiner toutes formes d'énergie**, en tenant compte des substitutions, des impacts croisés et des synergies entre les réseaux électriques et gaziers, notamment ;
2. **Atteindre les cibles de GES au plus faible coût**, en évaluant l'ensemble des options – du côté de l'offre comme de la demande – de manière réaliste, tout en tenant compte des risques et incertitudes inhérents ; et
3. **Éclairer les plans d'investissement** des distributeurs\*, afin d'éviter les détours énergétiques coûteux et d'identifier là où les distributeurs *et la Régie* se doivent d'être proactifs, plutôt que réactifs, dans un contexte de changements accélérés.

Agir en amont devrait notamment permettre de :

Identifier la nature des **infrastructures clairement requises** pour réussir la transition au moindre coût



*Accélérer l'analyse des projets.*

Identifier les **options plus risquées**, voire sensibles à des hypothèses incertaines.



*Clarifier les projets et/ou les hypothèses nécessitant une analyse plus étoffée, tout en facilitant la révision des modèles d'affaires soutenables à long terme.*

\* Plus largement, l'exercice de planification devrait éclairer les plans d'investissement en infrastructures, en gestion de la demande (GAD) et en acquisition de ressources.

### 3. À très court terme Réduire les silos énergétiques

Les recommandations précédentes mettront du temps et des efforts pour être mises en place, mais **cela ne devrait pas empêcher la Régie d'avancer dès maintenant.**

Bien que des alternatives soient évaluées par la Régie lors de dossiers en investissement, ceux du côté de la demande sont habituellement évalués en silo, soit le gaz naturel et l'électricité de manière distincte, à l'instar de la quasi-totalité des autres juridictions.

Cependant, afin de **faire un premier pas vers la planification intégrée**, la Régie pourrait dès maintenant exiger **l'analyse des alternatives provenant d'autres sources énergétiques.**

À titre d'exemple, soulignons à cet effet le dossier récent de la bi-énergie, proposé de façon intégrée par Hydro-Québec et Énergir, et examiné de la même manière par la Régie de l'énergie.

## Notre recommandation se décline en trois temps:

- 1. Recommandation principale: Test d'alignement**  
*Présenter une démonstration quantitative que l'investissement permet d'atteindre les cibles climatiques du Québec, et ce, au plus faible coût, en considérant les alternatives.*
- 2. À moyen terme: Planification intégrée en amont**  
*Voir à ce qu'une planification énergétique intégrée et à long terme, combinant toutes formes d'énergie et permettant d'atteindre les cibles climatiques québécoises, soit réalisée.*
- 3. À très court terme: Réduire les silos énergétiques**  
*Exiger l'analyse des alternatives provenant d'autres sources énergétiques.*

## Autres BNÉ à considérer

Les BNÉ les plus pertinents varient selon le dossier: pour la GAD, les BNÉ participants sont les plus importants, alors que les dossiers d'investissement touchent principalement aux GES.

Tel que mentionné à l'étape du Contexte, dans le cadre du mandat de la Régie et de la présente étude, nos recommandations se concentrent donc sur les GES.

Bien qu'un projet d'investissement puisse avoir de nombreuses externalités ou BNÉ, plusieurs se situent de manière locale et sont reliés au tracé ou à la conception même du projet. Nous estimons que ces considérations devraient être traitées au BAPE.



Cette présentation de rapport a été préparée par Dunsky Énergie + Climat. Elle représente notre jugement professionnel fondé sur les données et les renseignements disponibles au moment où les travaux ont été effectués. Dunsky ne donne aucune garantie et ne fait aucune déclaration, explicite ou implicite, relativement aux données, à l'information, aux conclusions et aux recommandations de la présentation de ce rapport ou des produits de travail connexes.