



Bénéfices non énergétiques (BNÉ)

Orientation sur la prise en compte dans la pratique réglementaire

Rédigé pour :

Régie de l'énergie



Rédigé pour :

Régie de l'énergie du Québec

regie-energie.qc.ca



Rédigé par :

Dunsky Expertise en énergie

50 rue Sainte-Catherine Ouest, bur. 420
Montréal, QC, H2X 3V4

www.dunsky.com | info@dunsky.com
+ 1 514 504 9030



À propos de Dunsky

Dunsky est une firme-conseil spécialisée dans la transition énergétique. Notre expertise est axée plus particulièrement sur l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et la mobilité durable.

The infographic is divided into two main horizontal sections. The top section, titled 'Expertise' and 'Services', features six icons with corresponding labels: 'Bâtiments' (lightbulb), 'Énergies' (solar panel), 'Mobilité' (car and bicycle), 'QUANTIFIER le potentiel' (goggles), 'CONCEVOIR les stratégies' (circuit board), and 'ÉVALUER la performance' (circular arrows). The bottom section is a map of North America with various logos of clients placed across the continent. The map is categorized into three regions: 'SERVICES PUBLICS' (Public Services), 'GOUVERNEMENTS' (Governments), and 'PRIVÉ + OBNI' (Private + Other Organizations). A vertical label 'Survol' is on the left, and 'Clients' is on the right.

Basée à Montréal, nous appuyons une clientèle nord-américaine par le biais de trois services clés : **quantifier** l'opportunité (technique, économique, marché), **concevoir** les stratégies (programmes, politiques, réglementation) et en **évaluer** la performance (en vue de leur amélioration continue).

Sommaire

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. Intégrer les bénéfices non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les processus réglementaires est essentiel pour prendre des décisions qui contribuent à la transition énergétique. Or, le Québec **accuse un retard** sur ce domaine par rapport à plusieurs autres juridictions au Canada et aux États-Unis.

Le cadre réglementaire en place permet à la Régie de mettre à jour ses pratiques et d'intégrer les BNÉ et les externalités. 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.

Deux grandes avenues s'offrent à la Régie pour intégrer ces considérations spécifiquement dans le cadre d'analyse pour l'approbation des interventions en efficacité énergétique (IEÉ) :

Intégrer les BNÉ dans le cadre d'analyse actuel : Intégrer pleinement les BNÉ, dont les réductions de GES, permettrait à la Régie de faire une mise à niveau par rapport à d'autres juridictions plus avancées.

Regarder au-delà du cadre d'analyse : Modifier le cadre actuel pour s'aligner avec les objectifs des politiques énergétiques permettrait à la Régie de prendre un rôle de leader dans la mise en œuvre de la transition énergétique.

Table des matières

Sommaire	i
1 Introduction	1
1.1 – Contexte du mandat.....	2
1.2 – Portée du mandat.....	3
2 Les bénéfiques non énergétiques	4
2.1 – Définition des BNÉ.....	5
2.2 – Externalités et BNÉ – distinction	5
2.3 – Types de BNÉ	6
2.4 – Pourquoi intégrer les BNÉ dans les tests de rentabilité?	8
3 Comment intégrer les BNÉ	12
3.1 – Choisir les BNÉ à intégrer	13
3.2 – Choisir quelle approche utiliser pour intégrer les BNÉ	15
3.3 – Choisir comment établir la valeur des BNÉ.....	17
3.4 – Le cas particulier des GES.....	18
4 Exemples d’intégration des BNÉ	21
4.1 – Choix des juridictions pour le balisage	22
4.2 – Historique d’intégration dans les juridictions balisées	23
4.3 – Pratiques et choix méthodologiques des juridictions choisies	24
5 Contexte actuel du Québec	29
5.1 – Cadre actuel de la Régie pour l’analyse de la rentabilité	30
5.2 – Loi de la Régie de l’énergie	32
5.3 – Les politiques énergétiques.....	33
5.4 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte des tests de rentabilité actuels.....	36
5.5 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : Inclusion des BNÉ	38
5.6 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : le cas spécifique des émissions de GES	39
5.7 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : au-delà des BNÉ.....	42

1 Introduction

1.1 – Contexte du mandat

La Régie de l'énergie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques du Québec dans une perspective de développement durable. Pour ce faire, la Régie explore le renouvellement de ses pratiques règlementaires pour évoluer de concert avec les normes de l'industrie et suivre les bonnes pratiques adoptées par les régulateurs pionniers, notamment entourant l'analyse de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique.

Depuis plusieurs années, la pertinence d'inclure les bénéfices non énergétiques (BNÉ) dans l'analyse de rentabilité est de plus en plus reconnue par les régulateurs et les compagnies d'énergie. Au Québec, plusieurs compagnies d'énergie¹ ont exploré l'intégration des BNÉ dans leurs activités et demandent à la Régie de l'énergie d'en faire une pratique reconnue et réglementée. En même temps, les enjeux climatiques deviennent de plus en plus prioritaires pour le gouvernement du Québec et pour l'intérêt public.

La Régie de l'énergie s'interroge donc sur la possibilité d'intégrer la prise en compte des BNÉ et des externalités à ses activités. Elle souhaite se doter d'un document d'orientation présentant les meilleures pratiques mises en œuvre par d'autres régulateurs, qui sera rendu public au printemps 2021. La Régie organisera d'ailleurs un colloque sur les BNÉ le 17 septembre 2021, le premier d'une série de colloques en conformité avec son Plan stratégique 2020-2025.

Dans le cadre du développement de sa réflexion sur les BNÉ, la Régie de l'énergie devra prendre en compte certains éléments de contexte, spécialement :

- La politique énergétique du gouvernement du Québec et le plan d'action associé;
- Le cadre législatif et règlementaire actuel spécifique à la Régie et ses pratiques règlementaires;
- L'évolution des bonnes pratiques et les décisions des régulateurs d'autres juridictions;
- Les défis et les opportunités de l'intégration des BNÉ.

Ainsi, dans le cadre de ce mandat, nous effectuons une revue du contexte dans lequel évolue la Régie et des meilleures pratiques au Canada et aux États-Unis pour l'intégration des BNÉ, analysons leur applicabilité dans le contexte législatif et règlementaire et hors de celui-ci et présentons une évaluation des avenues d'intégration pour la Régie.

¹ Énergir a fait une demande en ce sens en 2015 et Gazifère en 2016.

1.2 – Portée du mandat

La Régie de l'énergie a mandaté Dunsky d'explorer les pratiques des régulateurs d'autres juridictions permettant d'intégrer les BNÉ et les externalités dans les pratiques réglementaires, en se concentrant notamment sur le cadre d'analyse de la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Intégrer les BNÉ et les externalités dans le cadre d'analyse et dans les pratiques, c'est mettre sur un pied d'égalité les intérêts de la population, des consommateurs et des compagnies d'énergie. Dans un contexte de transition énergétique, considérer les externalités et questionner la pertinence du cadre d'analyse actuel sont des pratiques non seulement saines, mais nécessaires.

Intégrer les externalités dans l'ensemble des pratiques nécessite une réflexion spécifique pour chacune des pratiques, mais peut notamment s'appuyer sur les principes suivants :

1- Il n'y a pas de choix neutres

Choisir de reporter l'intégration des externalités ou de ne pas les considérer est un choix en soi. Si la Régie décide de ne pas intégrer les BNÉ ou les externalités (voir section 2.2), cela revient à choisir d'estimer leur valeur comme étant nulle.

2- En dehors des modèles technico-économiques, l'incertitude est une certitude

Les méthodes d'estimation qui ne se basent ni sur des valeurs de marché explicites, ni sur les modèles de prévision et d'estimation connus peuvent à premier abord sembler moins solides et plus incertains. L'incertitude ne devrait pas être une raison pour ne pas intégrer les externalités ou les BNÉ. Il est avisé de se familiariser avec les méthodes d'estimation afin de mieux gérer l'incertitude.

3- Dans un monde en évolution, certains cadres d'analyses peuvent devenir désuets

Les cadres d'analyses choisis pour prendre des décisions de politiques publiques ne sont utiles que s'ils sont alignés vers la réalisation des objectifs que nous souhaitons atteindre. Dans le cadre de la transition énergétique, il est possible que certains cadres d'analyses établis à d'autres fins deviennent des freins plutôt que des accélérateurs. Dans cette situation où certains objectifs de politiques s'ajoutent ou se modifient, il est avisé de se demander ce qui sert mieux l'atteinte des objectifs : la modification des cadres d'analyse ou leur remplacement pour un cadre mieux adapté et aligné avec les nouveaux objectifs.

Bien que ces éléments de réflexion sur l'intégration des externalités puissent s'appliquer à l'ensemble des pratiques réglementaires de la Régie de l'énergie, nous nous concentrons d'abord et avant tout dans ce rapport à explorer les orientations pour la prise en compte des BNÉ dans l'analyse de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique.

2 Les bénéfices non énergétiques

Les bénéfices non énergétiques

Ce chapitre vise à définir ce que sont les bénéfices non énergétiques (BNÉ), discuter des similitudes et différences entre les concepts d'externalités et de bénéfices non énergétiques, établir les grands types de BNÉ et discuter des raisons pour lesquelles les BNÉ devraient être inclus dans les tests de rentabilité.

2.1 – Définition



Les interventions en efficacité énergétique (IEÉ) ont des impacts qui vont au-delà des économies d'énergie pour les consommateurs et au-delà des coûts évités pour les compagnies d'énergie. Ces impacts peuvent par exemple inclure des gains de productivité ou la modification de certains coûts non liés à l'énergie, le confort des usagers, la santé et sécurité des usagers ou de la population en général, l'utilisation d'autres ressources que l'énergie et des aspects esthétiques ou pratiques.

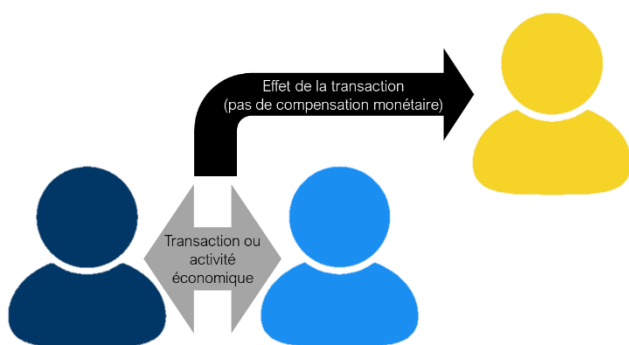
Les BNÉ désignent l'ensemble des bénéfices qui découlent des IEÉ qui ne sont pas de nature énergétique. Ils incluent des bénéfices pour ceux qui mettent en place les interventions en efficacité énergétique, ainsi que des bénéfices de ces interventions pour le distributeur et pour la société.

Les BNÉ, aussi appelés par certains les impacts non énergétiques (INÉ), sont utilisés pour prendre en compte les bénéfices non liés à l'énergie dans l'analyse de la rentabilité des IEÉ.

2.2 – Distinctions avec les externalités

Le concept économique d'externalités et les BNÉ ont beaucoup en commun et certains BNÉ sont des externalités– c'est probablement pourquoi les deux concepts sont parfois utilisés (à tort) de manière interchangeable.

Les deux concepts présentent toutefois des différences importantes.



Les **externalités** sont caractérisées par le fait que la transaction entre deux personnes ou organisation ait un effet sur une troisième personne ou organisation qui ne prend pas part à la transaction et qui ne reçoit pas de compensation.

La pollution est un exemple typique **d'externalités négatives** car elle n'affecte pas seulement ceux qui prennent part à une activité économique (manufacturiers et consommateurs par exemple), mais plutôt la population dans son ensemble.

Des **externalités positives** peuvent aussi exister, dans le cas où l'activité économique a aussi un effet positif sur ceux qui n'y prennent pas part, que ce soit un groupe spécifique de la population (effets sur l'emploi dans une industrie spécifique, par exemple) ou pour l'ensemble de la population ou de la société.

Certains BNÉ sont des externalités positives – lorsque les bénéfices ne sont pas ressentis directement par les participants aux programmes d'efficacité énergétique. C'est le cas des impacts favorables sur l'environnement (comme la réduction des émissions de GES), sur la santé de la population (comme l'amélioration de la santé par réduction des polluants de l'air et particules fines) et des impacts socio-économiques favorables tels que la croissance économique ou la création d'emplois.

Toutefois, **certains autres BNÉ ne sont pas des externalités** et sont ressentis soit par le participant soit par la compagnie d'énergie – dans le cas du participant par exemple, les bénéfices non énergétiques peuvent inclure du confort ou de la productivité additionnelle provenant d'une mesure d'efficacité énergétique, ou même un sentiment de contrôle par rapport à son environnement immédiat. Ces bénéfices sont considérés dans la transaction par le participant, mais ne sont traditionnellement pas comptabilisés dans l'analyse de la rentabilité car beaucoup plus difficiles à évaluer que les bénéfices énergétiques. Cela introduit toutefois une asymétrie de traitement des coûts et des bénéfices, ce qui biaise les résultats des tests de rentabilité.

En résumé, les externalités sont des BNÉ mais tous les BNÉ ne sont pas des externalités.

2.3 – Types

Il existe trois grands types de BNÉ, tel qu'illustré à la Figure 1. La Figure 1 illustre que l'importance de chaque type de BNÉ n'est pas égale. Typiquement, les BNÉ sociétaux sont les plus importants, suivis des BNÉ participants. Les BNÉ distributeur sont de moindre importance. Les types de BNÉ sont déterminés selon l'acteur économique qui reçoit des bénéfices. La détermination du type de BNÉ devient importante pour savoir dans quels tests de rentabilité ils seront intégrés.

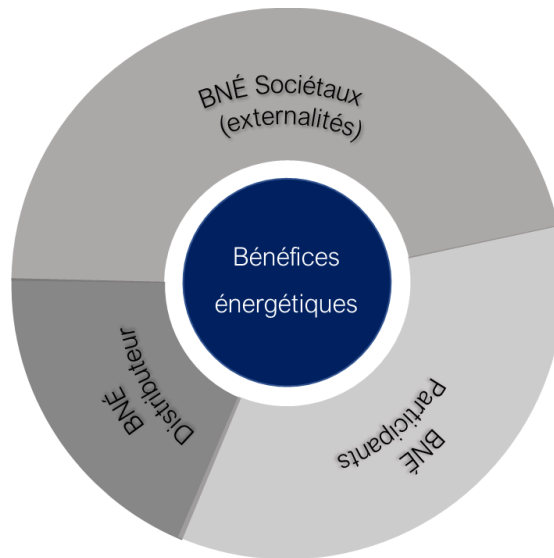
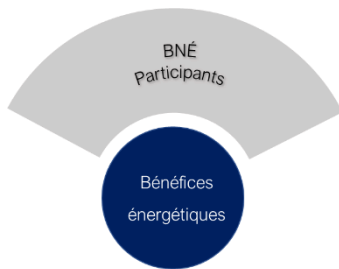
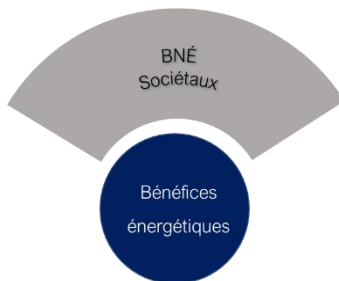


Figure 1: Les différents types de BNÉ



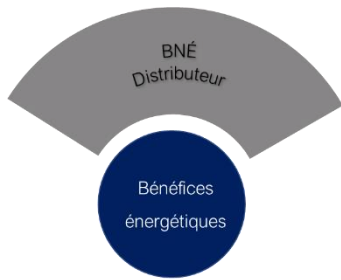
Les BNÉ participants sont à l'avantage des **participants** aux programmes d'efficacité énergétique. Ils peuvent inclure, mais ne se limitent pas à des effets de :

- Productivité additionnelle;
- Réduction des coûts d'opération et de maintenance;
- Confort additionnel et impacts sur la santé des participants;
- Effets sur la valeur de la propriété;
- Bénéfices spécifiques à des ménages à faibles revenus, comme la réduction du stress lié à la situation financière.



Les BNÉ sociétaux sont à l'avantage de la **population générale**, plus largement que les participants aux programmes d'efficacité énergétique et les distributeurs. 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.



Les BNÉ distributeur sont à l'avantage du **distributeur**. Ils peuvent inclure, mais ne se limitent pas à des effets de:

- Réduction de demande à la pointe (normalement intégrés aux coûts évités);
- Économies liées à la distribution ou la transmission (normalement intégrés aux coûts évités);
- Réduction des frais d'entretien et de livraison de services;
- Réduction des coûts liés au recouvrement et radiation de dettes;
- Réduction des appels des consommateurs, plaintes, débranchements, etc.

2.4 – Pourquoi les intégrer dans les tests de rentabilité?

L'intégration des BNÉ dans les tests de rentabilité est une pratique courante pour certaines juridictions depuis le début des années 2000. Les régulateurs et les compagnies d'énergie incluent les BNÉ dans les tests de rentabilité pour deux raisons principales : pour réduire les biais d'asymétrie dans les tests de rentabilité (les coûts et les bénéfices ne sont pas traités de la même façon) et pour intégrer explicitement les bénéfices qui sont autrement reconnus par les politiques, les missions et les orientations de leur juridiction.

2.4.1 – Réduire les biais d'asymétrie dans les tests de rentabilité

Les différents tests de rentabilité utilisés dans l'évaluation de la rentabilité des IEÉ, qu'ils soient exprimés en valeur monétaire ou sous forme de ratio, servent à brosser un portrait de la rentabilité des IEÉ selon plusieurs points de vue, c'est-à-dire en intégrant les coûts et les bénéfices d'acteurs spécifiques. Pour plusieurs des tests, **omettre d'intégrer des BNÉ revient à introduire un biais d'asymétrie, ce qui crée un enjeu d'interprétation erronée des résultats du test.**

Pour que chaque test soit représentatif de la rentabilité réelle des IEÉ, il est primordial que l'entièreté des coûts et des bénéfices pour les acteurs concernés soient pris en compte. C'est ce que les tests doivent incorporer, en théorie, tel que montré à la Figure 2.

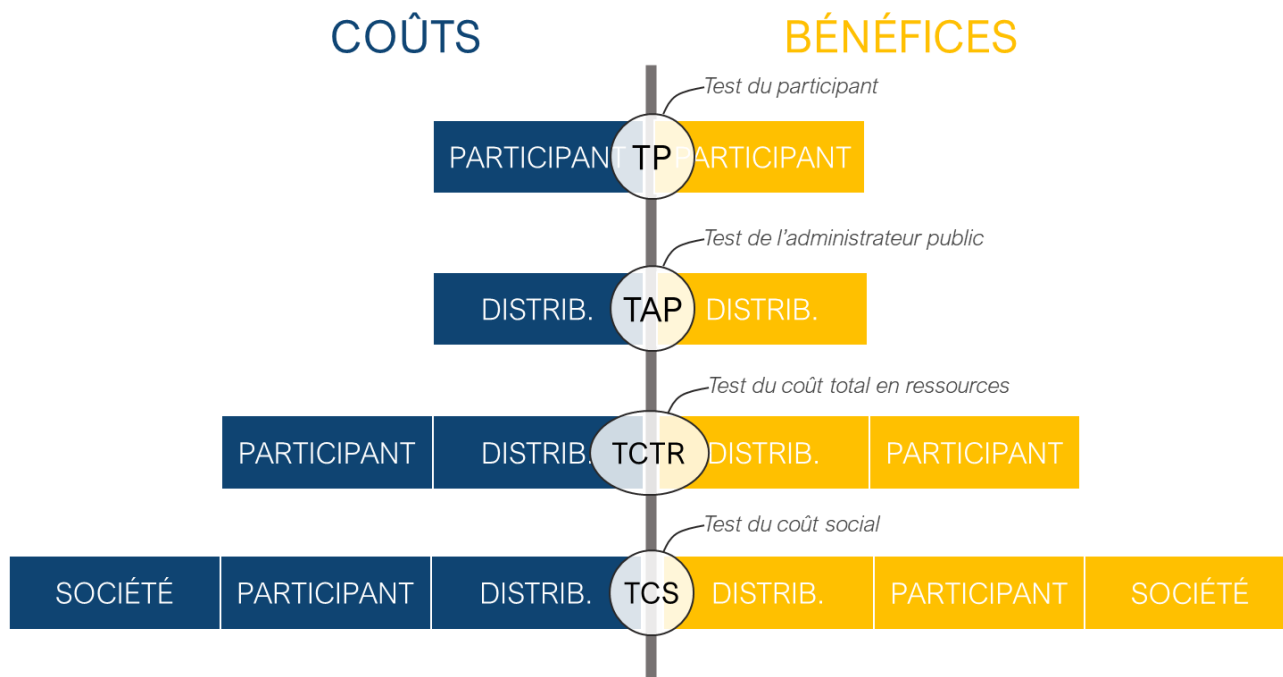


Figure 2: Coûts et bénéfices inclus dans les tests de rentabilité en théorie²

Dans la pratique, certains des coûts et encore plus des bénéfices identifiés à la Figure 2 sont relativement difficiles à mesurer ou sont sujets à des erreurs. Le test du coût total en ressources, par exemple, considère en théorie les coûts et les bénéfices des participants et du distributeur. Calculer les coûts, bien qu'il puisse y avoir des enjeux méthodologiques, est relativement facile.

Par contre, l'évaluation des bénéfices se limite habituellement aux bénéfices énergétiques (coûts évités de l'énergie) sans l'intégration de bénéfices non énergétiques plus difficilement quantifiables, créant un biais et un enjeu important d'interprétation. En effet, si on omet de **prendre en compte l'ensemble des bénéfices, et plus particulièrement les BNÉ des participants, le TCTR a un biais et penche vers la non-rentabilité, tel qu'illustré à la Figure 3.**

² Dans les tests illustrés, les effets sur la clientèle qui ne participe pas aux programmes (non-participants) ne sont pas directement comptabilisés. Bien que certains bénéfices ou coûts pour le distributeur puissent être transférés à l'ensemble de la clientèle par le biais des impacts tarifaires, ces impacts sont considérés comme des transferts plutôt que des coûts ou des bénéfices directs (au même titre que les subventions, par exemple) et sont ainsi exclus de l'illustration.

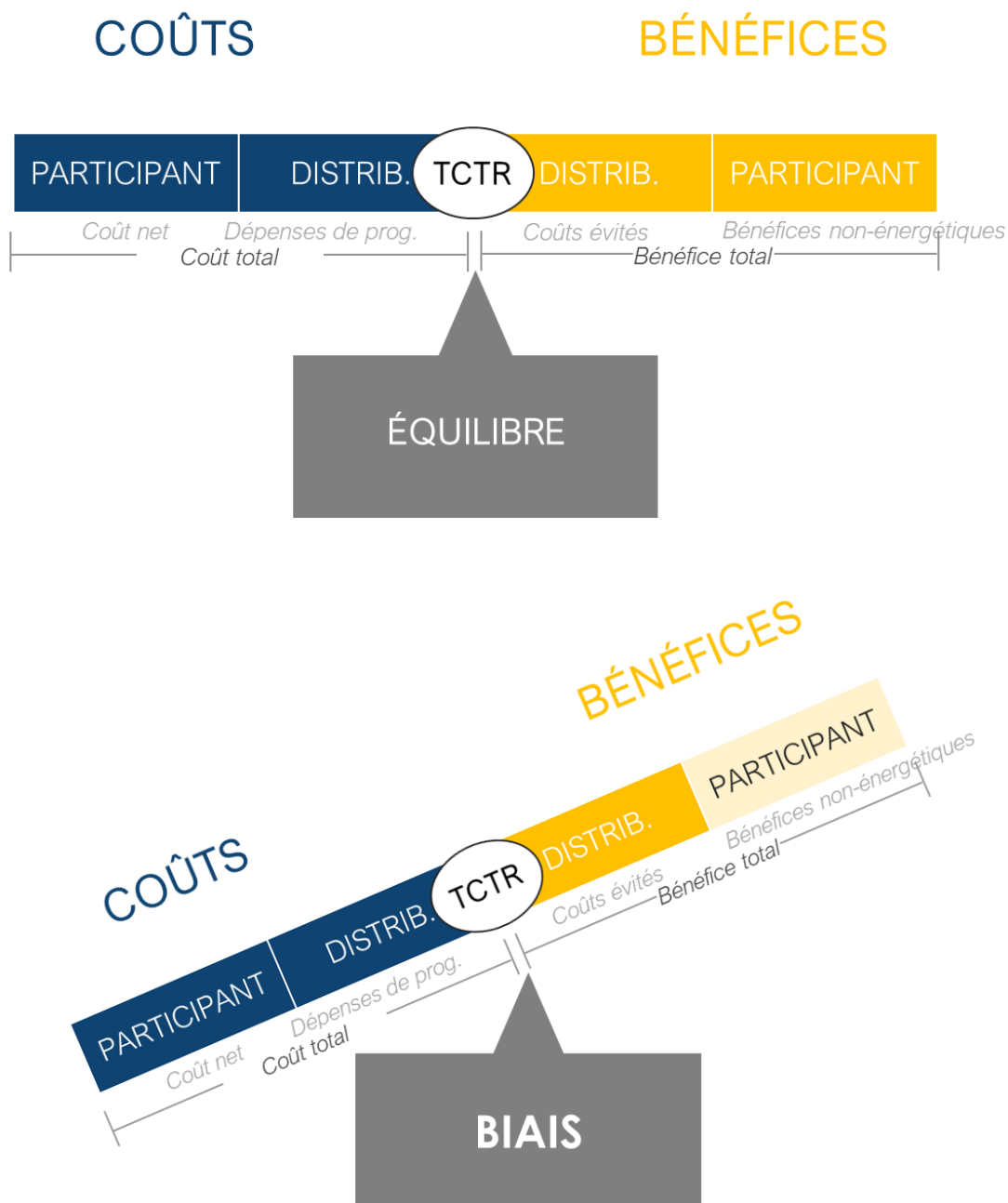


Figure 3: Les coûts et les bénéfices du test de coût total en ressources

Il en est de même pour les autres tests. L'inclusion des bénéfices non-énergétique pose certaines questions méthodologiques importantes (que nous aborderons plus loin) et leur calcul et leur inclusion est moins simple que le calcul des coûts nets, des dépenses de programme et des coûts évités. Toutefois, **les ignorer revient à affirmer que leur valeur est nulle**. Cette hypothèse est non seulement fautive dans la majorité des cas, mais elle peut biaiser fortement les décisions entourant les mesures d'efficacité énergétique.

2.4.2 – Intégrer explicitement les bénéfices qui sont autrement reconnus par les politiques, les missions et les orientations

L'intégration des BNÉ aux tests de rentabilité permet également de considérer de façon explicite et transparente des politiques, missions ou orientations liées à l'efficacité énergétique qui sont déjà présentes de façon implicite.

L'exemple le plus typique est celui des interventions en efficacité énergétique auprès des ménages à faible revenu, qui sont souvent exemptées de passer les tests de rentabilité, contrairement aux mesures ou programmes destinés à d'autres participants (secteur résidentiel ou commercial). Cette exemption dénote que le régulateur accorde une valeur aux mesures et programmes qui n'est pas considérée dans le calcul de la rentabilité. Cette valeur peut inclure des bénéfices d'équité pour la société, des bénéfices spécifiques aux participants à faible revenus et même des bénéfices pour le distributeur, tel que la diminution des démarches de recouvrement ou d'effacement de la dette. L'exception qui est attribuée aux programmes et mesure s'adressant aux ménages à faible revenus peut être remplacée par l'inclusion explicite des bénéfices non énergétiques. Cela permet **une augmentation de la transparence, un cadre d'analyse de la rentabilité plus cohérent et d'éviter des biais dans les résultats.**

Outre les bénéfices associés aux ménages à faible revenus, certains autres bénéfices implicites dans d'autres décisions des régulateurs peuvent être intégrés dans le cadre d'analyse de la rentabilité. On peut penser notamment aux bénéfices de développement économique et de création d'emploi, qui se reflètent parfois dans l'approbation de tarifs spécifiques par les régulateurs, tels que le tarif de développement économique et le tarif de relance industrielle au Québec, au maintien d'une marge excédentaire de transport par Énergir et au développement et l'approbation d'une nouvelle option tarifaire s'adressant aux producteurs en serre du Québec.

En somme, l'intégration de bénéfices non énergétiques permet d'éviter de biaiser les tests par l'omission de bénéfices réels mais plus difficiles à mesurer et permet de rendre explicite les bénéfices autrement reconnus et intégrés dans les décisions.

3 Comment intégrer les BNÉ

Comment intégrer les bénéfices non énergétiques

Plusieurs choix doivent être faits une fois que la décision d'intégrer les BNÉ à des pratiques réglementaires est prise. Notamment, il faut faire un choix sur les différents BNÉ à intégrer dans le cadre d'analyse. Il faut également trancher sur la forme dans laquelle les BNÉ seront inclus dans le cadre d'analyse. Enfin, il faut statuer sur les méthodes à utiliser pour mesurer les bénéfices non énergétiques. Nous présentons dans ce chapitre des éléments devant guider la réflexion sur ces questions. Comme dans le cadre de la transition énergétique, le bénéfice de réduction des émissions de gaz à effets de serre (GES) revêt une importance et une priorité grandissantes et que les pratiques pour leur intégration dépassent l'usage strict des BNÉ dans certains cas, nous présentons également le cas spécifique des émissions de GES.

3.1 – Choisir les BNÉ à intégrer

3.1.1 – Les types de BNÉ selon les tests de rentabilité utilisés

L'intégration des bénéfices non énergétiques dans la pratique réglementaire permet de réduire les biais causés par l'asymétrie des tests de rentabilité. Or, les tests de rentabilité ne demandent pas nécessairement l'intégration de tous les types de BNÉ. Le Tableau 1 ci-dessous montre les types de BNÉ qui s'appliquent aux différents tests. Le Tableau 2: Exemple de BNÉ participant, distributeur et sociétaux montre des exemples spécifiques de BNÉ de chacun des types.

Ainsi, il est avisé de prioriser l'intégration des BNÉ s'appliquant aux tests de rentabilité décisionnels, c'est-à-dire ceux qui ont un poids important dans l'approbation de programmes et mesures d'efficacité énergétique.

Tableau 1: Tests de rentabilité: approches et types de BNÉ

Test	Approche du test	Types de BNÉ		
		Participants	Distributeur	Sociétaux
TP – Test du participant	Comparaison des coûts et des bénéfices du participant installant la mesure	●		
TAP – Test de l'administrateur de programme	Comparaison des coûts pour l'administrateur de programme aux coûts évités en ressources		●	
TNT – Test de neutralité tarifaire	Comparaison des coûts de programme pour l'administrateur de programme et des pertes de revenus du distributeur aux coûts évités en ressources.		●	
TCTR* – Test du coût total en ressources	Comparaison des coûts pour l'administrateur de programme et le participant aux coûts évités en ressources	●	●	
TCS – Test du coût social	Comparaison des coûts pour la société aux coûts évités en ressources ainsi qu'à tous les autres bénéfices et coûts	●	●	●

* À noter que le TCTR est fréquemment modifié pour intégrer certaines considérations sociétales.

Tableau 2: Exemple de BNÉ participant, distributeur et sociétaux

Participant	Distributeur	Sociétaux
<ul style="list-style-type: none"> • Productivité additionnelle; • Réduction des coûts d'opération et de maintenance; • Confort additionnel et impacts sur la santé des participants; • Effets sur la valeur de la propriété; • Bénéfices spécifiques à des ménages à faibles revenus, comme la réduction du stress lié à la situation financière. 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction de demande à la pointe (normalement intégrés aux coûts évités); • Économies liées à la distribution ou la transmission (normalement intégrés aux coûts évités); • Réduction des frais d'entretien et de livraison de services; • Réduction des coûts liés au recouvrement et radiation de dettes; • Réduction des appels des consommateurs, plaintes, débranchements, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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.

3.1.2 – Prioriser les BNÉ pour leur inclusion

Une fois les types de BNÉ à intégrer établis selon les tests utilisés, la priorisation des BNÉ spécifiques pour l'intégration peut s'appuyer sur 4 différentes motivations :

1. **Crédibilité de l'estimation de la valeur du BNÉ** : Nous présentons à la section 3.3 les techniques utilisées pour estimer la valeur des BNÉ. Certaines des techniques d'estimation offrent une meilleure crédibilité des valeurs estimées. Un BNÉ dont l'estimation serait considérée plus crédible pourrait être priorisé pour son intégration.
2. **Valeur attendue du BNÉ** : Plus la valeur attendue du BNÉ est grande, plus son exclusion des tests de rentabilité biaisera les résultats des tests. Plus la valeur attendue d'un BNÉ est importante, plus son intégration devrait être priorisée.
3. **Amélioration de la rentabilité de certaines IEÉ** : Si la rentabilité de certaines IEÉ spécifiques oscille autour du seuil de la rentabilité sans l'intégration de bénéfices non énergétiques, les BNÉ spécifiques à ces IEÉ pourraient être priorisés, car leur intégration pourrait changer les décisions prises en s'appuyant sur l'évaluation de leur rentabilité.
4. **Alignement avec des objectifs spécifiques de politiques** : Dans le cas où un régulateur souhaite ou est mandaté à poursuivre des objectifs spécifiques de politiques, les bénéfices non énergétiques qui s'inscrivent dans la direction de ces objectifs de politiques peuvent être priorisés.

L'importance relative accordée à chacune de ces motivations pour la priorisation des BNÉ est à la discrétion du régulateur ou du distributeur, selon quel acteur prend la décision de poursuivre le processus

d'estimation et d'intégration des BNÉ. Le cadre réglementaire peut également dicter ou influencer l'importance relative accordée aux différentes motivations.

3.2 – Choisir quelle approche utiliser pour intégrer les BNÉ

On retrouve trois différentes approches pour intégrer les BNÉ dans les tests de rentabilité. La première consiste à intégrer les BNÉ mesurés, la seconde d'intégrer les BNÉ sous la forme d'un ajout générique et la troisième approche consiste en une approche hybride entre les deux, par une combinaison de BNÉ mesurés et d'ajout générique.

3.2.1 – Ajout des BNÉ mesurés

L'ajout des BNÉ mesurés est une approche où la valeur de chacun des bénéfices est estimée de manière individuelle, puis ajoutée aux tests de rentabilité auxquels ils s'appliquent. Plusieurs types de quantifications et méthodologies (présentées au Tableau 3) peuvent être utilisées, allant de la mesure par transfert de valeur par laquelle les valeurs de BNÉ estimés dans d'autres juridictions sont ajustées, à l'estimation des valeurs des BNÉ par évaluation dans la juridiction d'intérêt. La valeur des BNÉ peut être estimée sous plusieurs formes, notamment :

- \$/unité installée
- \$/kWh économisé
- \$/participant

L'approche d'ajout des BNÉ mesurés est celle qui offre le plus de précision. Elle permet de distinguer les types de BNÉ entre eux (participant, sociétal, distributeur). Elle permet aussi, selon le niveau auquel les tests sont appliqués, de distinguer la valeur des BNÉ pour les mesures individuelles ou selon les programmes auxquels les BNÉ s'appliquent. En comparaison aux deux approches suivantes, elle demande toutefois plus d'efforts d'analyse dans le temps, car les valeurs des BNÉ doivent être estimées et mises à jour.

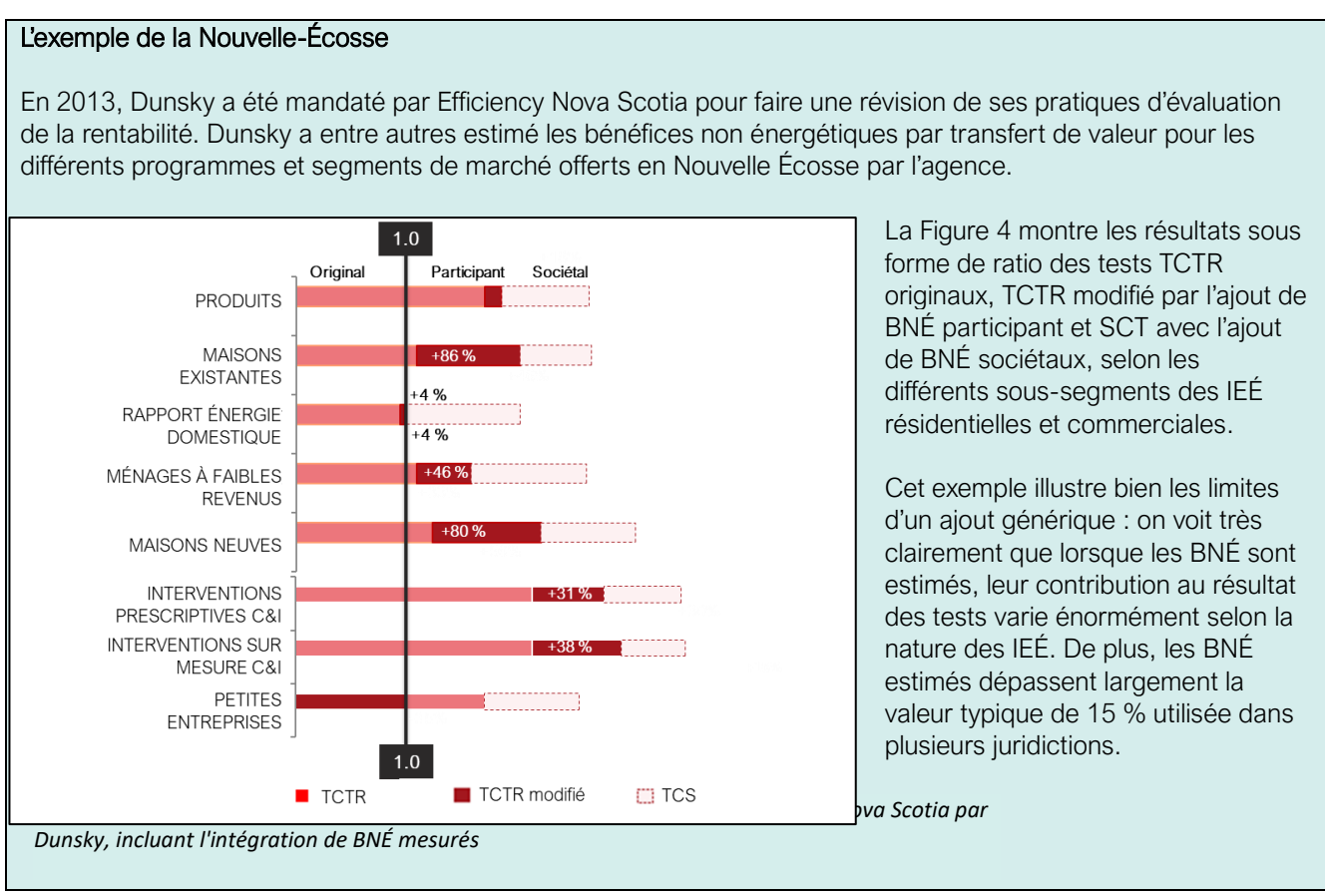
3.2.2 – Ajout générique

L'ajout des BNÉ par ajout générique consiste à choisir un pourcentage unique qui représente un éventail de bénéfices et à appliquer ce pourcentage d'augmentation aux bénéfices énergétiques dans les tests de rentabilité. Les bénéfices inclus dans un ajout générique ne sont pas explicites. Cette approche pourrait être décrite comme l'application d'un facteur d'ajustement des bénéfices à la hausse dans le but de reconnaître l'existence de bénéfices dont la valeur exacte n'est pas connue.

Les attraits principaux de cette approche sont sa facilité et sa rapidité d'application. Toutefois, l'approche de l'ajout générique a plusieurs désavantages importants :

- D'abord, la valeur attribuée à un ajout générique est arbitraire.
- Le fait qu'il soit impossible de distinguer les types de BNÉ ou même les bénéfices spécifiques rend impossible l'attribution différenciée selon les programmes ou les mesures.
- Dans plusieurs cas, la valeur d'un ajout générique est très faible (les ajouts génériques sont souvent fixés à 15 %) ce qui ne change pas les résultats des tests.

- Les bénéfices offerts par les interventions en efficacité énergétique changent dans le temps, selon les préférences des participants, les bases de référence et les mesures spécifiques choisies pour les programmes – or, il n'est pas possible de refléter ces changements dans l'ajout générique, car ils ne sont pas mesurés.



3.2.3 – Combinaison des BNÉ mesurés et d'ajout générique

L'approche par combinaison des BNÉ mesurés et de l'ajout générique consiste à d'abord inclure un ajout générique, puis à entreprendre les démarches pour faire la mesure et l'intégration des BNÉ sous leur forme mesurée. Cette approche utilise l'ajout générique pour un démarrage rapide de l'ajout de BNÉ, permettant ensuite une transition graduelle vers des valeurs de BNÉ mesurés.

L'attrait principal de cette approche est de permettre un démarrage rapide. Toutefois, elle pose les mêmes problèmes que l'approche de l'ajout générique discutés à la section 3.2.2. En plus, la période transitoire entre l'ajout générique et la considération des BNÉ sous leur forme mesurée seulement nécessite une gymnastique méthodologique difficilement justifiable par des faits établis : une fois qu'un BNÉ mesuré est introduit, de combien doit-on réduire l'ajout générique? Certaines juridictions augmentent la valeur de l'ajout générique pour certains segments pour garder sa valeur agrégée en pourcentage intacte jusqu'à

l'intégration complète des BNÉ sous leur forme mesurée. Cette approche complexe est difficilement justifiable et peu précise.

3.3 – Choisir comment établir la valeur des BNÉ

Établir la valeur des BNÉ et des externalités peut s'effectuer selon plusieurs méthodes.

Tableau 3: Options pour établir les valeurs des BNÉ

Caractéristiques	BNÉ mesurés – types de quantification			Ajout générique
	Évaluation basée sur le prix de marché	Évaluation non fondée sur le prix de marché	Transfert de valeur	
Potential de double comptage	○	◐	◐	●
Efforts d'analyse et/ou de collecte de données pour établir la valeur	◐	●	◐	○
Imprécision sur ce qui constitue la valeur	○	○	◐	●
Imprécision de la valeur	◐	◐	◐	●
Difficulté de mise à jour	○	◐	○	●
Nom de certaines méthodes de quantification spécifiques	Prix de marché Prix de remplacement Fonction de production	Évaluation contingente (par sondages) Prix hédoniques Méthode du coût de transport Modélisation des choix	Transfert de valeur	-
Exemples de BNÉ qui se prêtent bien aux méthodes d'évaluation	Réduction des frais de maintenance (O&M) Réduction des coûts de collecte et radiation de dettes Productivité des employés Économies de ressources (autres énergies)	Réduction du bruit Augmentation de la satisfaction Santé et sécurité Confort et résilience Économies de ressources (biens publics comme l'eau) Impact de l'efficacité énergétique sur la valeur de la propriété	Tous les BNÉ par mise à jour des hypothèses	Tous les BNÉ, sans distinction entre eux

● : élevé ◐ : moyen ○ : faible

Au Tableau 3 nous détaillons certains avantages et désavantages des différentes méthodes. L'ajout générique se distingue par le peu d'effort d'analyse qu'il nécessite, mais comporte plusieurs autres désavantages, notamment : un potentiel de double comptage élevé, une imprécision importante sur la valeur en tant que telle, ainsi qu'un manque de transparence sur ce que la valeur représente exactement. Comme le choix de l'ampleur d'un ajout générique est relativement arbitraire, il est aussi difficile de le mettre à jour.

Lorsque les BNÉ sont mesurés, trois types de quantification peuvent être utilisés.

Le transfert de valeur consiste à faire une revue des valeurs attribuées aux BNÉ dans d'autres juridictions comparables. Selon la quantité de détails disponibles sur les hypothèses utilisées pour la quantification, la valeur peut être ajustée à la juridiction. Le transfert de valeur a l'avantage de ne pas nécessiter d'énormes efforts d'analyse par recherche primaire. Si les BNÉ transférés ne sont pas documentés dans beaucoup de détails, cette approche peut comporter un risque modéré de double comptage et dans certains cas, ce que la valeur comporte ou représente exactement peut être légèrement imprécis.

L'évaluation basée sur le marché et l'évaluation non fondée sur le marché ne s'appliquent typiquement pas aux mêmes BNÉ. Certains BNÉ ont un prix sur le marché, c'est-à-dire que leurs coûts sont identifiables sur un marché ou par l'étude de fonctions de production. C'est le cas par exemple de la réduction des frais de maintenance, qui peut être directement observée. L'évaluation non fondée sur le marché est nécessaire quand la valeur des bénéfices n'est pas observable sur un marché. C'est le cas par exemple des bénéfices associés au confort. Ce dernier type d'évaluation est la plus intensive en effort d'analyse.

3.4 – Le cas particulier des GES

Nous présentons le cas spécifique de l'inclusion de la réduction des émissions de GES dans le cadre d'analyse de la rentabilité des programmes et mesures en efficacité énergétique³. En effet, dans le cadre de la transition énergétique, le bénéfice sociétal lié à la réduction des émissions de gaz à effets de serre (GES) (voir section 2.2, p.6) revêt une importance et une priorité grandissantes et les pratiques pour leur intégration dépassent l'usage strict des BNÉ dans certains cas.

L'inclusion des bénéfices peut prendre plusieurs formes et avoir une couverture plus ou moins grande :

3.4.1 – Prix de marché des émissions de GES (prise en compte partielle)

Dans les juridictions où les émissions de GES sont incluses dans les prix, soit par un marché du carbone ou par une taxe sur les émissions, il est possible d'intégrer ce prix dans l'analyse de rentabilité pour

³ Les mêmes considérations peuvent être prises en compte dans l'analyse de rentabilité des différents projets d'investissement. La valeur de la réduction des émissions de GES choisie devrait être la même à travers les différents projets d'investissement, variant seulement relativement à l'horizon d'analyse. Dans le cadre de la tarification, deux options sont envisageables, soit d'intégrer le prix de marché effectif réalisé des émissions (section 3.4.1) ou de développer un tarif incitatif prenant en compte une des autres valeurs du CO₂ (sections 3.4.2 et 3.4.3).

considérer les bénéfices liés à la réduction des émissions. Pour ce faire, une prévision sur les prix futurs du carbone doit être réalisée.

Prise en compte partielle : Dans la plupart des juridictions, les prix attribués au carbone sur les marchés ou par taxe ne sont pas alignés avec les coûts réels qui leur sont associées. En effet, la fixation des prix associées aux émissions ou des conditions des marchés du carbone sont réalisées par processus politiques, qui incluent des négociations avec les groupes de pressions, les considérations des partis politiques relativement à leur réélection et la coordination entre pays frontaliers. Cela résulte en des prix qui ne couvrent que partiellement les coûts réels des émissions pour la société.

Particulièrement complexe à prévoir sous un prix de GES de marché : Dans le cas du Québec, de la Californie et ailleurs où les prix des émissions sont fixés par le design artificiel d'un mécanisme de marché, les prix sont particulièrement difficiles à prévoir. En Europe, les balbutiements des marchés du carbone ont vu les prix fluctuer et rester très bas malgré la volonté de rendre les marchés contraignants pour la réduction des émissions. Au Québec, les règles sur l'allocation des droits d'émissions gratuits sont en évolution entre les différents cycles et l'ajout de prix plancher et de prix plafond ne sont que des aides très faibles pour la prévision adéquate des prix futurs.

3.4.2 – Coût marginal d'atteinte des objectifs de réduction (alignement avec les objectifs des politiques)

Dans certaines juridictions où les objectifs de réduction des émissions des GES sont quantifiés, le coût marginal de réduction des émissions en vue de l'atteinte des objectifs peut être quantifié et ajouté aux bénéfices des tests de rentabilité selon le potentiel de réduction des émissions des différentes IEÉ.

Alignement avec les objectifs des politiques : L'estimation du coût marginal des réductions des émissions permet d'identifier une valeur des bénéfices qui est directement en alignement avec les objectifs des politiques et des engagements d'une juridiction. Si les objectifs de réduction d'émissions sont modifiés dans le temps, les analyses du coût marginal de réduction doivent aussi être mises à jour.

Des valeurs connues au Québec : La quantification des prix marginaux de réduction peut être réalisée en s'appuyant sur des modèles technico-économiques. Pour le Québec, les coûts marginaux sont connus : ils ont été calculés par Dunsky et ESMIA pour le compte du Ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques (MELCC) en 2019 et sont présentement mis à jour⁴. Le coût marginal projeté peut, dans certains cas, surestimer les coûts de réduction des émissions de GES, car les estimations se basent sur les technologies connues ou probables. La mise à jour relativement fréquente des estimations permet d'intégrer les coûts des nouvelles technologies et la diminution des coûts de technologies existantes provenant de gains de productivité ou d'économies d'échelle.

Une prise en compte toujours partielle, mais plus complète que les prix de marché : Le coût marginal de la réduction des émissions n'inclut pas certains bénéfices sociétaux importants, tels que la création d'emplois attachée à la poursuite des objectifs et les autres bénéfices sociaux atteints dans la poursuite des cibles. Cette valeur fait également fi de la réduction du risque et la réduction des coûts liés aux impacts physiques des changements climatiques.

⁴Dunsky (2019) Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050.

3.4.3 – Coût social du carbone (prise en compte complète)

Le coût social du carbone (CSC) est une mesure de la valeur qui vise à inclure l'ensemble des coûts sociétaux liés aux émissions de GES. Plus précisément, le CSC représente le coût marginal des impacts causés par l'émission d'une tonne additionnelle de GES, incluant les impacts 'hors-marché' sur l'environnement et la santé humaine.

Prise en compte complète : L'avantage principal de cette mesure est qu'elle vise à inclure l'ensemble des impacts et ne se limite pas au coût de la réduction des émissions. Ainsi, les risques évités d'impacts physiques des changements climatiques, les effets sur la santé humaine ainsi que d'autres impacts sont pris en compte.

Prise en compte «trop» complète : Les impacts calculés par le CSC ne se limitent pas à une société en particulier. La mesure représente une mesure des bénéfices globaux. Pour le cas précis des analyses de rentabilité qui prennent l'angle d'analyse d'un régulateur dont la mission est de favoriser l'intérêt public dans sa juridiction, les valeurs estimées pourraient être critiquées comme dépassant la mission du régulateur.

La réduction des impacts globaux liés aux émissions de GES a une valeur pour les citoyens d'une juridiction, que ce soit parce que les citoyens, par leur solidarité, attribuent une valeur à la réduction des risques dans d'autres juridictions, qu'ils attribuent une valeur d'existence à la stabilité du climat mondial ou à certains phénomènes naturels menacés (certains animaux menacés, par exemple). La réduction des risques globaux peut aussi être d'intérêt et avoir une valeur pour les citoyens de façon plus tangible, par la réduction de certains risques systémiques, comme la transmission des effets des risques liés aux émissions par les marchés financiers ou les chaînes d'approvisionnement. Par exemple, le Financial Stability Board, un organisme international dont le rôle est de promouvoir la stabilité du système financier mondial, a récemment publié un rapport faisant état des liens entre les risques physiques et de transition liés aux changements climatiques et la stabilité du système financier.⁵

Bien que la réduction des impacts globaux liés aux émissions de GES ait une valeur pour les citoyens d'une juridiction en particulier, les estimations du CSC n'incluent pas ces considérations juridiction par juridiction. Une valeur spécifique pour le Québec n'existe pas et le CSC en serait une approximation.

Des estimations qui varient beaucoup : Les valeurs estimées dans différentes études varient énormément. Des études récentes estiment le CSC à des valeurs aussi élevées que 417\$⁶ USD et aussi basses que 54\$ USD⁷ par tonne de CO₂eq. La variation des estimations provient en grande partie des incertitudes de la science du climat, ainsi que des choix sur les taux d'actualisation. Le Canada a toutefois adopté une valeur du CSC qui est assez basse (50\$ par tonne de CO₂ en dollars de 2019). Cette valeur est incluse dans les analyses coûts-bénéfices associées aux changements dans les émissions de GES⁸.

⁵ Financial Stability Board (2020) The Implications of Climate Change for Financial Stability, 35 p.

⁶ Ricke, K., Drouet, L., Caldeira, K. et al. Country-level social cost of carbon. Nature Climate Change 8, 895-900 (2018)

⁷ Wang, P., Deng, X., Zhou, H et al. Estimates of the social cost of carbon: A review based on meta-analysis. Journal of Cleaner Production (2019)

⁸ Gouvernement du Canada (2021) [Annexe : La tarification de la pollution par le carbone.](#)



4 Exemples d'intégration des BNÉ

Dans ce chapitre, nous présentons un éventail de pratiques règlementaires d'intégration des BNÉ provenant de 5 juridictions. Nous présentons un historique sur les débuts de l'intégration des BNÉ dans les juridictions choisies, comparons les pratiques actuelles de ces juridictions entre elles et décrivons, juridiction par juridiction, des éléments de contexte ainsi que certaines pratiques particulières.

Le balisage nous permet de faire certains grands constats :

1. **L'intégration des BNÉ dans l'analyse de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique est une pratique commune et de longue date dans plusieurs juridictions nord-américaines.**

L'intégration des BNÉ dans les pratiques règlementaires des juridictions balisées a connu un essor important depuis les années 2000. Le Vermont a même intégré des BNÉ dans ses pratiques règlementaires dès 1990.

2. **Les approches pour intégrer les BNÉ varient : on observe des BNÉ mesurés, des ajouts génériques et une combinaison des deux.**

Le Massachusetts et la Californie intègrent uniquement des BNÉ mesurés, le Vermont utilise strictement des ajouts génériques, l'Ontario utilise jusqu'à maintenant un ajout générique et est en transition vers des BNÉ mesurés et la Colombie Britannique a une approche qui combine des ajouts génériques à des BNÉ mesurés.

3. **L'inclusion des BNÉ sociétaux, en particulier celui de la valeur de la réduction des émissions de GES, a émergé progressivement depuis une dizaine d'années.**

On observe qu'historiquement les justifications pour l'inclusion des BNÉ étaient plutôt centrées sur les bénéfices aux participants, notamment pour les ménages à faible revenu. L'intégration des considérations environnementales, centrées sur la réduction des émissions de GES, s'est surtout déployée depuis une dizaine d'années.

4.1 – Choix des juridictions pour le balisage

Les juridictions intégrées dans le balisage ont été choisies en collaboration avec la Régie de l'énergie. Leur inclusion s'est basée sur différents critères, dont :

- Le caractère innovant des pratiques d'intégration des BNÉ
- La reconnaissance du leadership des juridictions dans les pratiques d'évaluation de la rentabilité
- Une couverture de différentes approches pour l'intégration des BNÉ
- La proximité géographique des juridictions au Québec (pour certaines)
- Une couverture approximativement équivalente des juridictions américaines et canadiennes

Le choix des juridictions s'est arrêté sur la Californie, le Massachusetts, le Vermont, l'Ontario et la Colombie-Britannique.

4.2 – Historique d’intégration dans les juridictions balisées

Les pratiques d’intégration des BNÉ dans les juridictions retenues remontent à 1990. Toutefois, la majorité des décisions et des points tournants pour les 5 juridictions ont eu lieu depuis le début du siècle. La Figure 5 fait état des principales décisions et points tournants relatifs aux pratiques entourant les BNÉ et la Figure 6 montre les décisions au Québec.

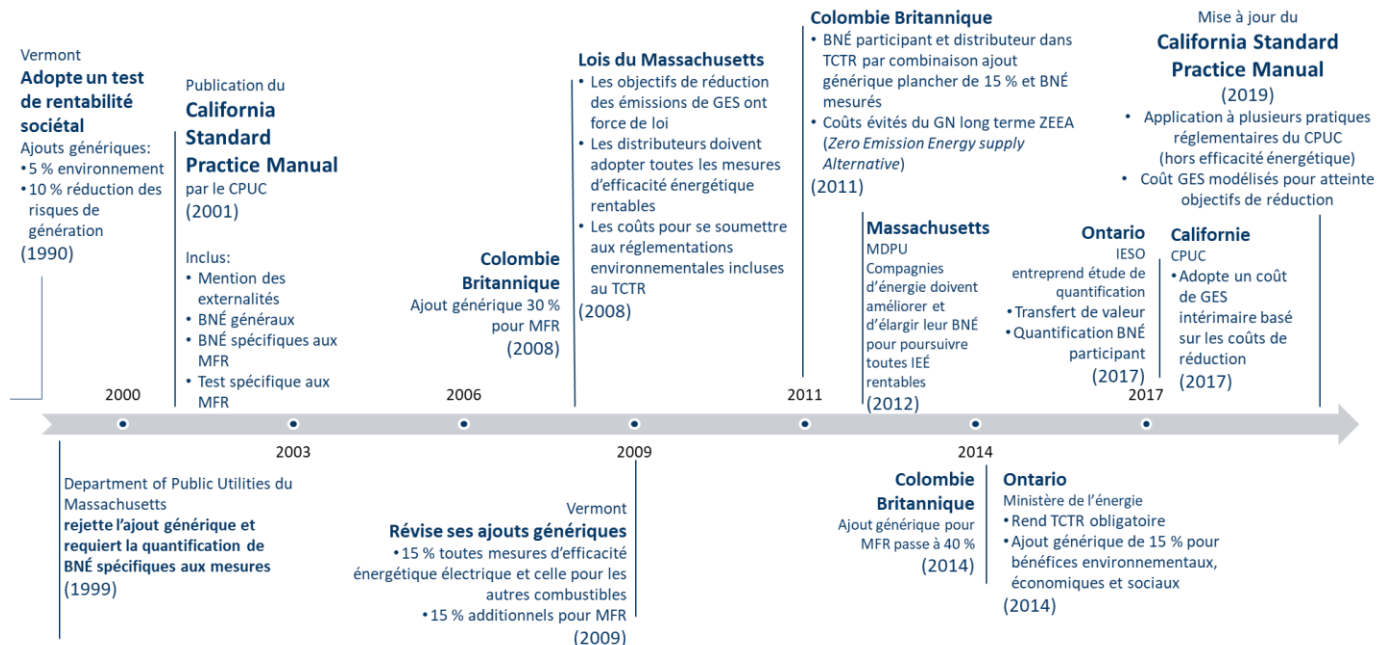


Figure 5: Décisions et points tournants des juridictions balisées pour les pratiques entourant les BNÉ

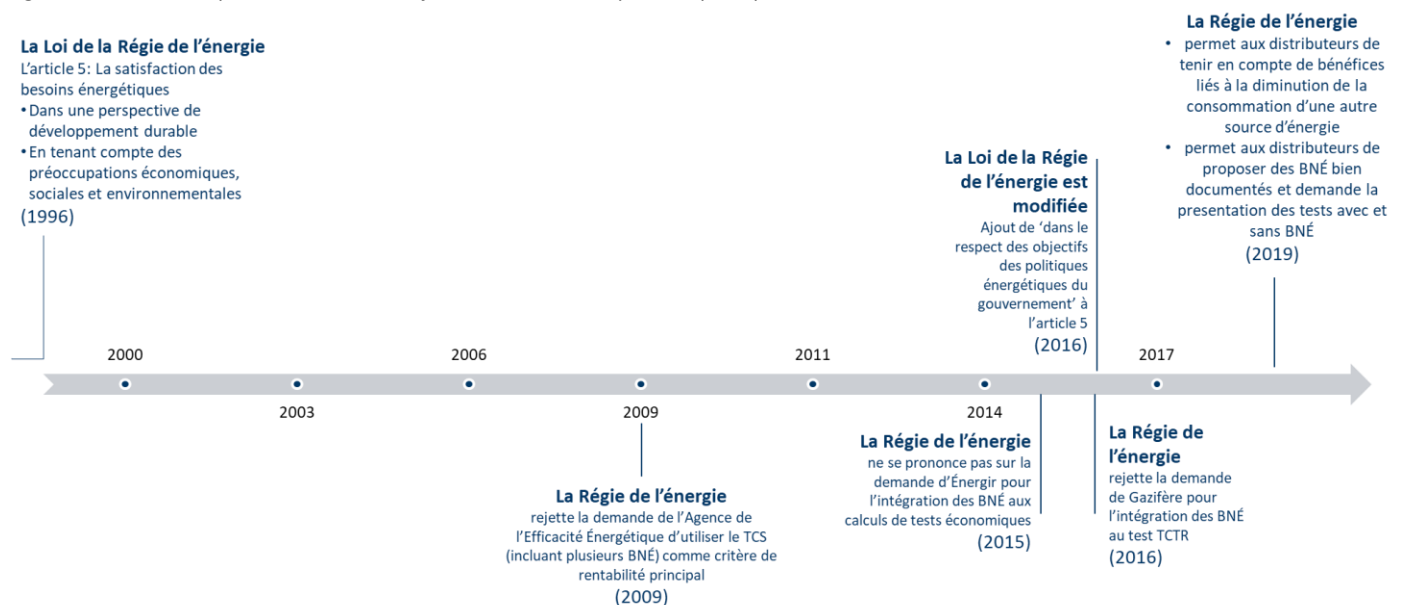


Figure 6: Décisions et points tournants du Québec pour les pratiques entourant les BNÉ

4.3 – Pratiques et choix méthodologiques des juridictions choisies

Les pratiques actuelles des juridictions balisées sont consignées au Tableau 4. À l'exception du Vermont qui utilise le TCS, les juridictions utilisent le TCTR comme test décisionnel. La Colombie-Britannique a modifié le TCTR pour inclure un ajout générique de nature sociétal relatif aux émissions de GES.

Les BNÉ mesurés sont appliqués en Californie et au Massachusetts et sont en cours de mesure en Ontario. La Colombie-Britannique utilise une approche combinée où les BNÉ mesurés et l'ajout générique cohabitent dans les tests de rentabilité. La seule juridiction qui utilise exclusivement un ajout générique est le Vermont, et ce depuis 1990.

Tableau 4: Tests de rentabilité et l'inclusion des BNÉ des juridictions balisées

Juridiction	Tests de rentabilité décisionnels	Autres tests de rentabilité	Niveau du test	Approches d'inclusion		
				BNÉ mesurés	Ajout générique	Combinaison
Californie	TCTR LIPPT pour MFR	TAP TP TCS	Portfolio	●		
Massachusetts	TCTR		Programme	●		
Vermont	TCS	TP TAP	Portfolio		●	
Colombie-Britannique	TCTR modifié	TCTR TAP	Programme			●
Ontario	TCTR modifié*	TCS	Programme	●*	●*	

* L'Ontario est en transition entre un ajout générique et les BNÉ mesurés et son TCTR modifié porte le nom de TCTR-Plus

Nous présentons au Tableau 5 les BNÉ mesurés et inclus dans les cadres d'analyse de la rentabilité dans chacune des juridictions.

Tableau 5: BNÉ de différents types des juridictions balisées

Juridiction	BNÉ mesurés et inclus		
	Participant	Distributeur	Sociétaux
Californie	Réduction des interruptions Réduction des appels à la compagnie d'énergie Réduction des factures d'eau et d'eaux usées Amélioration de la santé Amélioration de la sécurité du ménage Amélioration du confort Réduction du bruit Réduction des coûts d'opération et de maintenance	Réduction des factures impayées et coûts associés Réduction des radiations de dettes Réduction des interruptions Réduction des avis d'interruption Réduction des appels de recouvrement	Impacts macroéconomiques GES
Massachusetts	Développement économique pour les ménages à faibles revenus Qualité de l'éclairage Entretien d'équipement Remplacement d'unités de climatisation de fenêtres Confort thermique Bénéfices sur la santé Améliorations de la sécurité Durabilité de la maison Augmentation de la valeur de la propriété	Réduction des factures impayées et coûts associés Réduction des radiations de dettes Réduction des interruptions et reconnections Réduction des appels de recouvrement Réduction des avis d'interruption Réduction des appels d'urgence liés à la sécurité	
Vermont	NA*	NA*	NA*
Colombie-Britannique	Aucun***	Aucun***	Aucun
Ontario	NA**	NA**	NA**

*Aucun BNÉ mesuré au Vermont, utilisation de l'ajout générique.

** L'Ontario est en cours d'exercice de mesure des BNÉ et n'a pas encore utilisé des BNÉ mesurés dans ses tests.

*** Bien que la réglementation de la Colombie-Britannique permette une combinaison de BNÉ mesurés et d'ajouts génériques, nous n'avons pas trouvé de document montrant que des distributeurs se soient prévalus de la mesure de BNÉ mesurés

4.3.1 – Californie

La Californie utilise deux tests de rentabilité pour sa prise de décision : le TCTR pour tous les programmes et le test LIPPT (*Low-income Public Purpose Test*) pour les ménages à faible revenus. Les tests sont appliqués au niveau du portfolio, et les BNÉ inclus en Californie sont mesurés.

Les trois types de BNÉ sont inclus dans les tests de rentabilité.

Le régulateur de la Californie est le California Public Utility Commission (CPUC), qui est le régulateur des distributeurs d'énergie et d'un bon nombre d'autres services publics. La mission du CPUC inclut la réglementation des services et des distributeurs, la protection des consommateurs, la protection de l'environnement. Le CPUC doit également assurer l'accès à des services fiables et sécuritaires.

Le test LIPPT a été adopté en 2001 pour évaluer les interventions en efficacité énergétique auprès des ménages à faibles revenus. Il inclut des bénéfices non-énergétiques.

En Californie, les tests utilisés pour l'évaluation de la rentabilité sont désignés par ordonnance réglementaire. L'utilisation des BNÉ est encadrée par le California Standard Practice Manual, initialement publié en 2001 par le CPUC et mis à jour à quelques reprises depuis. La dernière mise à jour en 2019 a étendu l'application des pratiques typiques à l'analyse de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique à plusieurs autres pratiques du CPUC : la planification intégrée des ressources, la planification des ressources de production distribuées, les standards de portefeuilles d'énergie renouvelable, les ressources d'énergie distribuées intégrées, en plus de l'efficacité énergétique et les programmes de gestion de la demande.

Une valeur des émissions de GES a été incluse dans les tests à partir de 2017, lorsque le CPUC a adopté une valeur intérimaire basée sur les coûts pour se soumettre aux restrictions du marché du carbone (coût marginal de réduction des émissions, tel que décrit à la section 3.4.2.) qui a été fixé à 68,08\$ USD par tonne de CO₂eq GES en 2017. La mise à jour de 2019 a inclus dans les BNÉ sociétaux un coût de GES modélisé pour l'atteinte des objectifs de réduction de GES, tel que décrit à la section 3.4.2. Le coût de GES modélisé était à 73,24\$USD par tonne de CO₂eq en 2019 et doit augmenter graduellement à 150\$ USD par tonne en 2030. En comparaison, le prix sur le marché du carbone Québec-Californie au deuxième trimestre de 2019 était de 17,45\$USD par tonne.

4.3.2 – Massachusetts

Le Massachusetts utilise le TCTR uniquement comme test décisionnel et inclut uniquement des valeurs pour les BNÉ participant et distributeur. Le test est appliqué au niveau des programmes. Les BNÉ utilisés au Massachusetts doivent « être fiables et avoir une valeur économique réelle ».

Le Massachusetts inclut des BNÉ dans les tests de rentabilité depuis 1999. La décision a été prise alors d'utiliser des BNÉ quantifiés et de rejeter l'utilisation d'un ajout générique.

Le *Massachusetts Department of Public Utilities (MDPU)* est le régulateur. En 2008, le Massachusetts a adopté le *Global Warming Solutions Act*, qui a donné force de loi aux objectifs de réduction des émissions de GES. Le *Green Communities Act*, aussi adopté en 2008, requiert des compagnies d'énergie qu'elles mettent en place toutes les interventions rentables en efficacité énergétique et que tous les coûts pour les compagnies de se soumettre aux réglementations environnementales soient incluses dans le TCTR. Cette dernière loi a aussi rendu le MDPU responsable de vérifier la conformité des administrateurs de programme et l'atteinte de certains objectifs en efficacité énergétique.

Pour le cycle de programmes 2013-2015, le MPDU a mandaté les compagnies d'énergie à améliorer et élargir leurs BNÉ en regard de l'obligation de poursuivre toutes les IEÉ rentables. En 2018, les coûts de conformité au RGGI (*Regional Green House Gas Initiative*) ainsi que les coûts de conformité pour d'autres réglementations environnementales, notamment à propos d'émissions d'autres polluants affectant la qualité de l'air étaient ajoutés au TCTR. Les bénéfices non-énergétiques liés à la santé des participants étaient considérés pour l'État au complet et consigné dans le TRM. En 2018, le coût marginal estimé pour atteindre les objectifs de réduction des émissions était évaluée à 68\$USD par tonne de CO₂eq.

4.3.3 – Vermont

Le Vermont utilise le TCS depuis 1990 comme test décisionnel. Le test est appliqué au niveau du portfolio.

Le régulateur du Vermont est The Public Service Board. C'est le *Board* qui a mis en place dès 1990 le test du coût social comme test décisionnel pour les investissements en efficacité énergétique par les distributeurs. À l'époque, le test incluait un ajout générique de 5 % pour les externalités environnementales positives, ainsi qu'un ajout générique négatif de 10 % pour considérer les risques relatifs plus faibles de l'efficacité énergétique par rapport à la production d'énergie. Cet ajout générique négatif est appliqué aux coûts et intègre dans l'analyse de la rentabilité le fait que les investissements en efficacité énergétique réduisent les risques systémiques qui sont liés aux investissements en ressources du côté de l'offre : les risques pour les consommateurs liés aux tarifs et les risques aux investisseurs que des actifs ne soient plus considérés comme utiles ou prudemment acquis après que l'investissement ait été réalisé.

En 2009, la pratique entourant les BNÉ et les anciens ajouts génériques ont été remplacés par un ajout générique général de 15 % pour les programmes d'efficacité électrique et ceux pour les autres combustibles, en plus d'un ajout de 15 % pour les MFR. L'ajout générique négatif a été maintenu.

Depuis 2011, le Vermont Public Service Board demande aussi l'ajout des coûts pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES. Le coût inclus par tonne de CO₂eq était de 80\$USD en 2011 et de 100\$USD en 2015.

4.3.4 – Colombie-Britannique

Le régulateur est le *British Columbia Utility Commission*. En 2008, le *Utilities Commission Act* a encadré la pratique autour des BNÉ en intégrant un ajout générique de 30 % pour les MFR. De plus, la loi précisait que la rentabilité de la gestion de la demande de pointe pour un distributeur devait se baser sur le coût marginal de long terme pour l'obtention d'électricité propre ou renouvelable comme coût évité. C'est donc dire que les coûts évités doivent représenter que les choix futurs pour les ressources marginales qui seraient ajoutées seraient de source propre ou renouvelable. À ce moment, la Colombie-Britannique venait de donner force de loi à des cibles de réduction des émissions de GES pour 2020 et 2050.

En 2011, les trois distributeurs (BC Hydro, Fortis BC Inc et Fortis BC Energy Utilities) ont demandé au *BC Ministry of Energy and Mines* d'amender la réglementation pour appuyer les portfolios de gestion de la demande. Le ministère, après des consultations auprès de plusieurs parties prenantes, a modifié la réglementation, modifiant le TCTR en :

- Utilisant une Zero-Emission Energy Alternative (ZEEA) pour les coûts évités (les coûts évités sont basés sur les coûts d'une source d'énergie sans émission), dont la valeur est basée sur le coût d'acquisition de long terme de BC Hydro pour des sources propres ou renouvelables.
- Incluant des BNÉ participant et distributeur par un ajout générique « plancher » de 15 % s'appliquant à tous les secteurs pouvant être utilisé tel quel ou dépassé par des BNÉ selon les preuves présentées par les distributeurs (BNÉ mesurés)
- Attribuant les économies d'énergie provenant des codes et standards aux administrateurs de programme.

En 2014, l'ajout générique s'appliquant aux programmes destinés aux MFR est passé de 30% à 40%.

Les tests secondaires de la Colombie-Britannique ne doivent pas être ajustés par des BNÉ. Par contre, le test secondaire TCTR doit utiliser le coût marginal de long terme pour acquérir de l'électricité propre comme coût évité, comme pour le TCTR modifié et ce pour tous les distributeurs.

4.3.5 – Ontario

Le régulateur de l'Ontario est la Commission de l'énergie de l'Ontario, dont le mandat inclus la prise de décision et la provision de conseils au gouvernement pour contribuer à ce que le secteur de l'énergie soit durable et fiable et pour aider les consommateurs à tirer le meilleur parti de leurs services de gaz naturel et d'électricité.

En 2014, le Ministère de l'Énergie de l'Ontario rendait l'utilisation du TCTR obligatoire comme test décisionnel appliqué au niveau des programmes d'efficacité énergétique de gaz naturel et d'électricité, incluant un ajout générique de 15 %. Cet ajout est identifié comme intégrant les bénéfices environnementaux, sociaux et économiques (typiquement, des bénéfices sociétaux). L'ajout générique était donc considéré comme intégrant la valeur de la réduction des émissions de GES. Le TCTR est appliqué au niveau des programmes.

En 2015, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE ou IESO), qui est responsable de coordonner les efforts de conservation d'énergie de la province, a adopté le *Conservation First Framework*, incluant l'application de l'ajout générique de 15 % ne mentionnant pas les portions pour les différents types de BNÉ. En 2017, l'IESO a entrepris une étude de quantification en deux phases : la première visant une estimation des BNÉ par transfert de valeur et la deuxième, toujours en cours, de quantification des BNÉ participant par priorisation des BNÉ par des experts locaux puis leur quantification par sondage auprès des participants. Une des recommandations de la première phase d'étude conseillait à l'IESO de plutôt intégrer les GES à travers les coûts évités.

5 Contexte actuel du Québec

Ce chapitre prend d'abord une approche descriptive pour faire état du contexte du Québec, puis discute des pratiques que la Régie pourrait adopter dans le contexte actuel.

La description du contexte actuel inclut la revue du cadre actuel de la Régie pour l'analyse de la rentabilité des programmes en efficacité énergétique, une analyse de certains éléments de la Loi sur la Régie de l'énergie et une discussion à propos des politiques énergétiques et de leurs objectifs.

Les pratiques que la Régie pourrait adopter dans le contexte actuel s'articulent autour de 4 différents axes :

- Les pratiques dans le contexte des tests de rentabilité
- Les pratiques pour choisir une approche d'inclusion des BNÉ dans les tests
- Les pratiques spécifiques pour l'inclusion des GES dans les tests de rentabilité
- Les pratiques possibles pour aller au-delà des BNÉ

Chacune des pratiques possibles est décrite, puis une analyse est faite sur leurs avantages et leurs inconvénients dans le contexte spécifique du Québec.

5.1 – Cadre actuel de la Régie pour l'analyse de la rentabilité

Le cadre actuel de la Régie de l'énergie pour l'analyse de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique est présenté dans le Tableau 6 ci-dessous. Les informations se basent sur la dernière décision rendue sur le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec⁹.

Tableau 6: Cadre actuel d'analyse de la rentabilité

Tests de rentabilité principaux (décisionnels)	Test du coût total en ressources (TCTR) et Test du participant (TP)
Tests secondaires (à fins d'information)	Test de la neutralité tarifaire (TNT). Note : Ajout du Test de l'administrateur public (TAP) au prochain dossier d'examen du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec et permission aux distributeurs de proposer tout autre test qu'ils considèrent appropriés ou pertinents (ils devront être bien documentés).

⁹ Demande relative au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023, D-2019-088 (p. 133 à 140)

Niveau d'application	Chaque programme (sauf exception) et chaque portefeuille de programmes doit réussir les tests de rentabilité principaux
Exceptions aux tests	Programmes visant la clientèle MFR, projets-pilotes
Méthodologie de calcul (référence)	<i>National Standard Practice Manual for Assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources, 2017</i>
Prise en compte des impacts énergétiques de sources secondaires	Oui, lorsque l'application est symétrique (on quantifie autant les impacts positifs que négatifs) et bien documentée.
Prise en compte des BNÉ	La Régie a permis aux distributeurs d'énergie réglementés de proposer des BNÉ, au prochain dossier d'examen du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec, pourvu qu'ils soient bien documentés. Dans ce cas, les distributeurs devront adéquatement identifier les prévisions des tests économiques avec et sans BNÉ.
Décision pertinente	<i>Demande relative au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023, D-2019-088 (p. 133 à 140)</i>

5.2 – Modifications à la Loi de la Régie de l'énergie

Deux modifications récentes à la Loi de la Régie de l'énergie, soit les projets de loi 34¹⁰ et 44¹¹, influencent les usages du cadre de l'analyse de la rentabilité pour les différentes compagnies d'énergie.

Les principales modifications liées au cadre d'analyse de la rentabilité découlant du projet de loi 34, sanctionné en décembre 2019, sont les suivantes :

- La fixation des tarifs du distributeur d'électricité par la Régie est dorénavant effectuée aux 5 ans.
- Indexation annuelle des tarifs du distributeur d'électricité à l'inflation dans l'intervalle.

¹⁰ [Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité \(LQ, 2019, chap. 27\)](#)

¹¹ [Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification \(LQ, 2020, chap. 19\)](#)

- Les projets d'investissement et les programmes commerciaux du distributeur d'électricité ne sont plus soumis à une autorisation préalable de la Régie.

Les principales modifications liées au cadre d'analyse de la rentabilité découlant du projet de loi 44, sanctionné en octobre 2020, sont les suivantes :

- La Loi sur Transition énergétique Québec est abrogée et ses fonctions sont reprises par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).
- Les responsabilités de la Régie, par rapport au Plan Directeur en transition, innovation et efficacité énergétique, sont limitées à l'examen des programmes et des mesures en efficacité énergétique des distributeurs de gaz naturel uniquement.

Les modifications découlant des projets de loi 34 et 44 feront l'objet de décisions au cours des prochaines années à la Régie suivant la modification aux compétences prévues dans sa Loi. Suivant les modifications législatives, il appert que la fréquence d'analyse et les déclencheurs de l'analyse de rentabilité ne soient pas identiques pour le distributeur électrique et les distributeurs gaziers. Même dans le cas où la fréquence ou les déclencheurs de l'analyse différerait pour les distributeurs, **l'intégration des BNÉ pourrait être traitée similairement.**

5.3 – Article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie

L'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie est un élément de contexte important pour les réflexions entourant l'intégration des BNÉ.

Deux éléments principaux de cet article positionnent la Régie pour l'intégration dans ses pratiques réglementaires des BNÉ et d'autres pratiques favorisant la transition énergétique.

5.3.1 – Le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement

L'article 5 a été modifié en 2016 pour préciser que la Régie « favorise la satisfaction des besoins énergétiques **dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement** ».

La même année, la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec était publiée. À l'automne 2020, le gouvernement a également publié le Plan pour une économie verte 2030, une politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques.

Les objectifs de ces politiques sont détaillés à la prochaine section et incluent des objectifs de réduction d'émission de GES, des objectifs d'efficacité énergétique, des objectifs de réduction de l'utilisation de sources fossiles ainsi que des objectifs d'électrification. Pour prendre des décisions cohérentes avec l'article 5, la Régie doit évaluer les cadres d'analyses utilisés pour savoir s'ils favorisent ou défavorisent l'atteinte de ces objectifs. Les cadres d'analyses déjà en place qui ne servent pas à priori à analyser l'atteinte de ces objectifs ne sont pas neutres.

5.3.2 – Perspective de développement durable

L'article 5 stipule également que la Régie « favorise la satisfaction des besoins énergétiques [...] dans une perspective de développement durable ».

Or, au Québec, la Loi sur le développement durable¹² définit le concept comme « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement. »

Pour intégrer la perspective de développement durable dans ses décisions, la Régie doit considérer la réduction des émissions de GES, ainsi que d'autres bénéfices sociétaux découlant des interventions des distributeurs, notamment en efficacité énergétique.

5.4 – Les politiques énergétiques

Les politiques énergétiques et les objectifs de réduction d'émissions de GES doivent être considérées par la Régie dans l'évolution de sa pratique règlementaire. Nous présentons ici l'éventail de politiques et objectifs à considérer, puis détaillons les objectifs spécifiques.

5.4.1 – Un éventail de politiques et objectifs

La Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétique dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement. La Figure 7 montre les différentes politiques et objectifs qui doivent ou peuvent être prises en compte par la Régie.

L'ajout à la loi rend très claire l'obligation de la Régie de considérer les objectifs de la politique énergétique 2030 publiée en 2016 par le gouvernement.

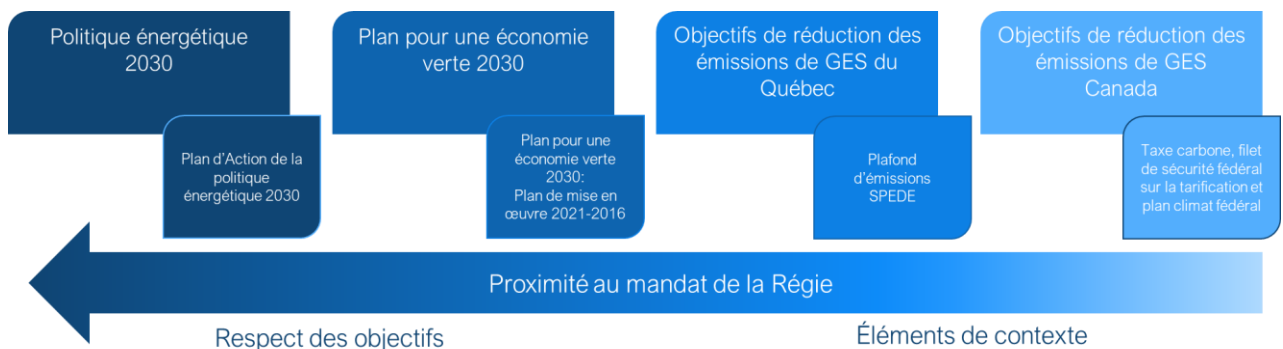


Figure 7: Politiques énergétiques et éléments de contexte

¹² [d-8.1.1 – Loi sur le développement durable](#), Gouvernement du Québec, mis à jour le 31 octobre 2020.

Bien que le Plan pour une économie verte 2030 ne porte pas le nom spécifique de politique énergétique, sa portée et ses objectifs s'articulent clairement autour des objectifs énergétiques du Québec. Il pourrait être argumenté que son rôle en tant que « politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques » la qualifie comme une des politiques énergétiques du gouvernement dont les objectifs devraient être considérés par la Régie.

Les objectifs de réduction des émissions de GES du Québec ne sont pas une politique énergétique. Toutefois, ces objectifs et la tarification du carbone par le Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) sont des éléments de contexte important qui influencent déjà et affecteront de manière importante l'environnement d'affaire dans lequel les distributeurs québécois évolueront dans les prochaines décennies, en plus d'aiguiller les objectifs des politiques énergétiques. Ce sont des éléments de contexte importants que la Régie doit considérer pour rendre des décisions éclairées.

Les objectifs de réduction des émissions de GES du Canada s'éloignent encore plus du mandat de la Régie de l'énergie. Toutefois, les objectifs et outils fédéraux, incluant le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone, ont une influence certaine sur les objectifs de réduction des émissions de GES du Québec et l'évolution des politiques énergétiques québécoises.

Le gouvernement fédéral, tel que récemment légitimé par le jugement de la Cour Suprême du Canada sur la constitutionnalité de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre¹³, a un droit de regard sur les mécanismes de tarification du carbone dans les provinces, et peut imposer un prix du carbone au niveau fédéral dans les provinces qui n'en ont pas et évaluer les mécanismes de tarification dans les provinces qui en ont. Les cibles de réduction des émissions de GES des provinces sont intimement liées aux cibles du Canada et aux engagements internationaux pris par le Canada. En 2016, le gouvernement fédéral a d'ailleurs mené un large exercice de collaboration entre les provinces, territoires et le gouvernement fédéral et publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques : plan canadien de lutte contre les changements climatiques¹⁴.

5.4.2 – Objectifs des politiques

Nous présentons au Tableau 8 les objectifs et engagements chiffrés et quelques-unes des orientations établies dans les politiques. Nous indiquons si la poursuite de ces objectifs a des impacts non énergétiques probables pour les participants (directement impliqués dans les programmes et mesures découlant des objectifs et politiques) et pour la société. Comme les objectifs et orientations sont centrés autour de la lutte aux changements climatiques, il n'est pas surprenant de constater que tous ont des impacts non énergétiques de société probables – ceux-ci incluent à la fois les impacts environnementaux de ces mesures et les impacts sociaux et économiques.

¹³ Cour Suprême du Canada (2021) [Renvoi relatif à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre](#)

¹⁴ Gouvernement du Canada (2016) [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques : plan canadien de lutte contre les changements climatiques](#), 97 p.

Tableau 7: Objectifs et orientation des politiques et engagements liés à l'énergie

Politiques	Objectifs et orientations	Impacts non énergétiques probables	
		Participant	Société
Politique énergétique 2030	Améliorer de 15 % l'efficacité énergétique	●	●
	Réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés	○	●
	Éliminer l'utilisation du charbon thermique	○	●
	Augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables	○	●
	Augmenter de 50 % la production de bioénergies	○	●
	Réduire les émissions de GES de 18 % en 2030 par rapport au niveau de 1990 (à noter que cet objectif est spécifique au total des cibles de la Politique énergétique 2030)	○	●
Plan pour une économie verte 2030	Réduire les émissions de GES de 37,5 % en 2030 par rapport au niveau de 1990 (à noter que cet objectif est la cible du gouvernement du Québec pour 2030 et que le Plan pour une économie verte ne permet pas l'atteinte complète de cette cible)	○	●
	Électrification des transports : 55 % des autobus urbains électriques en 2030 65 % des autobus scolaires électriques en 2030 1,5 million de véhicules électriques en 2030 Interdiction de la vente de véhicules à essence en 2035 40 % des taxis électriques en 2030 100 % des véhicules légers et 25 % des camionnettes de certaines entités du gouvernement électriques en 2030	●	●
	Électrification et utilisation de bioénergie et d'hydrogène vert dans le secteur industriel	●	●
	Association d'Hydro-Québec et d'Énergir dans l'objectif commun de réduire de 50 % les émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments en 2030	●	●
	Réduction des émissions du parc immobilier gouvernemental de 60 % d'ici 2030	●	●
	Réseau électrique : Étendre le réseau triphasé dans certaines régions rurales Consolider le réseau électrique dans les secteurs saturés	●	●

Politiques	Objectifs et orientations	Impacts non énergétiques probables	
		Participant	Société
	Compléter le réseau électrique pour rejoindre certains consommateurs industriels et agricoles non-branchés		
	Volume minimal de 10 % de gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau en 2030	○	●
Objectifs et engagements de réduction des émissions de GES du Québec	2030 : Réduction des émissions de GES de 37,5 % par rapport au niveau de 1990 2050 : Carboneutralité	○	●
	Nouvelles règles encadrant les allocations gratuites pour la période 2024-2030 pour le SPEDE	○	●
Objectifs et engagements de réduction des émissions de GES du Canada	2030 : Réduction des émissions de GES de 30 % par rapport au niveau de 2005 2050 : Carboneutralité	○	●
	Taxe carbone : Augmentation de la taxe carbone graduelle jusqu'à 170\$ la tonne de CO2eq en 2030 Révision des conditions du filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone	○	●

● Impact probable : On peut s'attendre à ce que des BNÉ découlent de l'atteinte des objectifs.

○ Impact possible : On pense que des BNÉ découleront des objectifs, sans pouvoir le confirmer ou les anticiper précisément

5.5 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte des tests de rentabilité actuels

Dans le contexte actuel, nous constatons que la Régie de l'énergie ne tient pas en compte des BNÉ dans ses délibérations. Elle s'est toutefois montrée ouverte à considérer leur intégration dans le cadre d'analyse de la rentabilité des programmes qui seront proposés dans le prochain Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec. Pour poursuivre l'intégration des BNÉ dans sa pratique réglementaire, la Régie a deux grandes décisions à prendre relativement aux tests de rentabilité :

1. Centrer la prise de décision autour des tests de rentabilité qui incluent les BNÉ

Pour éviter que les décisions de la Régie soient influencées par une version biaisée de tests (celle sans BNÉ), il serait avisé que la Régie prenne ses décisions en s'appuyant sur les versions de tests incluant les BNÉ. La décision d'inclure les BNÉ dans les décisions est cohérente avec les pratiques de conciliation des différents intérêts, centrales aux activités de la Régie : si un bénéfice non énergétique relevé par une ou l'autre des parties prenantes peut être mesuré et bien documenté, alors son inclusion dans les tests de rentabilité permettrait de prendre des décisions en considérant les intérêts des différentes parties.

Il serait aussi opportun pour la Régie de demander la présentation des tests incluant les BNÉ seulement, éliminant ainsi le risque d'influencer les décisions par la présentation de tests biaisés.

2. Se positionner sur les tests de rentabilité décisionnels

Présentement, les deux tests décisionnels indiqués par la Régie pour l'ensemble des distributeurs sont le test du coût total en ressources (TCTR) et le test du participant (TP). Pour l'intégration des BNÉ, nous voyons trois grandes options pour la Régie.

a. Intégrer les BNÉ dans les tests décisionnels actuels

La Régie pourrait décider de garder le TCTR et le TP comme tests décisionnels. Tel que décrit à la section 3, les BNÉ participant et distributeur sont inclus dans la version sans biais du TCTR et les BNÉ participant sont inclus au TP.

Or, aucun de ces deux tests ne permettent l'inclusion des BNÉ sociétaux, incluant la réduction des émissions de GES. Cette omission en contexte de transition énergétique ignore la majeure partie des BNÉ. Surtout, elle ne respecte pas les objectifs des politiques énergétiques car, tel qu'illustré au Tableau 8, les impacts non énergétiques les plus probables de l'ensemble des politiques sont des bénéfices sociétaux.

b. Modifier le TCTR pour inclure les BNÉ sociétaux

Tel que vu à la section 4, certaines juridictions comme la Colombie-Britannique ont adopté une version modifiée du TCTR pour permettre l'inclusion de certains BNÉ sociétaux spécifiques à l'environnement et à la lutte aux changements climatiques. Une telle modification permettrait à la Régie d'aligner sa pratique réglementaire d'analyse de rentabilité aux objectifs des politiques énergétiques.

Cette pratique de modification des tests comporte toutefois quelques risques et inconvénients. D'abord, bien que le *National Standard Practice Manual for Assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources, 2017* (*National Standard Practice Manual*) suggère l'option d'adopter des tests spécifiques pour répondre aux besoins des juridictions,

- 1) il n'est pas clair qu'un test développé pour répondre aux besoins d'une juridiction ait une cohérence au niveau théorique et

- 2) une fois qu'une juridiction développe son propre test, elle devient la seule responsable de développer les meilleures pratiques entourant ce test et perd l'appui de la communauté de pratique pour prendre position sur les standards méthodologiques.

Adopter un test modifié peut prêter flanc à des critiques de différentes parties prenantes, qui pourraient vouloir considérer d'autres BNÉ sociétaux par exemple. Cette option pourrait être choisie en maintenant l'option a pour le TP (intégrer les BNÉ dans le TP).

c. Remplacer le TCTR par le TCS

Le seul test « standard » présenté dans le *National Standard Practice Manual* qui permet l'intégration de l'ensemble des BNÉ et qui permet que les pratiques entourant l'évaluation de la rentabilité respectent les objectifs des politiques énergétiques est le Test du Coût Social (TCS). Sa présence comme test dans le *National Standard Practice Manual* assure que les ressources méthodologiques pour guider son utilisation soient mise à jour et discutée largement dans la communauté de pratique autour des tests de rentabilité en Amérique du Nord. Utiliser le TCS comme test décisionnel permet d'aller au-delà des politiques énergétiques et favorise la conciliation des différents intérêts dans l'ensemble de la société, par l'intégration de tous les types de BNÉ.

Les défis méthodologiques pour l'intégration des BNÉ les plus difficiles à quantifier et mesurer peuvent être soulignés comme une difficulté à l'utilisation du TCS. Il est toutefois possible de mitiger l'incertitude entourant la quantification de certains BNÉ, tel que décrit à la section 5.5.

Cette option pourrait être choisie en maintenant l'option a pour le TP (intégrer les BNÉ dans le TP).

5.6 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : Inclusion des BNÉ

La pratique entourant les BNÉ demande d'adopter une pratique spécifique pour l'inclusion des BNÉ dans les tests.

1. Inclure les BNÉ par ajout générique

L'intégration des BNÉ peut se faire par ajout générique. Le principal avantage de cette pratique est qu'un ajout générique est simple et facile à mettre en place.

Toutefois, tel que décrit à la section 3.2, la pratique des ajouts génériques pose plusieurs problèmes : elle pose des problèmes de précision de la valeur et n'est pas transparente sur ce qui est inclus dans la valeur, l'ajout générique est appliqué de façon uniforme alors que les IEÉ n'offrent pas des BNÉ uniformes, l'ajout générique est difficile à mettre à jour de façon cohérente. Un autre inconvénient à l'utilisation de l'approche par ajout générique est la difficulté à le documenter. Bien qu'il soit possible de documenter l'utilisation d'ajouts génériques dans d'autres juridictions, il n'est pas possible de documenter les données ou les valeurs sur lesquelles les juridictions s'appuient pour approuver la proportion de l'ajout générique –

ces valeurs sont fondamentalement arbitraires. Or, la Régie s'est déjà prononcée pour ouvrir la porte à l'intégration des BNÉ dans les tests de rentabilité à condition qu'ils soient bien documentés.

Il faut dire que l'approche générique est souvent transitoire : une approche hybride consiste à commencer par un ajout générique pour progressivement le remplacer par des BNÉ mesurés (p.ex., Ontario).

2. Inclure des BNÉ mesurés

L'intégration des BNÉ peut se faire sous leur forme mesurée. L'avantage principal de cette approche est qu'elle permet de reconnaître la nature imprécise et changeante de la valeur de certains BNÉ et de l'intégrer dans la pratique dans un esprit d'amélioration continue. Sans être simple, cette approche est la plus cohérente pour l'intégration de la complexité entourant les questions de rentabilité.

Certains détracteurs présenteront la complexité et l'incertitude entourant la valeur des BNÉ mesurés comme un argument contre leur prise en compte. L'inconvénient réel de cette approche tient plutôt des ressources analytiques considérables qu'elle peut demander pour appréhender cette complexité et pour mitiger les incertitudes. Des bonnes pratiques utilisant une approche flexible et par étapes permettent une intégration cohérente des BNÉ mesurés. Nous proposons les étapes suivantes :

- a. Mandater les compagnies d'énergie assujetties à la Loi de la Régie de l'énergie de faire une évaluation initiale des BNÉ de tous types par transfert de valeur
- b. Dans le cas d'incertitude sur la valeur, ajuster le BNÉ sans éliminer sa prise en compte et prioriser une quantification au Québec. Il est possible par exemple d'appliquer un facteur de réduction à une valeur estimée par transfert de valeur, ou baser le transfert de valeur sur plusieurs juridictions différentes et adopter l'estimation la plus basse.
- c. Mandater les compagnies d'énergie à proposer un processus de quantification des BNÉ spécifiques au Québec
- d. Demander aux compagnies d'énergie des justifications détaillées sur les valeurs des BNÉ

5.7 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : le cas spécifique des émissions de GES

Comme la Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques, et que plusieurs de ces objectifs sont établis pour réduire les émissions de GES, nous abordons les options qui s'offrent à la Régie pour le cas spécifique des émissions de GES.

Les options pour la Régie concernant cet important BNÉ sociétal dépendent des choix qui auront été faits à propos des tests décisionnels. Nous nous penchons sur deux cas particuliers : celui où la Régie décide de conserver le TCTR (non modifié) comme test décisionnel et celui où la Régie décide de remplacer le TCTR par le TCS.

5.7.1 – Intégration des GES dans le TCTR

Bien que le TCTR ne permette pas l'intégration des BNÉ sociétaux, certaines autres avenues permettent une intégration partielle et incomplète des objectifs des politiques énergétiques relativement à la réduction des émissions de GES. Ces deux approches ne s'appuient pas sur une intégration de BNÉ, mais passent par la modification de certains autres paramètres de l'analyse de rentabilité.

1. Calculer les coûts évités basés sur les sources d'énergie sans émissions de GES pour tous les distributeurs

En utilisant des sources d'énergie sans émissions de GES pour le calcul des coûts évités, on s'assure d'intégrer le surcoût de ces sources, s'il existe, aux tests de rentabilité, favorisant ainsi l'efficacité énergétique. Ces coûts évités sont plus représentatifs du coût d'opportunité réel de ne pas faire de l'efficacité énergétique dans une économie en voie de décarbonation.

Au Québec, Hydro-Québec Distribution utilise présentement le coût évité de l'énergie éolienne, basé sur le dernier contrat d'approvisionnement qui a été conclu. Ces coûts évités sont donc basés sur une source d'énergie sans émissions. Ce n'est toutefois pas l'absence d'émissions qui a motivé le choix de coûts à considérer, mais plutôt que ce sont les coûts des ressources marginales et il pourrait être précisé que les coûts évités doivent se baser sur une source sans émissions (sans nécessairement préciser laquelle).

Cette approche ne se limite pas seulement à l'électricité. La Colombie-Britannique a poussé la réflexion plus loin en appliquant le coût évité de l'électricité sans émissions de GES au gaz naturel. On suppose que les émissions de GES liées au gaz naturel qui ne sont pas réduites au moyen de l'efficacité énergétique devront être éliminées au moyen de l'électrification des usages. Cette approche permet de recentrer les efforts en efficacité énergétique sur le gaz naturel, une source d'énergie qui émet beaucoup plus de GES que l'électricité dans cette juridiction mais dont le bas coût évité représente souvent un défi pour la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique.

2. Calculer les coûts évités en intégrant des prévisions sur le prix des droits d'émission sous le SPEDE

Si le TCTR ne permet pas l'intégration des bénéfices sociétaux, il est toutefois permis d'intégrer la part qui est payée par le distributeur d'énergie ou sa clientèle par le biais d'une taxe sur le carbone.

Cette méthode pour l'inclusion des objectifs des politiques est toutefois incomplète et imprécise. En effet, les prix du SPEDE ne représentent pas la totalité des impacts des émissions de GES ou la totalité des coûts pour la société pour réduire les émissions de GES. Le fait que le SPEDE est un marché fonctionnant par enchères pose un défi important pour la projection des prix qui seront réalisés sur le marché, entre le prix plancher et le prix plafond. Enfin, l'existence d'un prix plafond sur le marché est une limite car il empêchera le marché de refléter le coût marginal réel de la réduction des émissions.

Si le plafond est insuffisamment élevé ou s'il y a une offre excédentaire de droits d'émission sur le marché, les prix du SPEDE sous-évalueront de manière importante le coût réel des émissions de GES.

Si on retient cette méthode, il est préférable d'utiliser des projections de prix effectuées sous l'hypothèse que les efforts de réduction de GES seront soutenus et cohérents avec les objectifs de réduction des juridictions participantes. De plus, il faut s'assurer de retenir des projections qui concordent avec les durées de vie des mesures d'efficacité énergétique (et non les derniers prix publiés).

5.7.2 – Intégration des GES dans le TCS

Comme le TCS permet l'intégration des BNÉ sociétaux, les différentes avenues d'intégration du BNÉ relatif à la réduction des émissions de GES diffèrent par le choix du point de vue sur la valeur de la réduction des émissions de GES

1. Intégrer le coût marginal projeté pour l'atteinte des cibles et engagement de réduction des émissions de GES du Québec

La première avenue est d'intégrer dans l'analyse de rentabilité le coût marginal projeté pour l'atteinte des cibles et engagement de réduction des émissions de GES. Ce coût représente le coût pour la société de réduire les émissions de GES vers l'atteinte des objectifs et engagements.

Ce coût marginal peut être calculé à l'aide de modèles technico-économiques. Pour le Québec, une telle étude a déjà été réalisée par Dunsky et ESMIA pour le compte du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) en 2019 et l'étude est présentement en processus de mise à jour¹⁵.

Le coût marginal projeté peut dans certains cas surestimer les coûts de réduction des émissions de GES, car les estimations se basent sur les technologies connues ou probables. La mise à jour relativement fréquente des estimations permet d'intégrer les coûts des nouvelles technologies et la diminution des coûts de technologies existantes provenant de gains de productivité ou d'économies d'échelle.

Toutefois, le coût marginal de la réduction des émissions n'inclut pas certains bénéfices sociétaux importants, tels que la création d'emplois attachée à la poursuite des objectifs et les autres bénéfices sociaux atteints dans la poursuite des cibles. Cette valeur fait également fi de la réduction du risque et la réduction des coûts liés aux impacts physiques des changements climatiques.

2. Intégrer le coût social du carbone

La deuxième avenue est d'intégrer la valeur de la réduction des émissions à travers le coût social du carbone (CSC). Le CSC est une mesure de la valeur qui vise à inclure l'ensemble des coûts sociétaux liés aux émissions de GES. Précisément, il représente le coût marginal des impacts causés par l'émission d'une tonne additionnelle de GES, incluant les impacts 'hors-marché' sur l'environnement et la santé

¹⁵ Dunsky et ESMIA, 2019. Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050. Le tableau 2.1 montre les coûts marginaux de réduction des émissions par secteur aux 5 ans.

humaine. L'avantage principal de cette mesure est qu'elle vise à inclure l'ensemble des impacts et ne se limite pas au coût de la réduction des émissions.

Toutefois, cette mesure de la valeur de la réduction des émissions présente quelques désavantages. D'abord, les valeurs estimées dans différentes études varient énormément. Des études récentes estiment le CSC à des valeurs médianes et moyennes aussi élevées que 417\$ USD¹⁶ et aussi basses que 54\$ USD¹⁷ par tonne de CO₂eq. La variation des estimations provient en grande partie des incertitudes de la science du climat, ainsi que des choix d'actualisation. Ensuite, les impacts calculés par le CSC ne se limitent pas à la société québécoise – la mesure représente une mesure des bénéfices globaux¹⁸.

Malgré les désavantages de cette valeur, il est intéressant de noter que le gouvernement du Canada intègre une valeur du CSC de 50\$ la tonne de CO₂ (en dollars de 2019)¹⁹ dans ses analyses coûts-bénéfices.

5.8 – Pratiques possibles au Québec dans le contexte actuel : au-delà des BNÉ

Outre l'inclusion des BNÉ dans les tests de rentabilité de l'efficacité énergétique, la Régie pourrait adopter certaines pratiques dépassant le cadre d'analyse de la rentabilité.

1. Évaluer l'atteinte des objectifs à moindre coût plutôt que la rentabilité

Si le cadre d'évaluation de la rentabilité de l'efficacité énergétique devient un frein aux IEE pour atteindre les objectifs des politiques énergétiques, par exemple par sa complexité ou par les délais nécessaires pour inclure les BNÉ dans les pratiques, alors la Régie pourrait évaluer de telles IEE de la part des distributeurs de façon à minimiser les coûts pour l'atteinte des objectifs. Que ce soit pour l'approbation au préalable des programmes et mesures (pour Énergir et Gazifère) ou pour l'approbation des programmes et mesures réalisés dans le cadre des demandes tarifaires (pour Énergir, Gazifère et Hydro-Québec) la Régie pourrait évaluer un plan minimisant les coûts pour l'atteinte des objectifs. Une telle approche permettrait aux distributeurs de se concentrer sur une approche pour l'atteinte des objectifs.

¹⁶ Ricke, K., Drouet, L., Caldeira, K. et al. Country-level social cost of carbon. *Nature Climate Change* 8, 895-900 (2018)

¹⁷ Wang, P., Deng, X., Zhou, H et al. Estimates of the social cost of carbon: A review based on meta-analysis. *Journal of Cleaner Production* (2019)

¹⁸ Heyes, A., Morgan, D., Rivers, N. The Use of a Social Cost of Carbon in Canadian Cost-Benefit Analysis. *Canadian Public Policy* Volume 29, Issue Supplement 2, (2013)

¹⁹ Gouvernement du Canada (2021) Annexe : La tarification de la pollution par le carbone

Cette pratique pourrait s'appliquer autant aux objectifs d'efficacité énergétique qu'aux autres objectifs des politiques énergétiques qui demandent l'intervention ou la participation des compagnies d'énergie, notamment :

- La réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommés d'ici 2030 (Politique énergétique 2030)
- L'augmentation de la production d'énergie renouvelables de 25 % d'ici 2030 (Politique énergétique 2030)
- La réduction de 50 % des émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030 par l'association d'Hydro-Québec et d'Énergir (Plan pour une économie verte 2030)

Notre lecture du cadre actuel ne relève pas d'incohérences ou d'obstacles pour l'adoption de cette approche, bien que l'utilisation du cadre d'analyse permettant l'approbation des programmes ne soit pas nécessaire aux mêmes échéances et n'ont pas les mêmes déclencheurs, tel que décrit à la section 5.2. Il serait toutefois avisé pour la Régie de faire une vérification juridique pour savoir si une telle pratique pourrait être proscrite par les différentes lois sous lesquelles elle opère.

2. Application à d'autres questions et décisions de la Régie (tarifs, investissements, etc.)

Si certains principes méthodologiques décrits dans ce rapport se rapportent seulement aux spécificités du cadre d'analyse de rentabilité des interventions en efficacité énergétiques, l'ensemble des grands principes sont pertinents pour l'ensemble des décisions prises par la Régie de l'énergie dans le cadre de ses fonctions.

Pour favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et pour assurer la conciliation des différents intérêts dans un contexte de transition énergétique, la Régie peut demander l'intégration et la quantification d'impacts qui vont au-delà des impacts énergétiques et pourrait particulièrement s'intéresser aux impacts sociétaux liés à la lutte aux changements climatiques et à la protection de l'environnement. Plusieurs avenues d'intégration s'offrent aux régulateurs relativement à plusieurs des décisions qui doivent être rendues. Nous présentons certaines pistes au Tableau 8 ci-dessous, dont certaines sont déjà utilisées dans les pratiques du Québec.

Tableau 8: Avenues d'intégration à d'autres décisions des régulateurs

Type de décision	Pistes à explorer
Évaluation de la rentabilité des investissements	<ul style="list-style-type: none"> • Intégrer des critères spécifiques liés aux objectifs des politiques énergétiques pour établir si un actif est utile et a été acquis prudemment • Inclure sur une base quantitative la valeur des émissions de GES dans l'évaluation des investissements

Type de décision	Pistes à explorer
	<ul style="list-style-type: none"> Intégrer l'évaluation des risques entourant les externalités (actifs désuets, analyses de sensibilité sur la valeur des émissions de GES, intégration des risques physiques des CC) dans l'évaluation des investissements
Critères d'appels d'offre	<ul style="list-style-type: none"> Inclure des critères qualitatifs pour l'atteinte des objectifs des politiques énergétiques ou pour d'autres considérations d'externalités (protection de l'environnement, développement économique, etc.) Inclure des critères quantifiés et monétisés pour évaluer les impacts des projets soumis (valeur des émissions de GES, développement économique, etc.) Demander de produire une analyse de cycle de vie des moyens de production accompagné d'un plan de réduction des émissions intrinsèques
Évaluation des programmes de gestion de la pointe	<ul style="list-style-type: none"> Inclure les mêmes considérations que pour les programmes d'ÉE tel que décrit dans ce rapport Considérer la durée de vie utile des équipements installés pour l'évaluation, particulièrement dans les programmes combinant des équipements et des modifications comportementales (certaines juridictions utilisent une période plus courte) Utiliser une méthodologie de coûts évités permettant de capturer la valeur totale de la gestion de la pointe (en précisant les coûts évités sur une base territoriale par exemple) Élargir la portée des programmes de gestion de la pointe pour considérer les impacts sur l'ensemble de la chaîne de valeur (production, transport et distribution)
Établissement du revenu requis et des tarifs	<ul style="list-style-type: none"> Intégrer des indicateurs de performance alignés sur les objectifs des politiques énergétiques dans des mécanismes incitatifs pour améliorer la performance (aux fins du partage des écarts de rendement, ou encore dans l'établissement de tarifs ou revenus plafonnés par MRI) Traiter des éléments de coût nécessaires à l'atteinte des cibles des politiques énergétiques comme exclusions pour l'établissement du revenu requis
Structure de tarification et tarification incitative	<ul style="list-style-type: none"> Mettre en place des tarifs incitatifs dont les critères sont alignés avec les objectifs des politiques énergétiques (tarification dynamique prenant en compte les émissions marginales, tarification incitative pour énergies à faibles émissions, tarifs bi-énergie, etc.) Intégrer d'éventuel mécanismes de tarification frontalière du carbone à la tarification de l'énergie

Type de décision	Pistes à explorer
Éléments transversaux	<ul style="list-style-type: none"> • Appliquer des taux d'actualisation qui reflètent les intérêts divers, notamment ceux des générations futures (p.ex. taux d'actualisation social plutôt que taux moyen pondéré du capital) • Évaluer qualitativement ou quantitativement les bénéfices de résilience et d'adaptation aux impacts des changements climatiques dans la chaîne de valeur et les intégrer dans les décisions (participant, distributeur, producteur) • Intégrer les impacts en ressources dans d'autres décisions que l'évaluation des PEE

L'intégration des impacts qui ne sont pas aussi aisément quantifiable que les impacts dits de marché nécessitent de développer une acceptation de l'incertitude dans les données mesurant ces impacts. Comme pour les analyses de rentabilité, rejeter les valeurs de certains bénéfices ou impacts revient à prendre la décision de les comptabiliser comme nulles, ce qui intègre directement un biais dans les analyses qui peut être de taille importante. La Régie peut développer un cadre cohérent pour le traitement de ces incertitudes, ou demander aux distributeurs d'en développer un qu'elle pourrait approuver.

Réaliser une transition énergétique avec succès est sans aucun doute dans l'intérêt public général pour le Québec, mais également à l'échelle mondiale. Certaines parties prenantes résisteront sans aucun doute aux transformations qui sont nécessaires, et subiront des impacts importants. Adopter un cadre d'analyse sociétal intégrant les externalités pour les décisions ne signifie pas d'ignorer les préoccupations de certaines parties prenantes, mais peut exiger de quantifier ces impacts de façon crédible au même titre que ceux de l'inaction face à la crise climatique, et de les intégrer.

Dans la transition énergétique et dans un contexte où la communauté scientifique presse les décideurs vers une action rapide et concertée sur les changements climatiques, le choix de ne pas prendre ou de reporter une décision n'est pas un choix neutre pour l'intérêt public et l'intérêt de la population.



Ce rapport a été préparé par Dunsky expertise en énergie. Il 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 du présent rapport ou des produits de travail connexes.