



GUIDE MÉTHODOLOGIQUE

pour les évaluations financières de la lutte contre le changement climatique

CHAPITRE III: SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

(atténuation du changement climatique)



À propos du PNUD

Le PNUD est la principale organisation des Nations Unies qui lutte pour mettre fin à l'injustice de la pauvreté, des inégalités et du changement climatique. En collaboration avec notre vaste réseau d'experts et de partenaires dans 170 pays, nous aidons les nations à élaborer des solutions intégrées et durables pour les personnes et la planète. Pour en savoir plus, consultez le site undp.org/fr et suivez [@UNDP](https://twitter.com/UNDP).

À propos de la Promesse climatique du PNUD

La Promesse climatique («Climate Promise») du PNUD est le plus grand portefeuille de soutien à l'action climatique du système des Nations Unies, travaillant avec plus de 140 pays et territoires et bénéficiant directement à 37 millions de personnes. Ce portefeuille met en œuvre plus de 2,45 milliards de dollars de subventions et s'appuie sur l'expertise du PNUD en matière d'adaptation, d'atténuation, de marchés du carbone, de climat et de foresterie, de risques et de sécurité climatiques, ainsi que de stratégies et de politiques climatiques. Visitez notre site web à climatepromise.undp.org/fr et suivez-nous sur [@UNDPplanet](https://twitter.com/UNDPplanet).

À propos de cette publication

La présente méthodologie d'évaluation financière actualise la précédente publiée en 2009. Elle a pour objectif d'aider les pays à atteindre leurs cibles climatiques ; à déterminer, redistribuer, mobiliser et gérer les ressources financières requises ; et à créer un cadre fiscal propice à l'action climatique.

L'actualisation de cette méthodologie a été élaborée par le programme *Pledge to Impact* dans le cadre de l'initiative Climate Promise (Promesse climatique) du PNUD. Menée en collaboration avec de nombreux partenaires, l'initiative a soutenu plus de 120 pays dans le renforcement et la mise en œuvre de leurs Contributions déterminées au niveau national (CDN) dans le cadre de l'Accord de Paris. Le programme Pledge to Impact bénéficie du soutien généreux des gouvernements d'Allemagne, du Japon, du Royaume-Uni, de la Suède, de la Belgique, de l'Espagne, de l'Islande, des Pays-Bas, du Portugal et d'autres contributeurs clés du PNUD. Ce programme sous-tend la contribution du PNUD au Partenariat pour les contributions déterminées au niveau national (Partenariat CDN).

Avis de non-responsabilité de l'ONU

Les opinions exprimées dans cette publication sont celles de l'auteur(e) et ne représentent pas nécessairement celles des Nations Unies, y compris du PNUD, ou des États membres de l'ONU.

Copyright ©UNDP 2026. Tous droits réservés. One United Nations Plaza, New York, NY 10017, États-Unis d'Amérique.

CLIMATE
PROMISE



+ UNDP's
Core Donors

Pourquoi ce guide ?



Tandis que les pays définissent leurs objectifs nationaux en matière de changement climatique, notamment par le biais des Contributions déterminées au niveau national (CDN) dans le cadre de l'Accord de Paris, il est nécessaire de décomposer ces objectifs en mesures concrètes, d'établir un cadre financier pour la mise en œuvre de ces mesures et la réalisation de ces objectifs, et de déterminer quelles mesures politiques permettraient de faciliter les changements nécessaires à un développement sobre en émissions et à un avenir moins pollué par le carbone.

Un élément clé pour soutenir cette transformation consiste à évaluer les flux d'investissements et les flux financiers nationaux au profit de la lutte contre le changement climatique. De nombreux pays ont utilisé cette méthode pour formuler une réponse nationale efficace et adaptée au changement climatique.

Le présent Guide répond à la nécessité pour les pays d'adopter une démarche claire qui leur permette de soutenir la mise en œuvre de leurs objectifs climatiques nationaux dans le contexte du développement durable et qui tienne dûment compte de leurs circonstances, capacités et ressources nationales.

Entre 2008 et 2024, 60 évaluations des flux d'investissements et des flux financiers ont été menées à travers le monde, avec plus de 1000 parties prenantes nationales impliquées dans les aspects techniques et politiques de ces évaluations. Depuis l'adoption de l'Accord de Paris et l'élaboration des CDN, la méthodologie a aidé les pays à se servir des évaluations financières pour esquisser une feuille de route de la mise en œuvre des CDN.

Bien que cette méthodologie ait été initialement élaborée en 2008, elle a été actualisée en 2025. Ce Guide est un document évolutif, qui continuera d'être amélioré en fonction de l'expérience de ses utilisateurs. Au fil des ans, la méthodologie utilisée pour mener à bien les évaluations financières de la lutte contre le changement climatique a été continuellement revue et mise à jour de manière à la rendre plus lisible et plus facile à mettre en œuvre et à en élargir la portée sectorielle. Les commentaires sont les bienvenus. N'hésitez pas à envoyer vos commentaires à Susanne Olbrisch (susanne.olbrisch@undp.org).

Pour plus d'informations, consultez le site
<https://climatepromise.undp.org/tags/investment-and-financial-flows-assessments>.









Table des matières

À propos de cette publication	i
-------------------------------	---

Liste des acronymes et des abréviations	iii
---	-----

3.1 Introduction	1
-------------------------	----------

3.2 Application de la méthodologie d'évaluation financière des mesures d'atténuation dans le secteur énergétique	4
---	----------

5  Étape 1. Définir les principaux paramètres de l'évaluation.	14  Étape 4. Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario de référence.	18  Étape 7. Calculer les variations des flux d'investissements, des flux financiers et des coûts d'exploitation et de maintenance (et des coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) nécessaires à la mise en œuvre du scénario cible.
10  Étape 2. Compiler les données historiques relatives aux flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance (et les données relatives aux coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus), ainsi que d'autres données d'entrée pour les scénarios.	15  Étape 5. Définir le scénario cible.	18  Étape 8. Déterminer les implications politiques.
13  Étape 3. Définir le scénario de référence.	17  Étape 6. Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario cible.	

Liste des tableaux

Tableau 3.1: Mesures d'atténuation dans le secteur énergétique	7
---	----------

Tableau 3.2: Options politiques éventuelles pour encourager l'atténuation des GES dans le secteur énergétique	20
--	-----------

Liste des figures

Figure 3.1: Étendue du secteur énergétique, aspects éventuels à prendre en compte	2
--	----------

Liste des encadrés

Encadré 3.1: Quelques modélisations énergétiques et outils populaires appliqués à l'analyse des investissements et des coûts dans le secteur énergétique	9
---	----------

Liste des acronymes et des abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
BAU	Stratégie habituelle
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CDN	Contributions déterminées au niveau national
CH₄	Méthane
CITI	Classification internationale type, par industrie, de toutes les branches d'activité économique
CO₂	Dioxyde de carbone
E&M	Exploitation et de maintenance
FAO	Organisation des Nations unies pour l'alimentation et l'agriculture
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FF	Flux financier
FI	Flux d'investissements
FMI	Fonds monétaire international
FVC	Fonds vert pour le climat
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
IDE	Investissement direct étranger
LT-LEDS	Stratégie à long terme de développement à faible émission
MDP	Mécanisme pour un développement propre
N₂O	Oxyde nitreux
ONG	Organisation non gouvernementale
PCCE	Cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité)
PIB	Produit intérieur brut
PNUD	Programme des Nations Unies pour le développement
PV	Photovoltaïque
SO₂	Anhydride sulfureux
SR	Scénario de référence

Les deux premiers chapitres (I et II) de ce Guide présentent la méthodologie permettant de procéder à une évaluation financière. Le chapitre (III) fournit des informations supplémentaires nécessaires à la réalisation d'une évaluation financière dans **le secteur énergétique**. Afin d'éviter les répétitions, certaines informations apparaissant dans le chapitre II qui concernent tous les secteurs ne sont pas incluses dans ce chapitre. Une lecture attentive du chapitre II avant celui-ci est vivement recommandée.

3.1 Introduction

Le secteur énergétique est la plus grande source d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Il est donc essentiel de réduire les émissions de ce secteur pour limiter le réchauffement climatique¹. Entre 2015 et 2019, le charbon a été le plus grand contributeur aux émissions de CO₂ du secteur de l'énergie, représentant environ 44% des émissions en 2019. Au cours de cette même période (2015–2019), le pétrole représentait environ 34% et le gaz naturel environ 22% des émissions de CO₂ du secteur énergétique. Les émissions de CO₂ dues au charbon, au pétrole et au gaz naturel ont augmenté de 1,2%, 2% et 12,7% respectivement (taux annuels respectifs de 0,31%, 0,5% et 3%)². Par ailleurs, les émissions du secteur énergétique connaissent une croissance plus accélérée que celles des autres secteurs dans les pays qui s'industrialisent rapidement.

Les mesures d'atténuation envisageables dans le secteur énergétique peuvent réduire les émissions de GES tout en contribuant au développement durable et en améliorant le niveau de vie grâce à des avantages connexes potentiels. Les retombées positives de ces mesures d'atténuation peuvent transparaître dans les indicateurs sociaux, environnementaux et économiques, comme le montrent les exemples ci-dessous.

- › La réduction de la pollution atmosphérique locale, par exemple en intégrant des sources et des technologies énergétiques plus propres, peut réduire les dommages causés aux êtres humains et aux systèmes écologiques.
- › La diminution de la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie grâce à l'utilisation de sources d'énergie locales et/ou moins coûteuses et à une production d'énergie ou des technologies d'utilisation finale plus efficaces peut améliorer la sécurité énergétique.
- › Faciliter l'accès à des services énergétiques modernes, tels que le remplacement du brûlage de la biomasse pour la cuisson, l'éclairage et le chauffage par de l'électricité, peut réduire les effets négatifs de ce type de combustion sur la santé.
- › Réduire le coût de l'énergie peut élargir l'accès à une énergie abordable.
- › L'adoption de nouvelles capacités de production et de nouveaux sous-secteurs de services, par exemple les centrales d'énergie renouvelable, les services de distribution d'énergie électrique et la construction et la maintenance associées, peut engendrer des perspectives professionnelles et stimuler les emplois verts.

Certaines mesures d'atténuation peuvent entraîner des économies nettes grâce à la réduction des besoins en combustible. Tel est le cas, par exemple, lorsque les économies de carburant réalisées grâce à une initiative d'atténuation (par ex., un programme visant à améliorer l'efficacité énergétique) sur une certaine période permettent de compenser largement l'investissement associé (par ex., dans des équipements électriques plus efficaces), ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance. Par ailleurs, les mesures d'atténuation qui impliquent des investissements dans les infrastructures présentent des avantages à long terme sur le plan des émissions de GES ou autres que les GES en raison de la longue durée de vie du stock d'équipements. Ces investissements concernent les infrastructures d'approvisionnement en énergie (par ex., nouvelles centrales électriques) et les infrastructures relatives à l'utilisation finale de l'énergie (par ex., sites de production industrielle énergivores, bâtiments et infrastructures de transport).

¹ GIEC (2023) Sixième rapport d'évaluation, Groupe de travail III : Atténuation du changement climatique, chapitre 6 : Systèmes énergétiques (2023).

² Ibid.

En fonction des activités ou des mesures identifiées dans l'objectif national évalué (contributions déterminées au niveau national [CDN], rapport sur les stratégies à long terme de développement à faible émission [LT-LEDS]), l'évaluation financière peut se concentrer exclusivement sur un nombre limité de mesures clés d'atténuation applicables dans les sous-secteurs énergétiques prioritaires plutôt que de chercher à estimer le coût total de la mise en œuvre de toutes les mesures d'atténuation possibles. Cela signifie (comme le reflète la description étape par étape ci-dessous) que l'équipe chargée de l'évaluation doit définir et sélectionner les mesures d'atténuation à inclure dans l'exercice d'évaluation en fonction des besoins et des stratégies de développement du pays, ainsi que d'autres critères pertinents du point de vue du pays (par ex., la rentabilité, le potentiel d'atténuation des GES, etc.). Avant d'aborder cette étape de délimitation de l'étendue et de triage des mesures, il importe d'être au fait de l'immense variété des mesures d'atténuation disponibles dans le secteur énergétique, au nombre desquelles notamment les mesures à mettre en œuvre dans différents sous-secteurs de l'approvisionnement et de la demande en énergie. Une liste indicative des sources et des vecteurs d'énergie, des technologies de conversion et d'utilisation finale, et des sous-secteurs d'utilisation finale potentiels peut être utile pour aider à déterminer les sous-secteurs pertinents (figure 3.1).

Figure 3.1: Étendue du secteur énergétique, aspects éventuels à prendre en compte

Sources d'énergie	Technologies de conversion et de transformation	Vecteurs d'énergie	Technologies d'utilisation finale	Sous-secteurs d'utilisation finale
Charbon	Combustion/ cogénération (PCCE)	Charbon	Processus industriels	Industriel • Production • Chauffage des locaux • Éclairage
Pétrole	Liquéfaction	Liquides raffinés	Chaleur industrielle	
Gaz naturel	Charbon lavé et coke	Gaz naturel et gaz de houille	Électricité industrielle	Commercial • Chauffage des locaux • Climatisation • Éclairage
Gaz de houille	Installations de production de chaleur	Gaz de synthèse	Chauffage de locaux commerciaux	
Uranium	Raffinage de pétrole	Électricité	Climatisation commerciale	Résidentiel (urbain et rural) • Éclairage • Cuisson • Chauffage de l'eau et des locaux
Biomasse	Piles à combustible/ cogénération (PCCE)	Chaleur	Cuisson et chauffage de l'eau en zones urbaines	
Géothermie	Production d'hydrogène	Biogaz	Chauffage des locaux en zone urbaine	Agricole • Moteurs électriques • Transformation • Irrigation • Machines agricoles
Hydro	Production d'éthanol	Hydrogène	Climatisation urbaine	
Solaire	Gazogène/digesteur		Éclairage et appareils électroménagers	Transport • Aérien • Maritime • Routier • Ferroviaire • Pipeline
Éolien	Hydroélectricité		Cuisson et chauffage de l'eau en zones rurales	
	Énergie solaire		Processus agricoles	
	Énergie éolienne			

Source: E.D. Larson, P. DeLaquil, Z. Wu, W. Chen et P. Gao (2002): « [Exploration des implications to 2050 of energy technology options for China](#) » [Analyse des implications pour 2050 des différentes options technologiques énergétiques envisageables en Chine]. Document préparé pour la 6e Conférence sur les technologies de contrôle des gaz à effet de serre, Kyoto, Japon, 30 septembre–4 octobre 2002.

Remarque: le tableau ci-dessus est présenté à titre indicatif uniquement. Tous les éléments recensés ne sont pas toujours présents dans les différents pays. Aux fins de l'évaluation financière, seuls certains d'entre eux (ou même d'autres sous-secteurs définis à différents niveaux d'agrégation) peuvent être sélectionnés.

Les mesures d'atténuation impliquent généralement le passage de technologies ou de vecteurs d'énergie à fortes émissions de GES à des alternatives plus propres, à des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique de l'utilisateur final ou à réduire les émissions fugaces provenant des services de distribution ou de transport de l'énergie.

Il convient de noter que certaines mesures d'atténuation de nature énergétique sont en partie communes à d'autres secteurs, telles que les mesures d'atténuation associées à la production de bois et de biomasse agricole pour la production de biocarburant (par ex., pour réduire les émissions de N₂O provenant de l'utilisation d'engrais). Comme celles-ci peuvent être considérées comme des mesures d'atténuation pour les secteurs de la foresterie et de l'agriculture, elles sont expliquées dans les chapitres portant sur ces deux domaines afin d'éviter les doubles comptages.

Les parties de la figure 3.1 qui concernent une évaluation financière dans un pays particulier sont entièrement spécifiques à ce pays, comme indiqué ci-dessous dans la section 3.2. Chaque pays qui décide de procéder à une évaluation financière doit choisir parmi un grand nombre de mesures d'atténuation pouvant être mises en œuvre sur le plan de l'approvisionnement en énergie (ou dans un sous-secteur spécifique de l'approvisionnement, tel que l'extraction de carburants primaires, le traitement et la transformation en énergie secondaire ou tertiaire, etc.) ainsi que dans divers secteurs d'utilisation finale. On entend par utilisateur final tous ceux qui utilisent l'énergie (ou en « demandant »), comme c'est le cas pour la production industrielle ou la consommation résidentielle d'énergie.

L'évaluation financière est un moyen d'aider les pays à mettre en œuvre leurs objectifs climatiques nationaux. Or presque tous les pays considèrent le secteur énergétique comme faisant partie de leurs CDN et de leurs stratégies à long terme de développement à faibles émissions (LT-LEDS). Le niveau de détermination des mesures spécifiques ou des sous-secteurs d'action diffère cependant, et généralement, un pays doit décomposer l'objectif énergétique en mesures et actions plus concrètes pour l'évaluation financière. Cette étape n'est pas simplement technique, elle nécessite également la contribution, l'appropriation et la supervision des décideurs politiques afin de garantir que les mesures envisagées dans l'évaluation financière sont réalistes et approuvées par ces mêmes décideurs.

À titre d'exemple, les sous-secteurs de l'approvisionnement en énergie peuvent adopter des mesures d'atténuation visant à réduire :

1. les émissions de combustion provenant des industries de production d'énergie et d'extraction et de conversion de combustible (par ex., en remplaçant les combustibles à fortes émissions de GES par des options plus propres dans les centrales électriques, en adoptant des technologies plus propres au moment d'investir dans des centrales de cogénération, etc.); ou
2. les émissions fugaces provenant, par exemple, de l'extraction, du traitement, du stockage et du transport des combustibles.

Les mesures d'atténuation au niveau des sous-secteurs de la demande en énergie (utilisation finale) peuvent réduire :

1. la demande en énergie grâce à une efficacité accrue des technologies d'utilisation finale dans les secteurs primaires, industriels ou tertiaires (transport, énergie, bâtiment, etc.), la production (par ex., des chaudières et des appareils électroménagers plus efficaces); ou
2. l'utilisation de combustibles fossiles grâce à des mesures de substitution (par ex., la conversion du chauffage de l'eau domestique et industriel au gaz ou à l'électricité en chauffage solaire de l'eau).

De manière plus générale, la réduction des émissions de GES liées à l'énergie peut être obtenue soit en améliorant l'efficacité de la consommation ou de la production d'énergie, soit en réduisant les émissions par unité de production d'énergie grâce à des modifications technologiques ou à des changements de sources d'énergie. Le tableau 3.1 répertorie les mesures d'atténuation pour chacune de ces catégories de mesures. Des mesures d'atténuation plus spécifiques sont étudiées ci-dessous dans la section 3.2.

3.2 Application de la méthodologie d'évaluation financière des mesures d'atténuation dans le secteur énergétique

Cette section décrit comment la méthodologie décrite dans le chapitre II peut être appliquée pour déterminer les changements et les augmentations dans les investissements et les flux financiers nécessaires à la mise en œuvre des principales mesures d'atténuation dans le secteur de l'énergie.

Comme décrit dans le chapitre II, l'évaluation financière comprend une série d'étapes :



Étape 1 : Définir les principaux paramètres de l'évaluation



Étape 2 : Compiler les données historiques relatives aux flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance (et les données relatives aux coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus), ainsi que d'autres données d'entrée pour les scénarios



Étape 3 : Définir le scénario de référence



Étape 4 : Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario de référence



Étape 5 : Définir le scénario cible



Étape 6 : Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario cible



Étape 7 : Calculer les variations des flux d'investissements, des flux financiers et des coûts d'exploitation et de maintenance (et des coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) nécessaires à la mise en œuvre du scénario cible



Étape 8 : Déterminer les implications politiques

Étape 1.



Définir les principaux paramètres de l'évaluation.

Définir de manière détaillée l'étendue du secteur.

Au cours de cette étape, l'équipe chargée de l'évaluation définit avec précision les sous-secteurs qui doivent être inclus dans l'évaluation financière. Cela implique de sélectionner les processus, activités, entités et zones ou régions infranationales spécifiques à inclure dans le secteur énergétique aux fins de l'évaluation financière. Il est recommandé d'inclure les sous-secteurs les plus importants du sous-secteur de l'approvisionnement en énergie (tels que le charbon ou l'éolien), ainsi que les sous-secteurs d'utilisation finale les plus importants (tels que le résidentiel et les transports). Le choix des sous-secteurs et la définition précise de leur étendue (large ou restreinte) dépendent de l'objectif national évalué (CDN, LT-LEDS ou autre).

Les circonstances nationales jouent un rôle dans la définition de l'étendue, en fonction de la structure de chaque sous-secteur et de son importance relative en matière d'émissions de GES, de possibilités pour une atténuation efficace, de contribution à l'économie nationale et de potentiel de croissance économique, ainsi que de leurs liens avec les plans de développement nationaux et sectoriels. Ce choix dépend également de la disponibilité des données, de la rentabilité (par ex., montant en dollars américains par tonne de GES émis en moins et en coûts absolus), et tenir compte de la portée (et des sous-secteurs inclus) des évaluations d'atténuation déjà réalisées, notamment l'analyse des mesures d'atténuation dans le contexte des communications nationales. Les raisons justifiant l'étendue choisie doivent être expliquées dans l'introduction et la conclusion du rapport d'évaluation financière.

Les sous-secteurs de l'approvisionnement en énergie peuvent être définis en fonction d'un processus de production ou d'un vecteur d'énergie spécifique (par ex., production d'électricité, production de charbon) ou bien en définissant l'ensemble de la chaîne de production reliant un vecteur énergétique particulier et la source d'énergie correspondante (par ex., électricité produite à partir du charbon).

De même, il existe de nombreuses façons de définir les sous-secteurs d'utilisation finale de l'énergie. La définition la plus simple, qui est souvent appliquée, ne recense que trois sous-secteurs : industrie, résidentiel et transport (voir, par exemple, [le quatrième Rapport d'évaluation du GIEC](#)). Toutefois, les sous-secteurs d'utilisation finale peuvent être subdivisés davantage, par exemple en cinq sous-secteurs d'utilisation finale : industriel, commercial, résidentiel (urbain et rural), agricole et transport (comme dans la figure 3.1). La manière dont les pays choisissent de définir leurs sous-secteurs d'utilisation finale dépend des circonstances nationales, notamment de l'étendue des sous-secteurs d'approvisionnement en énergie, des technologies d'approvisionnement et de demande en énergie et de l'importance économique relative des différents secteurs, etc., ainsi que des priorités, mais aussi de la disponibilité des données et de leur compatibilité avec d'autres sources de données, telles que les communications nationales et les études sectorielles.

Il convient de garder à l'esprit que le niveau d'agrégation doit être compatible avec les pratiques habituelles d'analyse sectorielle dans le pays. Par exemple, s'il est d'usage de procéder à une analyse sectorielle à l'aide d'un modèle analytique spécifique (par ex., pour établir des prévisions, des estimations et calculer les besoins en matière d'investissement et de coûts fonctionnels), le niveau d'agrégation adopté pour l'évaluation financière doit être compatible avec ce modèle et ces données. Dans tous les cas, la collecte, le traitement et le stockage des données doivent s'appuyer sur les structures et pratiques existantes plutôt que de mettre en place des systèmes parallèles.

Il convient de noter les liens directs importants entre le secteur énergétique, tel que défini pour l'évaluation financière, et d'autres secteurs. Par exemple, le secteur de l'énergie reçoit des apports importants des secteurs de l'agriculture, de la foresterie, de la gestion des déchets et de la gestion de l'eau. Les secteurs agricole et forestier sont des fournisseurs clés de matières premières pour la production de biocarburant. Le secteur de la gestion des déchets est une source d'énergie du fait de l'incinération des déchets et de la collecte et de l'utilisation du méthane des décharges. Le secteur de la gestion de l'eau fournit des ressources pour la production d'énergie

hydroélectrique et pour le refroidissement dans la production d'électricité et de chaleur. Il convient de veiller à éviter le double comptage des investissements et des flux financiers associés aux chevauchements sectoriels (par ex., le remplacement de matériaux énergivores par de la biomasse ligneuse peut être considéré comme une atténuation énergétique ou une atténuation sylvicole) et les résultats incohérents (par ex., si le développement de l'hydroélectricité est envisagé comme une mesure d'atténuation pour le secteur énergétique, les mesures d'adaptation dans le secteur de l'eau ne doivent pas présumer des conditions antérieures au développement hydroélectrique). Chaque fois que de tels chevauchements surviennent en raison des secteurs choisis inclus dans l'évaluation financière d'un pays, une sous-section spécifique doit indiquer comment le double comptage est évité (par ex., en précisant les processus et/ou les options à inclure dans chaque secteur).

Préciser une année de référence et une période d'évaluation.

L'année de référence équivaut à l'année la plus récente pour laquelle des données historiques sont disponibles. La période d'évaluation doit correspondre à la période du document cible évalué dans l'évaluation financière, par ex., de nombreuses CDN mentionnent une période allant jusqu'à 2030 et la plupart des stratégies à long terme de développement à faibles émissions (LT-LEDS) choisissent une période allant jusqu'à 2050. Il convient de veiller à ce que la période d'évaluation ne soit pas trop courte, car de nombreux investissements dans le secteur énergétique ont une durée de vie particulièrement longue, de sorte que les options ne peuvent être correctement évaluées que sur une période plus longue. Dans tous les cas, les raisons du choix d'une année de référence et d'un horizon temporel donnés, ainsi que les hypothèses qui sous-tendent les estimations des flux financiers et des investissements, doivent être documentées dans le rapport d'évaluation financière. Cet aspect est essentiel pour comprendre les résultats de l'évaluation.

Déterminer la cible à évaluer et les mesures d'atténuation.

La cible sélectionnée (c'est-à-dire CDN, stratégies à long terme de développement à faibles émissions, stratégie nationale de lutte contre le changement climatique) contient généralement plusieurs objectifs, lesquels peuvent être de nature globale et visionnaire et nécessiter d'être décomposés en mesures concrètes susceptibles d'être chiffrées et évaluées. Cet exercice n'est pas simplement technique et doit être réalisé en consultation avec les décideurs politiques afin de s'assurer que les mesures recensées sont réalistes et bénéficient du soutien des décideurs. Un assortiment préliminaire de mesures d'atténuation doit être déterminé pour chaque approvisionnement énergétique pertinent et chaque sous-secteur d'utilisation finale de l'énergie sélectionné pour l'évaluation (voir le tableau 3.1 pour une liste des mesures générales d'atténuation par sous-secteur). Le rapport du Groupe de travail III au quatrième Rapport d'évaluation du GIEC ³ fournit des descriptions plus détaillées des mesures d'atténuation pour les sous-secteurs de l'approvisionnement énergétique et de l'utilisation finale de l'énergie.

Le choix des mesures doit être fondé sur l'étendue du secteur, les priorités nationales pour le secteur, les résultats antérieurs des analyses des priorités d'atténuation (par ex., émanant des communications nationales), la cohérence avec les plans et objectifs de développement nationaux et sectoriels, ainsi que les caractéristiques prévues de l'approvisionnement et de la demande en énergie futurs.

Au nombre des autres critères qu'un pays peut prendre en compte pour hiérarchiser les mesures d'atténuation :

- les coûts d'investissement et d'exploitation ;
- la rentabilité (coût par tonne de GES émis en moins) ;
- le potentiel d'atténuation des GES ;
- les avantages environnementaux et sociaux connexes ;
- les retombées économiques positives aux niveaux macroéconomique et microéconomique (incidence sur la balance des paiements et la croissance, répercussion sur le développement, création d'emplois, etc.).

Cet exercice d'identification et de hiérarchisation permet d'aboutir à une liste restreinte des mesures d'atténuation.

³ GIEC (2007). « [Changement climatique 2007: Atténuation. Contribution du Groupe de travail III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat](#) ». B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, L.A. Meyer (éd.), Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, NY, USA, 851 pp.

Tableau 3.1: Mesures d'atténuation dans le secteur énergétique

Sous-secteur primaire	Sous-secteur secondaire	Mesures d'atténuation	
		Améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie	Réduire les émissions par unité d'énergie
Approvisionnement en énergie	Production d'électricité et de chaleur (centrales électriques, centrales de cogénération [PCCE], installations de production de chaleur)	Améliorer l'efficacité des centrales (moderniser les centrales existantes, construire de nouvelles centrales plus efficaces).	Passage à des combustibles fossiles moins carbonés (par ex., du charbon au gaz). Passage à des sources renouvelables (solaire, éolien, énergie marémotrice, hydraulique).
	Transmission et distribution d'énergie et distribution de chaleur.		Réduire les pertes de transmission et de distribution d'électricité. Réduire les pertes de distribution de vapeur. Réduire les fuites d'hexafluorure de soufre (SF6) et d'hydrocarbures perfluorés (PFC) provenant des équipements de transmission et de distribution électrique.
	Industrie du pétrole et du gaz naturel	Améliorer l'efficacité des raffineries de pétrole et des installations de traitement du gaz naturel.	Réduire les émissions fugaces provenant de la production de pétrole et de gaz en torchant le CH ₄ plutôt qu'en l'éventant, et/ou en le collectant et en l'utilisant plutôt qu'en l'éventant et en le torchant. Réduire les émissions fugaces de CH ₄ provenant des systèmes de transport et de distribution du gaz naturel.
	Industrie du charbon	Améliorer l'efficacité des installations de traitement du charbon.	Réduire les émissions fugaces provenant de l'extraction du charbon grâce à la collecte et à l'utilisation du CH ₄ .
	Biocarburants (par ex., production de charbon de bois, d'éthanol, d'agrogazole et de tourbe; digestion anaérobie des déchets organiques)	Améliorer l'efficacité de la fabrication du charbon de bois et de la production d'éthanol.	Réduire les fuites de CH ₄ provenant des digesteurs anaérobies.

Tableau 3.1: Mesures d'atténuation dans le secteur énergétique (suite)

Sous-secteur primaire	Sous-secteur secondaire	Mesures d'atténuation	
		Améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie	Réduire les émissions par unité d'énergie
Demande en énergie	Production industrielle	Utilisation d'équipements de consommation électrique efficaces. Récupérer la chaleur et l'électricité.	
	Transport: circulation routière	Utiliser des véhicules plus efficaces, notamment des véhicules hybrides, des véhicules diesel plus propres et des véhicules mieux conçus structurellement. Améliorer l'entretien des véhicules. Favoriser le transfert modal de la route vers le rail et les transports publics, ainsi que vers les modes de transport non motorisés (vélo et marche). Améliorer l'utilisation des terres et la planification du trafic.	Utiliser les biocarburants.
	Agriculture	Adopter des moteurs et des véhicules plus efficaces.	Utiliser des énergies renouvelables pour le pompage de l'eau/l'irrigation.
	Bâtiments (commerciaux, institutionnels et résidentiels)	Renforcer l'efficacité de l'éclairage et tirer profit de l'éclairage naturel* (lumière du jour). Rendre les appareils électriques et les appareils à gaz ainsi que les dispositifs de chauffage et de refroidissement plus efficaces. Améliorer les cuisinières. Améliorer l'isolation et l'étanchéification à l'air. Améliorer la conception et l'emplacement des bâtiments.	Passage aux énergies renouvelables pour le chauffage/refroidissement des locaux et le chauffage de l'eau (solaire passif et actif, géothermique), aspects de conception, installation de systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation.

Source: tableau élaboré par les auteurs.

Remarque: « éclairage naturel » désigne le fait de laisser entrer davantage de lumière naturelle à l'intérieur des bâtiments neufs ou rénovés afin de réduire les besoins en éclairage électrique.

Sélectionner une approche analytique.

Les estimations de la demande et de l'approvisionnement constituent une donnée de base pour l'élaboration des scénarios et de l'évaluation financière qui en découle dans le secteur énergétique. Ces informations peuvent être facilement obtenues à partir des plans nationaux existants en matière de développement ou d'énergie, ou des communications nationales. Toutefois, dans certains cas, elles peuvent devoir être élaborées pour la période spécifique de l'évaluation financière, par exemple en prolongeant les estimations existantes. Cela nécessite inévitablement de recourir à une approche analytique.

Les approches analytiques recommandées pour l'évaluation financière associées aux mesures d'atténuation de nature énergétique vont des simples modèles de tableaux pouvant être créés par les membres de l'équipe de projet à des modélisations énergétiques éprouvées dans les cas où elles sont déjà en usage dans le pays. Une combinaison d'approches, par ex. un modèle économique-énergétique complété par une analyse sur tableau, éventuellement à l'aide d'outils d'estimation des coûts, peut également s'avérer appropriée.

De nombreux modèles et outils de calcul des coûts ont été largement utilisés dans le cadre des évaluations nationales et mondiales du secteur énergétique, et peuvent également être utilisés pour une évaluation financière (voir l'encadré 3.1 pour des exemples).

Encadré 3.1

Quelques modélisations énergétiques et outils populaires appliqués à l'analyse des investissements et des coûts dans le secteur énergétique

- Le Programme d'évaluation de l'énergie et de l'électricité (ENPEP), élaboré par l'Argonne National Laboratory et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA);
- Le modèle MARKAL (« Market Allocation »), modèle de partage des marchés élaboré dans le cadre d'une collaboration sous l'égide du Programme d'analyse des systèmes technologiques énergétiques de l'Agence internationale de l'énergie;
- Le Système de planification à long terme des énergies de substitution (LEAP), élaboré par l'Institut pour la protection de l'environnement de Stockholm;
- Le modèle des stratégies alternatives d'approvisionnement énergétique et de leur impact environnemental global (MESSAGE), élaboré par l'Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués;
- Le logiciel WASP de planification automatique (« Wien Automatic System Planning Package »), élaboré par l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA);
- Le modèle MAED d'analyse de la demande en énergie, élaboré par l'AIEA;
- La plateforme logicielle de gestion d'énergies propres RETScreen, élaborée par Ressources naturelles Canada pour évaluer différents types d'énergies renouvelables et de technologies à haut rendement énergétique;
- Le modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables électriques HOMER, élaboré par le National Renewable Energy Laboratory (NREL);
- La base de données CO₂DB, élaborée par l'IIASA et qui comporte des données détaillées sur les technologies de réduction des émissions de dioxyde de carbone;
- L'outil de calcul des coûts énergétiques, élaboré par le PNUD et le Projet « Objectifs du Millénaire » des Nations Unies.

Les modèles peuvent être « descendants » ou « ascendants », selon la manière dont ils traitent les combustibles énergétiques, les technologies et les marchés, ainsi que le reste de l'économie ⁴. Des approches hybrides, qui utilisent aussi bien des approches « descendantes » que des approches « ascendantes », sont également utilisées. Les informations issues d'études ascendantes, si elles sont disponibles à partir d'évaluations précédentes ou d'analyses sectorielles, sont recommandées pour les évaluations financières en raison de leur nature ventilée et de l'accent qu'elles mettent sur les combustibles énergétiques, les technologies et les marchés, ainsi que leur plus grande transparence par rapport aux modèles descendants.

Si un modèle énergétique n'est pas adapté, un plan sectoriel ou une prévision des tendances peut être utilisé pour créer les scénarios. Les ministères de l'Énergie, les agences de régulation ou les services publics de distribution électrique peuvent disposer de plans d'expansion ou de développement pour une partie (par ex., l'approvisionnement en électricité) ou la totalité du système d'approvisionnement en énergie. Ces plans sont basés sur des prévisions de la demande en énergie dans les secteurs d'utilisation finale concernés.

Étape 2.



Compiler les données historiques relatives aux flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance (et les données relatives aux coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus), ainsi que d'autres données d'entrée pour les scénarios.

La collecte de données historiques sur les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance est essentielle pour établir le scénario de référence de l'évaluation financière. Étant donné que les investissements ne sont pas nécessairement effectués chaque année et que ces flux et coûts d'exploitation peuvent s'étaler sur de longues périodes, la méthodologie recommande que les pays compilent dix années de données historiques sur les investissements et les flux financiers, c'est-à-dire pour l'année de référence et les neuf années précédentes, afin d'obtenir un « échantillon décennal » de la répartition de ces flux et des montants impliqués. Au minimum, les pays doivent recueillir au moins trois ans de données (c'est-à-dire pour l'année de référence et deux années au cours de la décennie précédente).

Compiler les données historiques des flux d'investissements et des flux financiers annuels, ventilées par entité et par source d'investissement.

Les données doivent être compilées pour chaque type d'investissement (c'est-à-dire les technologies pertinentes impliquées dans les conditions actuelles et dans le cadre des mesures d'atténuation, par ex. les centrales thermiques, les centrales électriques basées sur les énergies renouvelables, etc.) et en fonction des flux financiers (c'est-à-dire toutes les dépenses programmatiques, telles que les dépenses liées aux campagnes d'information ou à d'autres programmes publics, ou aux programmes industriels par ex. de recherche, de développement ou de démonstration). Les données doivent être annuelles, ventilées par entité d'investissement et, si possible, par source de financement; la distinction doit également être faite entre flux d'investissements et flux financiers (voir chapitre II, tableau 2.3: « Modèle pour un an de données historiques sur les flux d'investissements et les flux financiers »).

⁴ Voir par exemple: Heaps, C. et Kollmuss, A. (2008). « [Manuel de l'utilisateur de la CCNUCC relatif aux directives pour l'établissement des communications nationales des Parties non visées à l'annexe I de la Convention. Module 4: Mesures d'atténuation du changement climatique](#) ».

Les définitions des types d'investissement, en particulier leur degré de précision (par ex., centrale thermique à cycle mixte ou simplement centrale électrique différenciée par type de combustible), dépendent des circonstances nationales, en particulier de la pertinence des technologies spécifiques et des possibilités d'atténuation dans le pays, de l'étendue sectorielle choisie et du niveau de détail de l'approche analytique.

Les données sur les investissements et les flux financiers requises peuvent se trouver à plusieurs endroits (par ex., compatibilité nationale, organismes ou commissions de planification nationale et registres et plans ministériels, registres industriels, agences de la statistique, services publics de distribution, institutions de recherche, etc.). Il convient de noter que l'étendue et la ventilation sectorielles et infrasectorielles varient selon les sources de données, de sorte qu'il peut être nécessaire de procéder à une expertise pour faire concorder les ensembles de données et extraire les données nécessaires à partir des catégories agrégées. Par exemple, le System of National Accounts des Nations Unies utilise le système de Classification internationale type par industrie (CITI) dans lequel les activités d'approvisionnement en énergie sont réparties entre quatre sections distinctes (niveau de classification le plus élevé, ou le plus agrégé)⁵. De plus, même au niveau le plus détaillé du système CITI, plusieurs activités énergétiques sont regroupées. Il faut donc faire appel à l'avis d'experts et/ou se procurer des informations supplémentaires pour détailler les données d'investissement pour chaque activité.

Il est recommandé de choisir des sources locales de données sectorielles pouvant fournir le niveau d'information le plus granulaire (par ex., les ministères de l'Énergie et de l'Industrie, les associations industrielles et les organisations non gouvernementales) ou les données des communications nationales plutôt que les sources (agrégées) des comptes nationaux.

Compiler les données historiques des coûts d'exploitation et de maintenance annuels, ventilées par entité et par source d'investissement.

Les données historiques des coûts d'exploitation et de maintenance sont également nécessaires pour fournir une base à partir de laquelle projeter les coûts d'exploitation et de maintenance futurs pour les nouveaux actifs physiques, ainsi que pour contribuer des données d'entrée aux scénarios. Les coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour les actifs physiques en service pendant la période historique doivent être comptabilisés (ou estimés) pour les mêmes années que celles pour lesquelles les données historiques sur les investissements et les flux financiers sont collectées. Il convient également de recueillir des informations sur la durée de vie prévue des actifs en service pendant la période historique, ainsi que sur les fluctuations annuelles des coûts d'exploitation et de maintenance (le cas échéant). Les données sur les coûts d'exploitation et de maintenance doivent être collectées à un niveau de ventilation compatible avec les données sur les investissements et les flux financiers. Les données sur les coûts d'exploitation et de maintenance des actifs achetés pendant la période historique doivent être suivies séparément des données sur les coûts d'exploitation et de maintenance des actifs achetés avant la période historique (voir chapitre II, tableau 2.4: « Modèle pour trois ans de données historiques sur les coûts liés à l'exploitation et à la maintenance pour un flux d'investissements en 2023 »).

Les données sur les coûts d'exploitation et de maintenance peuvent se trouver à un ou plusieurs des endroits détenant les données sur les investissements et les flux financiers (par ex., compatibilité nationale, registres et plans des ministères, registres industriels, agences de la statistique et de régulation, services publics de distribution, institutions de recherche). Si ces données ne sont pas disponibles, les pays doivent utiliser l'une des méthodes d'estimation décrites dans le chapitre II (extrapolation, utilisation de sources internationales et de modèles d'estimation des coûts, etc.).

⁵ La Classification internationale type, par industrie, de toutes les branches d'activité économique (CITI) est un système mis en place par les Nations Unies pour classer les données économiques. La dernière version (CITI rév. 4) est disponible à l'adresse: https://unstats.un.org/unsd/classifications/Econ/Download/In%20Text/CPCprov_french.pdf.

Compiler les données historiques des coûts de subvention annuels, si les subventions sont explicitement incluses dans l'évaluation.

Il existe de nombreux types de subventions énergétiques, notamment les transferts financiers directs (par ex., les aides financières et les prêts à faible taux d'intérêt accordés aux producteurs), les traitements fiscaux préférentiels, les restrictions commerciales, les investissements directs dans les infrastructures énergétiques, les garanties à la première demande et les taux de déploiement obligatoires, le contrôle des prix, les restrictions d'accès au marché et les contrôles de l'accès aux ressources. Si un pays choisit d'inclure explicitement les subventions dans l'évaluation financière, les coûts annuels des subventions pour chaque type d'investissement au cours de la période historique doivent être comptabilisés (ou estimés) pour les mêmes années que celles pour lesquelles les données historiques sur les investissements et les flux financiers sont collectées. Les subventions doivent être compilées séparément pour les flux d'investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance (voir chapitre II, tableau 2.5: « Modèle pour trois ans de données historiques sur les coûts des subventions »).

Les informations sur les subventions peuvent être obtenues auprès des ministères ou agences gouvernementales compétents, des agences de la statistique, des organismes de recherche, des institutions universitaires et des entités du secteur privé.

Compiler d'autres données d'entrée pour les scénarios.

Outre les données historiques sur les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance, la caractérisation des scénarios et des coûts annuels pour ces scénarios nécessitent la collecte d'autres données historiques, actuelles et prévisionnelles pertinentes pour le secteur.

Tout d'abord, il importe que les spécialistes de l'énergie inclus dans l'équipe fournissent des informations générales sur les principales politiques sectorielles et macroéconomiques (récentes et prévues) ayant une incidence sur les prévisions en matière d'approvisionnement et de demande d'énergie et sur les coûts énergétiques.

Deuxièmement, davantage de données sont nécessaires pour estimer l'offre et la demande pour différents sous-secteurs. Il est probable qu'un complément de données soit nécessaire, à l'instar des données décrites ci-après.

Si le sous-secteur énergétique primaire est inclus, les éléments évoqués ci-dessous peuvent être nécessaires.

- › Les données permettant de caractériser l'approvisionnement en énergie primaire sont notamment: la contribution des combustibles fossiles/du nucléaire/des énergies renouvelables à l'énergie primaire totale; les détails sur la production nationale, les importations et les exportations de combustibles fossiles; les prévisions pour les sources primaires sur la période d'évaluation; et, en particulier pour les énergies renouvelables, une estimation du potentiel de croissance de l'approvisionnement.

Si les sous-secteurs de production/distribution d'énergie électrique sont inclus, les aspects présentés ci-dessous peuvent être nécessaires.

- › Inventaire et caractérisation des installations de production de chaleur et d'électricité. Cela comprend le type de source de combustible/d'énergie, le type de technologie (par ex., cycle mixte), les coûts d'exploitation, les caractéristiques de performance (par ex., les exigences en matière de combustible, les rendements), le calendrier de mise hors service (ou la durée de vie prévue pour chaque type d'investissement envisagé), les augmentations de capacité prévues (par ex., dans le cadre des plans nationaux relatifs à l'énergie ou au développement) et les mises à niveau au cours de la période d'évaluation.
- › Inventaire et caractérisation des installations de conversion d'énergie.

- Inventaire et caractérisation des infrastructures de transmission/distribution d'énergie électrique et de chaleur.
- Caractérisation des technologies alternatives de production de chaleur et d'électricité plus efficace et/ou émettant moins de carbone, y compris des informations sur les coûts d'exploitation et les caractéristiques de performance.
- Caractérisation d'autres mesures d'atténuation au niveau de l'approvisionnement en énergie (par ex., mesures visant à réduire les pertes de transmission et de distribution d'électricité), y compris des informations sur les coûts d'exploitation et les caractéristiques de performance.

Si les sous-secteurs d'utilisation finale de l'énergie sont inclus, les éléments ci-dessous peuvent être nécessaires.

- Caractérisation de la demande énergétique finale par type de transporteur de combustible/d'énergie et par secteur d'utilisation finale, y compris des informations sur les facteurs de croissance (par ex., l'évolution démographique et le développement urbain), les prévisions de la demande intérieure et, pour les pays qui disposent d'importantes industries exportatrices de combustibles fossiles, de produits raffinés ou d'électricité, les prévisions de la demande dans les pays voisins ou sur les marchés internationaux.
- Caractérisation d'autres technologies alternatives d'utilisation finale plus efficaces et/ou moins carbonées (par ex., véhicules de transport de personnes hautement efficaces, moteurs industriels hautement efficaces, chauffe-eau solaires passifs et actifs, cuisinières hautement efficaces) et des infrastructures d'utilisation finale plus efficaces (par ex., transports publics, conception améliorée des bâtiments), y compris des informations sur les coûts d'exploitation et les caractéristiques de performance.

Étape 3.



Définir le scénario de référence.

Cette étape consiste à établir des prévisions pour chaque sous-secteur d'approvisionnement et/ou de consommation énergétique sélectionné au cours de la période d'évaluation, en supposant qu'aucune politique nouvelle ou renforcée visant à lutter contre le changement climatique ne soit mise en œuvre. Elle doit refléter les conditions macroéconomiques actuelles, les plans sectoriels et nationaux et leur mise en œuvre en cours, les tendances socioéconomiques attendues et les investissements prévus dans les sous-secteurs. Le scénario de référence peut être fondé sur un modèle, un plan sectoriel, une prévision des tendances ou une combinaison de ces éléments, y compris les investissements et flux financiers estimés et réels (par ex., entre 2025 et 2028), s'ils sont disponibles. Outre des informations spécifiques sur l'évolution prévue de l'approvisionnement et de la demande en énergie au cours de la période d'évaluation, la description du scénario de référence doit inclure des informations spécifiques sur les investissements dans les installations et les infrastructures prévus dans chaque sous-secteur (par ex., le calendrier et l'ampleur des augmentations de capacité dans le secteur de l'électricité pour chaque type d'investissement sélectionné), ainsi que sur les investissements programmatiques (par ex., le calendrier, la nature et l'ampleur d'un programme public, privé ou mixte de recherche et développement dans le domaine de l'énergie).

Étape 4.



Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario de référence.

Déterminer les flux d'investissements et les flux financiers annuels pour chaque type d'investissement, ventilés par entité d'investissement et source de financement.

Au cours de cette étape, les investissements et les flux financiers annuels pour les installations et les infrastructures du scénario de référence sont estimés pour chaque sous-secteur. Les flux d'investissements doivent être détaillés par type d'investissement (par ex., achat ou investissement incrémentiel dans un type d'équipement donné) ou par type de flux financiers (par ex., type donné de dépense programmatique, comme les coûts d'un programme de recherche, de développement et de démonstration). Comme indiqué dans le chapitre II, les investissements et les flux financiers doivent être mesurés en termes réels (c'est-à-dire valeurs ajustées et présentées en monnaie nationale ou dollars américains constants de 2025⁶), déclarés pour l'année au cours de laquelle ils sont censés être engagés et, pour les calculs cumulatifs, actualisés à l'aide de taux d'actualisation publics et privés appropriés. Par ailleurs, les données sur les flux d'investissements annuels (achat et amélioration de biens durables) et les flux financiers (dépenses programmatiques) doivent être ventilés par entité d'investissement et par source de financement. Les données peuvent être soit obtenues à l'aide de modèles ou d'autres outils de projection, et/ou de documents de planification de l'administration publique et du secteur privé, soit dérivées de données historiques.

Cette étape aboutit à un assortiment de flux d'investissements et/ou de flux financiers annuels pour chaque type d'investissement ou de flux financier (défini de manière générique en termes de technologie/combustible, type de programme, etc.) et pour chaque sous-secteur pour toute la période d'évaluation. Les résultats comprennent également des données sur les entités d'investissement concernées (par ex., commodités du secteur privé au niveau agrégé ou secteur public) et les sources de financement. Ces données doivent être organisées comme dans les tableaux 2.6 : « Scénario de référence : flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance cumulés » et 2.7 : « Scénario de référence : flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels » du chapitre II.

Déterminer les coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque flux d'investissements, ventilés par entité d'investissement et source de financement.

Les valeurs annuelles des coûts d'exploitation et de maintenance pour les actifs achetés pendant la période d'évaluation et pour les actifs achetés avant la période d'évaluation et qui sont supposés être encore en service doivent être comptabilisées (ou dérivées) pour chaque sous-secteur sélectionné. Les coûts doivent être exprimés en termes réels, en monnaie nationale ou en dollars américains constants de 2025, doivent être déclarés pour l'année au cours de laquelle ils sont censés être engagés et doivent être actualisés. Les valeurs des coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque type d'investissement doivent être ventilés par entité d'investissement et source de financement (comme dans le tableau 2.4 du chapitre II : « Modèle pour trois ans de données historiques sur les coûts liés à l'exploitation et à la maintenance pour un flux d'investissements en 2025 ») et distinguées en coûts d'exploitation et de maintenance pour les actifs achetés pendant la période d'évaluation et pour les actifs

⁶ Les valeurs ajustées en monnaie constante d'une variable (telle que les données des flux d'investissements « fi » annuels) sont généralement calculées en corrigeant la valeur nominale de la variable au cours d'une période donnée t (par ex., désignée par « fit »). Pour ce faire, la valeur nominale « fit » est multipliée par l'indice des prix « P » de l'année de référence concernée (par ex., P₂₀₂₅) et divisée par l'indice des prix de l'année correspondante (c'est-à-dire P_t). Par exemple, le flux d'investissements réel « FI » pour l'année t est donné par $Fit = fit \cdot \left(\frac{P_{2025}}{P_t} \right)$. L'indice des prix pertinent est celui habituellement utilisé pour ajuster les données du secteur énergétique (par ex., l'indice des prix des services ou des commodités, la vente en gros, etc.)

achetés avant la période d'évaluation. Pour les actifs achetés pendant la période d'évaluation susceptibles d'être encore en service après la dernière année de la période d'évaluation, les coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque année supplémentaire pendant laquelle les actifs sont en service doivent être déterminés, jusqu'à cinq années supplémentaires après la fin de la période d'évaluation. Les sources possibles de données comprennent celles décrites ci-dessus pour les flux d'investissements et les flux financiers, notamment les sources locales (plans et prévisions sectoriels, communications nationales et éventuellement comptes nationaux) et les sources internationales (données et outils d'estimation des coûts).

Si les subventions sont explicitement incluses dans l'évaluation, déterminer les coûts de subvention annuels pour chaque type d'investissement et pour les flux d'investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance.

Si un pays choisit d'inclure explicitement les subventions dans l'évaluation financière, les coûts annuels des subventions doivent être déterminés pour chaque type d'investissement concerné et pour toutes les catégories de coûts (flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance) dans le scénario de référence (voir chapitre II, section 2.2.1).

Étape 5.



Définir le scénario cible.

Cette étape consiste à décrire ce qui est susceptible de se produire dans chaque sous-secteur de l'approvisionnement énergétique et de l'utilisation finale de l'énergie au cours de la période d'évaluation si de nouvelles mesures d'atténuation supplémentaires sont mises en œuvre pour lutter contre le changement climatique, sur la base de l'objectif national évalué (par ex., CDN, LT-LEDS). Cela doit inclure des descriptions complètes des mesures d'atténuation spécifiques susceptibles d'être mises en œuvre (types de technologies, sous-secteurs de mise en œuvre, etc.) et les implications de ces mesures pour l'évolution des sous-secteurs (par ex., réduction des besoins en capacité dans le secteur de l'électricité grâce aux économies d'électricité réalisées dans l'industrie et le secteur du bâtiment).

Les mesures d'atténuation doivent être définies de manière claire et exhaustive afin que les flux d'investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance puissent être déterminés à l'étape suivante. Cela doit inclure des informations spécifiques sur les investissements dans les installations et les infrastructures envisagés dans chaque sous-secteur (par ex., le calendrier et l'ampleur des mises à niveau des installations et des augmentations de capacité dans le secteur de l'électricité par type de technologie; le calendrier, le nombre et les caractéristiques des équipements de consommation plus efficace, etc.), ainsi que les investissements programmatiques (par ex., le calendrier, la nature et l'ampleur d'un programme de recherche et développement dans le domaine des énergies renouvelables). Un plan sectoriel ajusté, une prévision des tendances ou une combinaison des deux peuvent servir de base à la projection. Les travaux antérieurs sur le changement climatique (par ex., communications nationales, évaluation des besoins technologiques, évaluations des mesures d'atténuation des émissions de GES) doivent être utilisés dans cette étape.

Les pays doivent évaluer qualitativement les avantages liés ou non aux émissions de GES et les coûts potentiels liés à l'absence d'investissement (effets externes négatifs) des mesures d'atténuation.

Les avantages non liés aux émissions de GES à prendre en compte peuvent inclure :

- Le chiffre d'affaires: les investissements dans les installations d'approvisionnement en énergie et dans les installations et infrastructures d'utilisation finale qui produisent des biens ou des services (par ex., transports publics) génèrent des revenus susceptibles de compenser de manière significative (ou plus) les coûts d'investissement et d'exploitation.
- La sécurité énergétique: les mesures d'atténuation qui améliorent l'approvisionnement énergétique national (par ex., le développement de technologies d'énergie renouvelable) peuvent renforcer la sécurité énergétique nationale et/ou réduire la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie.
- La réduction des polluants atmosphériques: le passage à des combustibles fossiles à faible teneur en carbone, aux énergies renouvelables ou à l'énergie nucléaire et une utilisation plus efficace des énergies fossiles peuvent réduire considérablement la pollution atmosphérique avec des avantages conséquents pour la santé humaine et écologique.

Les effets externes négatifs peuvent inclure :

- Les dommages causés par le développement de l'hydroélectricité: les projets hydroélectriques peuvent perturber les écosystèmes en amont et en aval des installations, et le remplissage des réservoirs peut entraîner le déplacement de populations.
- Une concurrence accrue pour les ressources: l'augmentation de l'approvisionnement en biocarburant d'origine agricole ou ligneuse peut accroître la demande de terres productives et exacerber les contraintes existantes en matière de disponibilité des terres. Les centrales thermiques et les installations de production de chaleur (qui nécessitent d'importantes quantités d'eau pour leur refroidissement) ainsi que les installations hydroélectriques peuvent réduire l'approvisionnement en eau.
- Les fuites de carbone: le passage à un combustible fossile moins carboné (par ex., du charbon au gaz) pour la combustion peut entraîner involontairement une augmentation des émissions fugaces en fonction des caractéristiques du combustible, de sa production et des opérations de transport. Les réservoirs hydroélectriques peuvent entraîner des émissions de CH₄ supplémentaires en raison de la décomposition anaérobie des matières organiques présentes dans les eaux de crue.

Les critères utilisés pour déterminer la hiérarchie des mesures prioritaires doivent être clairement expliqués ou précisés (par ex., à l'aide d'un simple tableau d'analyse multicritères dans lequel chaque mesure se voit attribuer une note normalisée sur une échelle de 0 à 10). Il est également recommandé de présenter les résultats de ces analyses qualitatives dans une section spécifique du rapport d'évaluation financière sectorielle.

Étape 6.



Déterminer les flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels (et les coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) pour le scénario cible.

Déterminer les flux d'investissements et les flux financiers annuels pour chaque type d'investissement, ventilés par entité d'investissement et source de financement.

Au cours de cette étape, les flux d'investissements annuels pour les investissements dans les installations et les infrastructures du scénario cible et les flux financiers annuels pour les investissements programmés du scénario cible sont déterminés pour chaque sous-secteur. Comme indiqué dans le chapitre II, les coûts doivent être exprimés en termes réels (c'est-à-dire ajustés en fonction de l'inflation), à savoir en monnaie nationale ou en dollars américains constants de 2025, déclarés pour l'année au cours de laquelle ils sont censés être engagés, et actualisés à l'aide de taux d'actualisation publics et privés appropriés. Les valeurs annuelles des investissements et des flux financiers pour chaque type d'investissement doivent être ventilées par entité d'investissement et source de financement, puis distinguées en flux d'investissements et en flux financiers. Les sources de données peuvent inclure les résultats de modélisation et/ou les documents de planification ou les valeurs de l'administration publique et du secteur privé, qui peuvent être dérivés des données historiques.

Cette étape résulte en un assortiment de flux d'investissements et/ou de flux financiers annuels pour chaque type d'investissement dans chaque sous-secteur pour toute la période d'évaluation, ventilé par entité d'investissement et source de financement. Ces données doivent être organisées comme dans les tableaux 2.8 : « Scénario cible : flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance cumulés » et 2.9 : « Scénario cible : flux d'investissements, flux financiers et coûts d'exploitation et de maintenance annuels » du chapitre II.

Déterminer les coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque flux d'investissements, ventilés par entité d'investissement et source de financement.

Les valeurs annuelles des coûts d'exploitation et de maintenance pour les actifs achetés pendant la période d'évaluation et pour les actifs achetés avant la période d'évaluation et qui sont supposés être encore en service doivent être comptabilisées pour chaque sous-secteur. Les coûts doivent être exprimés en termes réels, en monnaie nationale ou en dollars américains constants de 2025, déclarés pour l'année au cours de laquelle ils sont censés être engagés, et actualisés. Les valeurs des coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque type d'investissement doivent être ventilées par entité d'investissement et source de financement (comme dans le tableau 2.4 du chapitre II : « Modèle pour trois ans de données historiques sur les coûts liés à l'exploitation et à la maintenance pour un flux d'investissements en 2023 ») et distinguées en coûts d'exploitation et de maintenance pour les actifs achetés pendant la période d'évaluation et pour les actifs achetés avant la période d'évaluation. Concernant les actifs achetés pendant la période d'évaluation susceptibles d'être encore en service après la dernière année de la période d'évaluation, les coûts d'exploitation et de maintenance annuels pour chaque année supplémentaire pendant laquelle les actifs seront en service doivent être déterminés, jusqu'à cinq années supplémentaires après la dernière année de la période d'évaluation. Les sources possibles de données comprennent celles décrites ci-dessus pour les flux d'investissements et les flux financiers.

Si les subventions sont explicitement incluses dans l'évaluation, déterminer les coûts de subvention annuels pour chaque type d'investissement concerné et pour les flux d'investissements, les flux financiers, les coûts d'exploitation et de maintenance.

Si un pays choisit d'inclure explicitement les subventions dans l'évaluation financière, les coûts annuels des subventions doivent être déterminés pour les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance pour chaque type d'investissement pertinent dans le scénario de référence (voir chapitre II, section 2.2.1).

Étape 7.



Calculer les variations des flux d'investissements, des flux financiers et des coûts d'exploitation et de maintenance (et des coûts de subvention s'ils sont explicitement inclus) nécessaires à la mise en œuvre du scénario cible.

Les variations des flux d'investissements, des flux financiers et des coûts d'exploitation et de maintenance nécessaires pour mettre en œuvre le scénario cible sont calculées à cette étape en soustrayant les coûts du scénario de référence des coûts du scénario cible. Étant donné que les informations pour ce scénario ont été collectées et ventilées par entité d'investissement et par année, cette étape détermine : 1) comment les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance *cumulés* peuvent évoluer ; et 2) comment les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance *annuels* peuvent évoluer. Ces calculs sont décrits dans le chapitre II.

Étape 8.



Déterminer les implications politiques.

L'objectif de cette étape est de déterminer les implications politiques des résultats de l'évaluation pour le secteur. Les analyses de l'étape précédente fournissent une indication de l'ampleur et du calendrier des changements dans les investissements, les flux financiers et les coûts d'exploitation et de maintenance par entité d'investissement et par source de financement nécessaires à la mise en œuvre du scénario cible. Ces résultats doivent être complétés par des informations concernant la mise en œuvre et la faisabilité financière du scénario cible et les politiques susceptibles d'y contribuer.

En examinant les changements et les augmentations financières nécessaires qui en résultent, il convient de déterminer le type d'entité d'investissement (par ex., les services publics de distribution, les entreprises privées ou les agences d'État à ce niveau d'agrégation) qui est responsable des changements les plus significatifs (ampleur et/ou priorité) dans les investissements et les flux financiers (c'est-à-dire les flux d'investissements et les flux financiers incrémentiels), ainsi que les sources prédominantes et les limites potentielles de leurs fonds.

La faisabilité de la satisfaction de ces besoins financiers supplémentaires et la compatibilité entre la mise en œuvre des mesures prioritaires et les plans nationaux et sectoriels de développement doivent être discutées, en particulier au regard des politiques et des mesures en cours.

Il convient de déterminer les politiques et les incitations susceptibles d'amener les entités à mettre en œuvre les mesures proposées et à modifier leurs habitudes d'investissement afin de réaliser les changements financiers et les augmentations nécessaires à la mise en œuvre du scénario cible, ainsi que de mobiliser des fonds supplémentaires pour répondre aux nouveaux besoins d'investissement. Il est important de faire la distinction entre les sources publiques et privées, ainsi qu'entre les sources nationales et étrangères de financement supplémentaire.

Les mesures politiques comprennent divers instruments, notamment des instruments économiques (par ex., des taxes), des instruments réglementaires (par ex., normes relatives à la gamme de combustibles), des accords volontaires, la diffusion d'informations et d'autres instruments (par ex., des programmes de recherche, de développement et de démonstration) (voir le tableau 3.2 ci-dessous). La pertinence et l'acceptabilité des différents instruments et diverses initiatives politiques visant à faire progresser la mise en œuvre des mesures d'atténuation prioritaires doivent être discutées avec les décideurs politiques.

Tableau 3.2: Options politiques éventuelles pour encourager l'atténuation des GES dans le secteur énergétique

Objectifs Politiques	Options politiques				
	Instruments économiques	Instruments réglementaires	Accords volontaires	Diffusion d'informations et planification stratégique	Recherche, développement, démonstration et déploiement technologiques
Efficacité énergétique	Taxes sur l'énergie plus élevées Subventions énergétiques réduites Taxes sur les GES émis par les centrales électriques Incitations fiscales Permis d'émission négociables	Normes d'efficacité minimale des centrales électriques Prescriptions relatives aux meilleures technologies disponibles	Engagements volontaires pour améliorer l'efficacité des centrales électriques	Campagnes d'information et d'éducation	Production d'électricité plus propre à partir de combustibles fossiles
Commutation de source d'énergie	Taxes sur les GES Permis d'émission négociables Incitations fiscales	Normes relatives à la gamme de combustibles utilisés dans les centrales électriques	Accords volontaires pour modifier la gamme de combustibles	Campagnes d'information et d'éducation	Augmentation de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, nucléaires et d'hydrogène en tant que vecteur énergétique
Énergie renouvelable	Aides en capital Tarifs de rachat Obligation de quotas et échange de permis Taxes sur les GES Permis d'émission négociables	Objectifs Tarifs de transport favorables et accès au transport	Accords volontaires pour installer des capacités de production d'énergie renouvelable	Campagnes d'information et d'éducation Validation de l'électricité verte	Augmentation de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable
Captage et stockage du dioxyde de carbone	Taxes sur les GES Permis d'émission négociables	Limitations des émissions pour les principaux émetteurs ponctuels	Accords volontaires pour le développement et le déploiement du captage et du stockage du dioxyde de carbone	Campagnes d'information	Séquestration chimique et biologique Séquestration dans des formations géologiques souterraines

Source: Bert Metz, et. coll. (éd.) (2007) « [Changement climatique 2007: Atténuation. Constitution du Groupe de travail III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat](#) ». Cambridge University Press, Cambridge.



Programme des Nations Unies pour le développement
304 East 45th Street, New York, NY 10017

<https://www.undp.org/fr>
[@UNDP](#)
climatepromise.undp.org/fr
[@UNDPplanet](#)