

La trajectoire de décarbonisation du Maroc - 3^{ème} partie : Coûts et avantages de la transition énergétique¹

Par Berahab Rim, Chami Abdelilah, Derj Atar, Hammi Ibtissem, Morazzo Mariano, Naciri Yassine, Zarkik Afaf, avec le soutien technique d'AFRY.

I. Introduction

Les importantes ressources en énergies renouvelables du Maroc offrent une opportunité sans précédent d'ancrer les choix économiques et politiques du pays dans la transition énergétique, et de faire de cette transition un levier essentiel du développement économique. Ceci est d'autant plus important que le coût des énergies renouvelables a baissé au cours des 10 dernières années² et présente désormais un fort potentiel, non seulement de création d'emplois verts mais aussi de croissance économique dynamique et résiliente. En 2020, près de 20% de la production d'électricité du Maroc a été assurée par des sources énergétiques renouvelables et la capacité installée en énergies renouvelables était d'environ 36%.

1. Le volet technique de l'étude relatif à la modélisation a été réalisé par AFRY, sous la direction stratégique et politique du Policy Center for the New South et d'Enel Green Power Maroc. Cette étude a été réalisée en 2020, avant la publication, en Juin 2021, de la nouvelle contribution déterminée au niveau national du Maroc. Les CDN dans cette étude font donc référence à celles de 2016.

2. Pendant la pandémie de Covid-19, les prix des matières premières ont augmenté en raison de la perturbation économique des chaînes d'approvisionnement qui a eu un impact sur les activités transversales du secteur.

L'ambition du Maroc est d'atteindre un objectif de 52% de capacité installée en énergies renouvelables à l'horizon 2030, renforçant ainsi l'engagement du pays en faveur de la transition énergétique et de la décarbonisation. Cela étant, cette transition doit également être durable d'un point de vue socio-économique de manière à ce que « personne ne soit laissé pour compte ». Il convient donc de quantifier les coûts et les avantages de cette transition, afin d'identifier les bonnes approches politiques et d'atténuer les effets négatifs potentiels de cette transformation sur la croissance, notamment en termes de compétitivité industrielle, d'emploi et de pouvoir d'achat des citoyens.

La deuxième partie³ de la série de Notes de politique sur « la Trajectoire de décarbonisation du Maroc » a présenté des scénarios de décarbonisation actualisés. Elle a révélé que selon les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » le Maroc atteindrait des objectifs de décarbonisation plus élevés qu'avec la politique actuelle. Les objectifs de décarbonisation seront atteints principalement grâce à l'électrification extensive des secteurs finaux et à l'augmentation de la

3. La trajectoire de décarbonisation du Maroc : Deuxième partie : Scénarios de décarbonisation actualisés.

part des EnR dans le mix énergétique. Plus précisément, les secteurs du transport, de l'électricité et du résidentiel seront essentiels pour décarboniser l'économie Marocaine. Cette troisième Note de politique de la série présente les résultats d'une analyse coûts-bénéfices, réalisée pour identifier les leviers technologiques de la transition énergétique au Maroc et pour estimer le bénéfice économique global des scénarios modélisés présentés dans la deuxième partie, aux niveaux national et sectoriel.

Sur la période 2020-2050, le coût économique total des scénarios de décarbonisation est calculé comme étant la somme des coûts directs du système et des coûts sociaux du carbone. Les coûts directs du système comprennent les dépenses du système (CAPEX⁴, OPEX⁵, coûts des matières premières et taxes), y compris le coût des infrastructures, et sont calculés sur la base d'une analyse du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE)⁶ pour chaque technologie. Le coût social du carbone représente le coût implicite des émissions de carbone qui tient compte des multiples impacts sur le système, y compris son impact sur la santé des citoyens. Le coût social du carbone adopté dans cette étude est basé sur le rapport 2016 de l'Agence américaine de protection de l'environnement⁷, ajusté aux valeurs monétaires de 2019. Il a été ramené à un taux d'actualisation de 2,35 %, conformément à l'actualisation des coûts directs. De manière générale, le scénario dont le coût économique total est le plus faible génère les plus grands avantages économiques globaux.

II. Coûts et avantages de la transition énergétique au Maroc

1. Au niveau national

La décarbonisation est un processus de longue haleine, qui nécessitera des investissements importants pour déployer les énergies renouvelables, accroître l'efficacité énergétique et électrifier les secteurs d'utilisation finale. Les avantages économiques globaux ne se feront ressentir qu'à long terme. Si le coût économique total des secteurs agrégés de l'économie marocaine ne révèle qu'une légère différence entre les trois scénarios en 2030, le coût augmente considérablement en 2050 (figure 1). La décomposition du coût économique total montre que plus les objectifs de décarbonisation sont ambitieux, plus les besoins d'investissement seront élevés, ce qui est pris en compte dans les coûts directs du système. En revanche, les autres coûts directs du système, hors investissements, ainsi que le coût social du carbone, diminuent progressivement à mesure que la décarbonisation augmente. Par conséquent, dans les différents scénarios de décarbonisation, le coût économique total est plus faible que dans le scénario Cours normal des affaires (CNA), générant un avantage économique net par rapport au statu quo de 97 milliards de dollars US et 165 milliards de dollars US dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » respectivement.

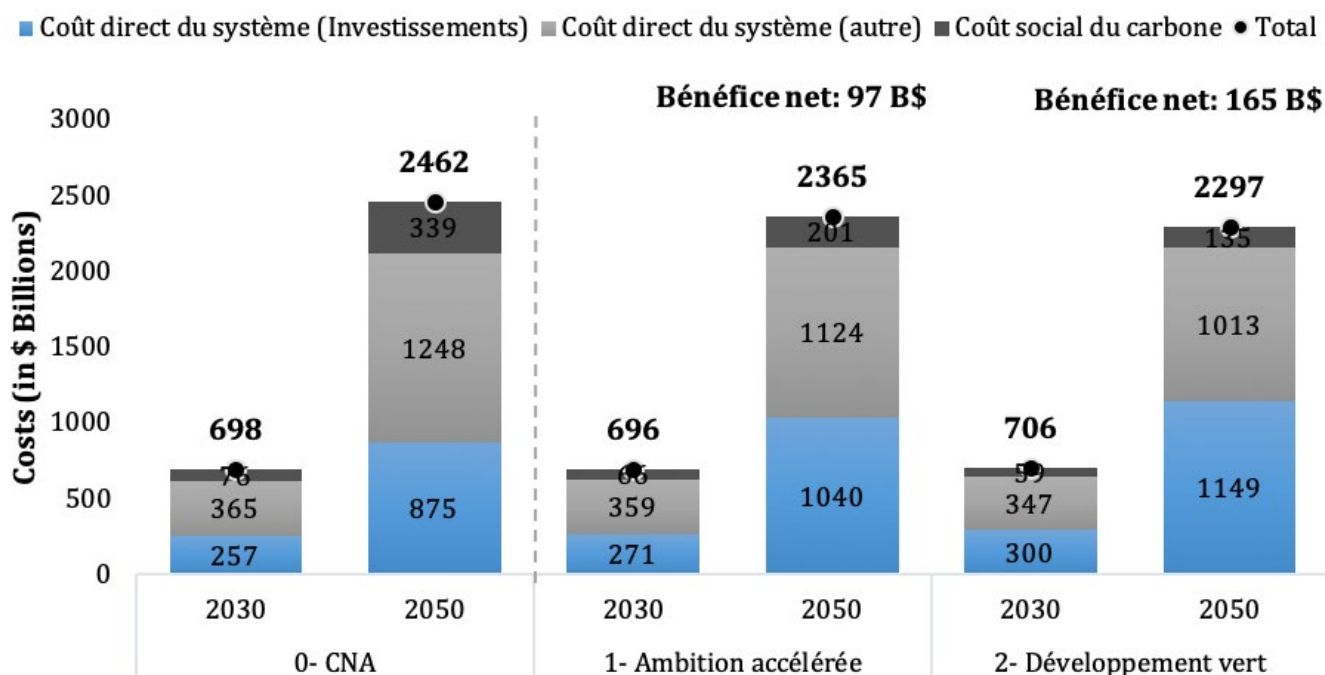
4. Les dépenses d'investissement sont des montants consacrés à l'achat ou à l'amélioration d'actifs fixes (terrains, bâtiments, équipements, etc.).

5. Les dépenses d'exploitation font référence aux coûts de fonctionnement courants, nécessaires au fonctionnement quotidien, qui ne sont pas comptabilisés en tant que dépenses fixes ou d'investissement.

6. Le coût moyen actualisé de l'électricité est une mesure du coût net actuel moyen de la production d'électricité d'une centrale sur sa durée de vie. Il est utilisé pour planifier les investissements et pour comparer les différentes méthodes de production d'électricité de manière cohérente.

7. Oudejans, L, 2017.

Figure 1 : Résultats agrégés de l'analyse coûts-bénéfices pour l'économie marocaine en milliards de dollars cumulés



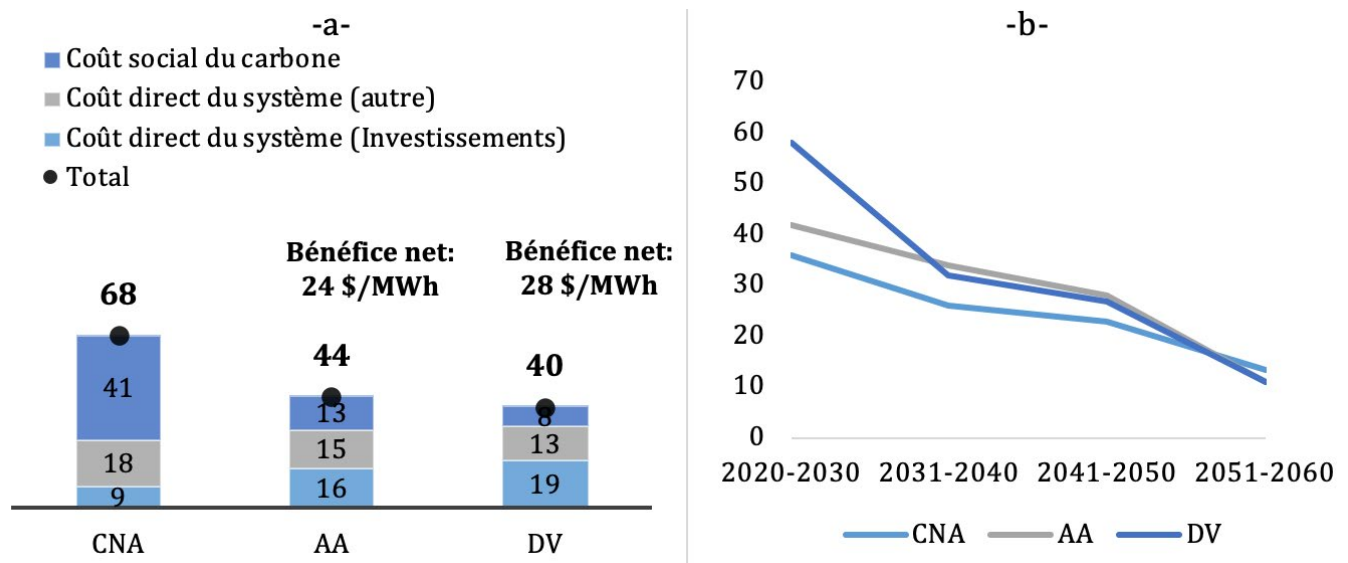
Source : calculs des auteurs⁸. Notes : Les bénéfices nets présentés dans le graphique sont calculés pour 2050 et sont relatifs au CNA. Taux d'actualisation de 2,35% (rendement de l'obligation marocaine à 10 ans). Coût social du carbone basé sur le benchmark américain de 77USD/tonneCO2 à 124USD/tonneCO2 pour la période considérée. Pour le transport, les calculs se réfèrent aux véhicules routiers ; pour l'agriculture, ils se réfèrent au bétail, au chauffage et à l'irrigation. Le coût direct du système comprend l'investissement dans le développement des sites de production d'hydrogène, l'infrastructure du réseau et les coûts du secteur de l'électricité.

S'agissant du secteur de l'électricité, le coût économique total sera considérablement réduit par rapport au statu quo, ce qui entraînera un bénéfice net de 24 USD/MWh et de 28 USD/MWh en moyenne au cours de la période 2020-2050, respectivement dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » (figure 2). Ce résultat sera obtenu grâce à la baisse du coût social du carbone et d'autres coûts directs du système dans les deux scénarios de décarbonisation par rapport au scénario CNA, compensant largement l'augmentation des coûts directs du système.

Cette hausse est principalement due aux investissements supplémentaires dans la capacité d'énergie renouvelable nécessaire pour remplacer le charbon, ainsi qu'aux systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS en anglais) et de stockage de gaz additionnels pour assurer la sécurité et la flexibilité du réseau. L'évolution des coûts directs du système (investissements et autres) dans le temps entre 2020 et 2050 indique que la stabilisation de la demande d'électricité à long terme se traduira probablement par une baisse des coûts directs du système pour l'électricité produite dans les scénarios décarbonisés.

8. Dans la suite du document, fait référence à AFRY sous les orientations du Policy Center for the New South et d'Enel Green Power Maroc. (merci de vous assurer de ce renvoi)

Figure 2 : (a) Coût économique complet agrégé de l'électricité produite, moyenne 2020-2050 (en USD/MWh) ; (b) Évolution du coût direct du système du secteur de l'électricité dans le scénario « Développement vert » (USD/MWh)

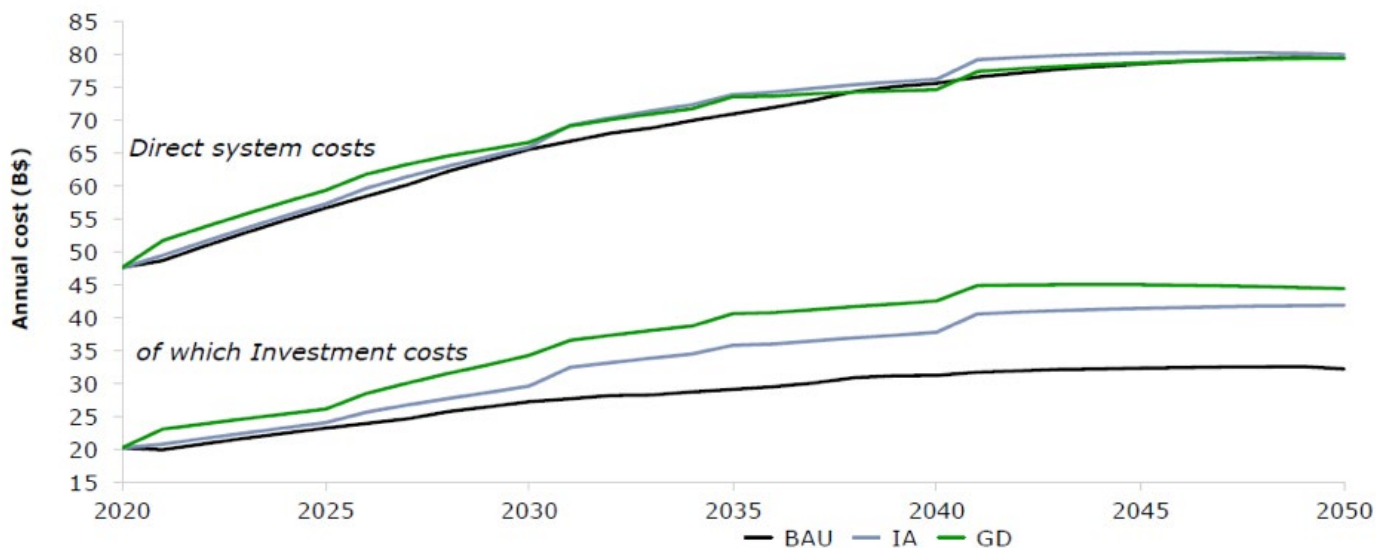


Source : calculs des auteurs. Note : CNA : Cours normal des affaires. AA : Ambition accélérée. DV : Développement vert.

Au niveau national, l'analyse de l'évolution des coûts directs du système entre 2020 et 2050 indique que, dans l'ensemble, les trois scénarios entraîneraient des coûts directs du système similaires. Mais des investissements sont nécessaires pour soutenir la décarbonisation, en particulier pour la période 2031-2050 (figure 3). Les coûts d'investissement élevés sont principalement

dus au secteur des transports, même si une réduction des coûts directs du système est prévue après 2030. Au-delà de 2050, les coûts directs du système dans les scénarios décarbonisés devraient être inférieurs à ceux du scénario CNA, grâce à une réduction des coûts variables induite par les investissements dans les nouvelles technologies.

Figure 3 : Coûts directs du système agrégés et coûts d'investissement (en milliards de dollars US)



Source : calculs des auteurs. Note : Les coûts directs du système comprennent les CAPEX, les OPEX, les matières premières et taxes actualisés au taux de 2,35 % (tous les secteurs, y compris la production d'électricité, les coûts du réseau et les sites de production d'hydrogène). Les coûts d'investissement comprennent les CAPEX actualisés au taux de 2,35 % (tous les secteurs, y compris la production d'électricité, les coûts du réseau et les sites de production d'hydrogène).

2. Au niveau sectoriel

a. Secteur des transports

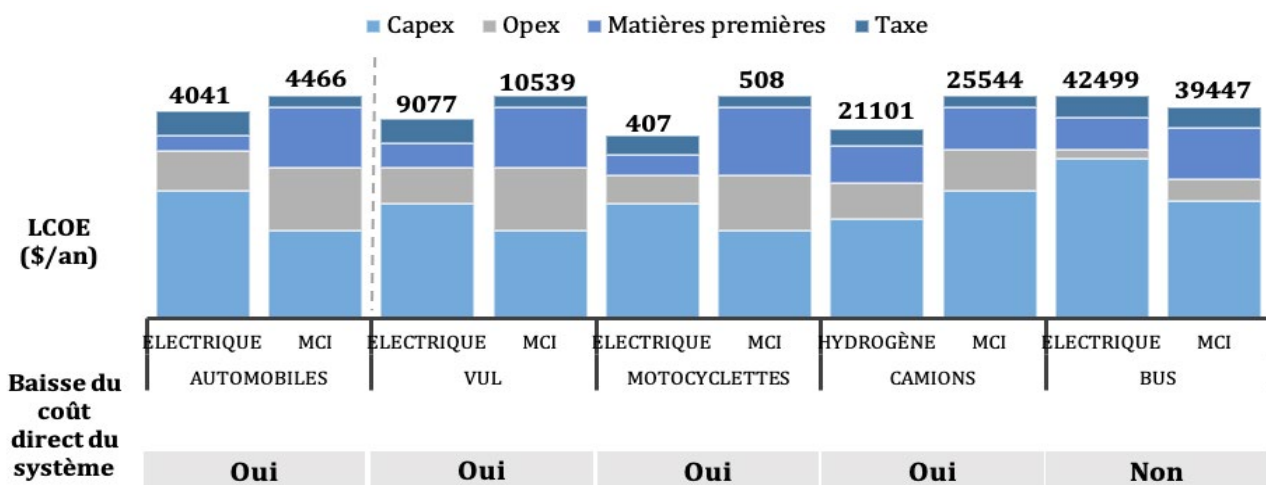
La décarbonisation du secteur des transports est un enjeu décisif dans la lutte contre le changement climatique, compte tenu de sa contribution aux émissions de gaz à effet de serre et de sa dépendance à l'égard des combustibles fossiles. Y parvenir ne se fera pas sans difficultés.

Le calcul du coût actualisé de l'électricité (LCOE), exprimé en dollars US par an, fait apparaître les résultats suivants :

- Les bus électriques (e-bus) sont la seule technologie qui enregistre une augmentation du coût direct du système sur la période 2020-2050. Si aucune mesure d'incitation n'est prise en faveur des technologies électriques, les bus diesel sont donc plus avantageux sur la période considérée grâce à un LCOE plus faible (figure 4).

- Les difficultés rencontrées par les bus électriques dans l'analyse du LCOE tiennent à l'importance des dépenses d'investissement et des taxes correspondantes. Par conséquent, en réduisant ces coûts, les LCOE des technologies peuvent être alignés⁹.
- Les automobiles, les véhicules utilitaires légers (VUL), les motocyclettes et les camions électriques enregistrent tous une diminution du coût direct du système ainsi qu'un LCOE total inférieur à celui de leurs équivalents à moteur à combustion interne (MCI). Il en est ainsi malgré des dépenses d'investissement (CAPEX) plus élevées et des durées de vie plus courtes des technologies électriques, qui sont compensées par des coûts de matières premières et des dépenses d'exploitation (OPEX) plus faibles¹⁰. Les camions à hydrogène sont également économiquement viables, principalement en raison de dépenses d'investissement inférieures à celles des camions diesel.

Figure 4 : Analyse des LCOE pour le secteur des transports, 2025-2050



Source : calculs des auteurs. Taxe fait référence à la TVA. MCI : moteur à combustion interne.

9. Les dépenses d'investissement pour la technologie électrique commencent à un niveau élevé de 520.000 USD en 2020, contre 236.000 USD pour les bus diesel. Un CAPEX moyen de 350.000 USD a été utilisé dans l'étude sur les bus électriques pour tenir compte du coût inférieur de la technologie BESS au cours de la période 2025-2050. De plus, une consommation moyenne de carburant réduite de 1,1 kWh/km (actuellement 1,5 kWh/km) a été retenue pour inclure l'amélioration de l'efficacité. Le remplacement du pack batterie a été considéré comme un moyen d'augmenter la durée de vie du bus électrique de 300.000 km à 600.000 km (contre 400.000 km pour les bus diesel). Pour le remplacement du pack BESS, une diminution du coût de la technologie a été prise en compte (coût moyen des batteries pour la période 2040-2050).

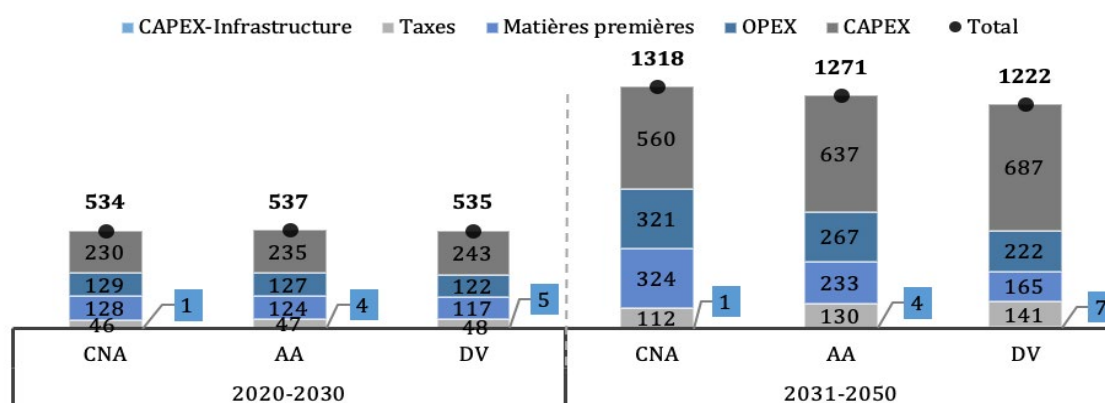
10. L'analyse tient également compte du coût décroissant de la technologie électrique.

Avant d'en venir aux résultats de l'analyse coûts-bénéfices, rappelons les hypothèses des scénarios modélisés présentés dans la deuxième partie de la série. Les hypothèses qui sous-tendent les trois scénarios modélisés pour le secteur des transports sont basées sur la 41ème action de la contribution déterminée au niveau national déterminé du Maroc (CDN)¹¹ et sur les dispositions suivantes en matière d'efficacité énergétique : (i) rendre obligatoire le retrait de 7.500 véhicules de transport de marchandises obsolètes et énergivores ; (ii) promouvoir le retrait de 1.700 véhicules de transport public de passagers obsolètes, (ii) retirer 250.000 véhicules sur 20 ans en 2025, et (iii) abaisser les valeurs limite d'émission. Le scénario CNA suppose que le diesel représentera 20 % de l'énergie consommée dans le secteur des transports à l'horizon 2050. Ni l'électrification ni les mesures liées à la technologie de l'hydrogène ne sont prises en compte dans ce scénario. Les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » prévoient l'élimination complète du diesel à l'horizon 2050, avec différents objectifs d'électrification des transports¹².

L'analyse de l'évolution des coûts directs du système du secteur agrégé des transports au cours de la période 2020-2050 fait ressortir ce qui suit (figure 5) :

- Des investissements supplémentaires sont nécessaires pour remplacer la flotte polluante actuelle. Le scénario « Ambition accélérée » exigera des investissements de l'ordre de 5 milliards de dollars US à moyen terme (2020-2030) et de 77 milliards de dollars US à plus long terme (2031-2050) par rapport au scénario CNA. Le scénario « Développement vert » prévoit des dépenses d'investissement beaucoup plus élevées en raison de la pénétration accrue des véhicules électriques, estimées à 13 milliards de dollars US à moyen terme et à 127 milliards de dollars US à plus long terme.
- À plus long terme, le coût total direct du système est plus faible dans les deux scénarios décarbonisés, car la baisse des coûts des matières premières et des coûts d'exploitation des véhicules à faible émission de carbone compense l'augmentation des CAPEX. Les économies calculées sur les matières premières et les frais d'exploitation par rapport au scénario CNA atteignent 145 milliards de dollars à long terme (2031-2050) dans le scénario « Ambition accélérée », et 258 milliards de dollars à long terme dans le scénario « Développement vert ». À court terme, le coût total direct du système est légèrement plus élevé dans les scénarios de décarbonisation.

Figure 5 : Évolution des coûts directs du système et des coûts d'investissement (milliards de dollars US)



Source : calculs des auteurs. Note : AA : Ambition accélérée. DV : Développement vert.

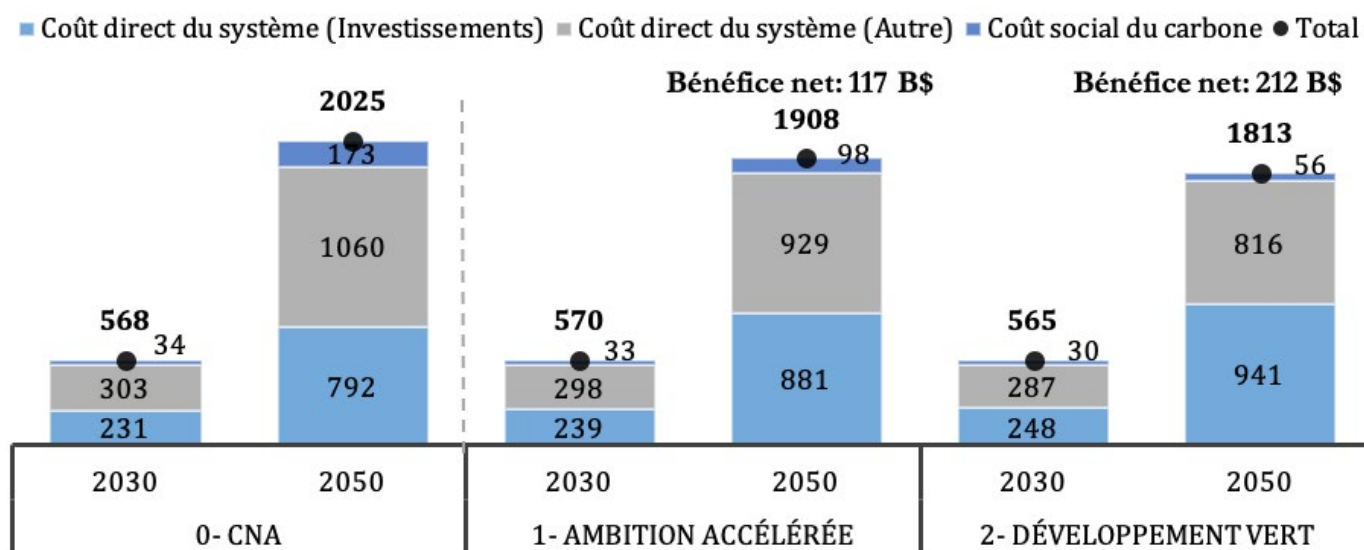
11. Renouvellement des véhicules utilitaires de 20 ans et plus pour réduire leur consommation de carburant, entre 2025 et 2030.

12. Dans le scénario « Ambition accélérée », (i) la part des véhicules électriques dans le parc total de véhicules atteint 80 % dans les zones urbaines et 30 % dans les zones rurales, (ii) l'électrification complète des bus et des chemins de fer est réalisée respectivement en 2030 et 2040, et (iii) la part des camions à hydrogène atteint 50 % en 2050. Dans le scénario « Développement vert », (i) la part des véhicules électriques dans le parc total de véhicules atteint 100 % dans les zones urbaines et 70 % dans les zones rurales, (ii) l'électrification complète des bus et des chemins de fer est réalisée respectivement en 2030 et 2040, et (iii) la part des camions à hydrogène atteint 85 % en 2050.

Le coût économique total de la transition du secteur des transports indique que la décarbonisation est rentable à long terme (figure 6). Si les investissements augmentent dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert », en raison de dépenses plus élevées pour le déploiement de véhicules électriques et la construction d'infrastructures de recharge, ces

dépenses seront compensées par les avantages générés par la réduction du coût social du carbone et la baisse des coûts des matières premières et des coûts d'exploitation. Cela se traduira donc par des avantages nets de 117 milliards de dollars US et de 212 milliards de dollars US d'ici 2050, respectivement dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert ».

Figure 6 : Coût économique total agrégé des transports (coût direct du système + coût social du carbone) en milliards de dollars US cumulés



Source : calculs des auteurs

b. Secteur résidentiel

La consommation d'énergie du secteur résidentiel au Maroc est assez unique, dans le sens où elle dépend d'un gaz de pétrole liquéfié (GPL), appelé butane, qui est utilisé pour la cuisson, le chauffage des locaux et de l'eau, et qui représente 63% de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel¹³ au Maroc, contre une moyenne de 13% pour la plupart des pays membres de l'Agence Internationale de l'Énergie.

L'analyse LCOE commence par l'évaluation financière de deux configurations permettant de répondre aux besoins en chauffage et en climatisation, en production d'eau chaude et en énergie de cuisson d'un ménage :

- Une configuration à base de combustibles fossiles : cette configuration s'applique à un système énergétique résidentiel habituel et se compose d'une seule chaudière GPL pour répondre à la demande de chauffage et d'eau chaude sanitaire (DWH en anglais), d'un réchaud ou cuisinière GPL pour répondre à la demande de cuisson et d'un système de chauffage, de ventilation et de climatisation (CVC) pour assurer la climatisation.
- Une configuration à faible émission de carbone : cette configuration prévoit deux technologies différentes pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, à savoir les pompes à chaleur (PAC)¹⁴ et le solaire thermodynamique (ST) ; quant à la cuisson, elle est assurée par des plaques à induction.

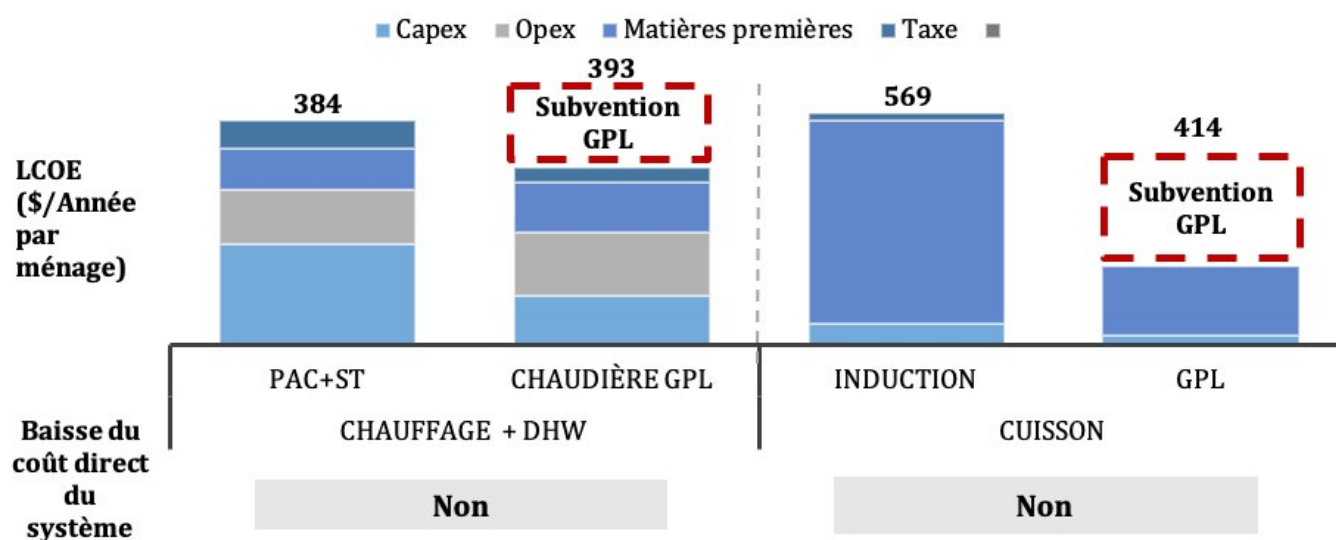
Le calcul du LCOE (figure 7), exprimé en dollars par ménage et par an, a donné les résultats suivants :

13. Les autres principales demandes d'énergie dans le secteur résidentiel concernent la réfrigération, l'éclairage et les appareils électriques. Le chauffage des locaux et la climatisation représentent une très faible part de la consommation totale d'énergie dans le secteur résidentiel (AIE, 2020).

14. Technologie air-eau

- Chauffage et eau chaude sanitaire : les pompes à chaleur et les systèmes solaires thermodynamiques utilisés pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans la configuration à faible émission de carbone nécessitent certes des investissements CAPEX plus élevés et plus de taxes, mais elles permettent de réaliser des économies importantes en termes d'OPEX, de matières premières et de subventions, ce qui rend cette option globalement moins chère que la configuration à combustibles fossiles avant subvention. Cela étant, une fois injectées les subventions au GPL, qui permettent aux consommateurs finaux au Maroc d'y accéder à l'un des prix les plus bas au monde, ces économies sont neutralisées. Dans l'ensemble, la baisse des dépenses d'investissement rend les chaudières GPL moins chères - après subvention - que la configuration PAC+ST, soit 78 USD/an/ménage.
- Cuisson : Le faible prix des réchauds GPL par rapport aux cuisinières à induction rend la configuration fossile pour la cuisson moins chère de 362 USD/an/ménage après subvention.

Figure 7 : Analyse LCOE de deux configurations pour répondre aux besoins en énergie d'un ménage



Source : calculs des auteurs. Note : Technologie air-eau utilisée pour les pompes à chaleur résidentielles. La taxe fait référence à la TVA à l'achat. PAC : pompes à chaleur. ST : Solaire thermodynamique. DHW : Eau chaude sanitaire. GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

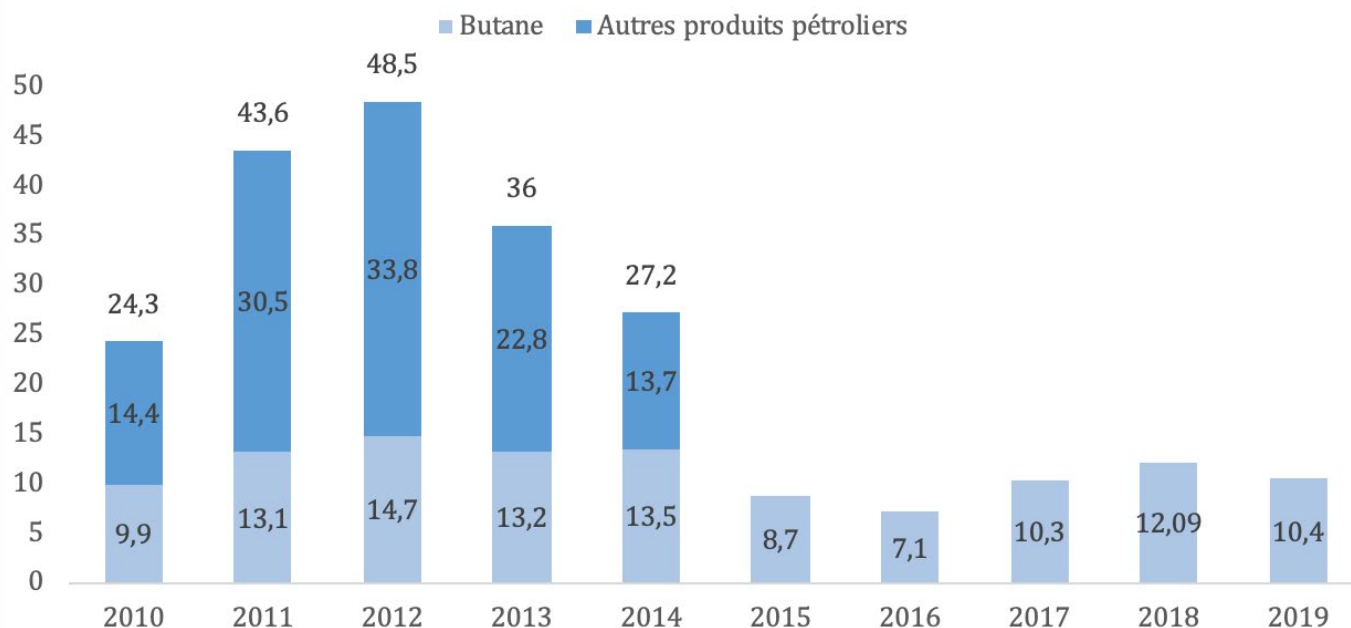
La question de la subvention du GPL est sensible. Bien que le Maroc ait été l'un des pionniers parmi les pays en développement à réformer avec succès les subventions aux combustibles fossiles pour aider à réduire le déficit budgétaire et atténuer les risques pour la balance nationale des paiements, le butane en est toujours exclu pour des considérations sociales. Cette situation exerce une pression massive sur le budget de l'État dans la mesure où l'approvisionnement du marché national en GPL se fait exclusivement par importation directe¹⁵. Les

subventions se chiffrent en milliards de dollars par an et fluctuent d'une année à l'autre en fonction des prix du marché international¹⁶ (figure 8).

15. Les principaux fournisseurs de GPL au Maroc sont les États-Unis, suivis par l'UE et l'Algérie.

16. Le butane commercial est conditionné en bouteilles de 3 kg, 6 kg et 12 kg, et le propane est commercialisé principalement en vrac (jusqu'à 90 %) ; le reste est distribué en bouteilles de 34 kg.

Figure 8 : Subventions marocaines pour les produits pétroliers de 2010 à 2019 (en milliards de MAD)



Source : Ministère de l'Économie et des Finances¹⁷.

Au niveau des ménages, il semble que la configuration à base de combustibles fossiles soit moins chère que la configuration à bas carbone. À la lumière de ces résultats, il est permis de douter fortement que la décarbonisation du secteur résidentiel soit économiquement justifiée au niveau national. Pour trancher sur ce point, rappelons les hypothèses de nos scénarios modélisés.

Les hypothèses des scénarios de décarbonisation du secteur résidentiel sont fondées sur : (i) la stratégie d'efficacité énergétique¹⁸ ; (ii) les 29^{ème}¹⁹, 30^{ème}²⁰ et 31^{ème}²¹ actions de la CND, et (iii) le programme pour le photovoltaïque en toiture (PV). Le scénario CNA ne met pas en œuvre ces stratégies. Dans le scénario « Ambition accélérée », environ 40% de la consommation d'énergie pour l'eau chaude sanitaire provient de systèmes solaires thermiques (70% dans le cadre du scénario « Développement vert ») et 50% de la consommation d'énergie pour l'éclairage provient d'ampoules LED (70% dans le scénario « Développement vert »). Dans les deux

scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert », 2,5 GW de systèmes photovoltaïques basse tension en toiture seront installés à l'horizon 2030 et 4,6 GW à l'horizon 2050 dans le cadre du programme du MEME, et d'autres mesures d'électrification (pompes à chaleur et cuisinières à induction) sont envisagées.

L'analyse a révélé que les coûts directs totaux du système (figure 9) sont plus élevés dans les scénarios « ambition accélérée » et « développement vert » et ce, pour deux raisons :

- **CAPEX** : Les coûts d'investissement initiaux pour les appareils électriques, en particulier les pompes à chaleur et les systèmes solaires thermiques, sont plus élevés que ceux des poêles et chaudières au GPL. Les investissements varient en fonction du niveau de pénétration de la configuration bas carbone. Le scénario « Ambition accélérée » nécessitera des investissements supplémentaires, de l'ordre de 1 milliard de dollars US entre 2020 et 2030, et de 7 milliards de dollars US entre 2031 et 2050 ; le scénario « Développement vert », pour sa part, nécessitera des investissements beaucoup plus élevés, de l'ordre de 2 milliards de dollars US à moyen terme (2020-2030) et de 12 milliards de dollars US à long terme (2031-2050).

17. Les rapports sur la compensation du ministère des Finances de 2020 et 2021.

18. Promouvoir les chauffe-eau solaires et imposer l'obligation d'installer des chauffe-eau solaires dans les nouvelles constructions.

19. 1,7 million de panneaux solaires d'ici 2030.

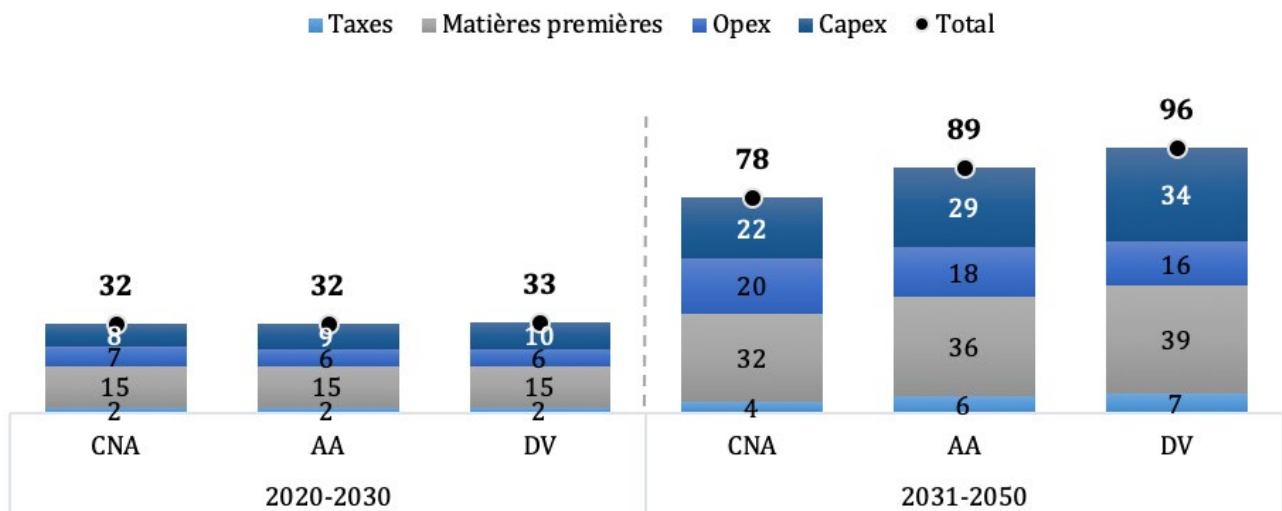
20. 14,7 millions d'ampoules à faible consommation d'énergie d'ici 2030.

21. 1GW de solaire PV à basse tension d'ici 2030.

- Coût des matières premières : le GPL bénéficiant de subventions, l'électrification du secteur résidentiel sera également plus coûteuse pour les ménages en termes de matières premières, notamment avec la pénétration des cuisinières

à induction. Entre 2031 et 2050, les matières premières augmenteront de 4 milliards de dollars US dans le scénario « Ambition accélérée » et de 7 milliards de dollars US dans le scénario « Développement vert ».

Figure 9 : Coûts directs du système et coûts d'investissement de la décarbonisation du secteur résidentiel

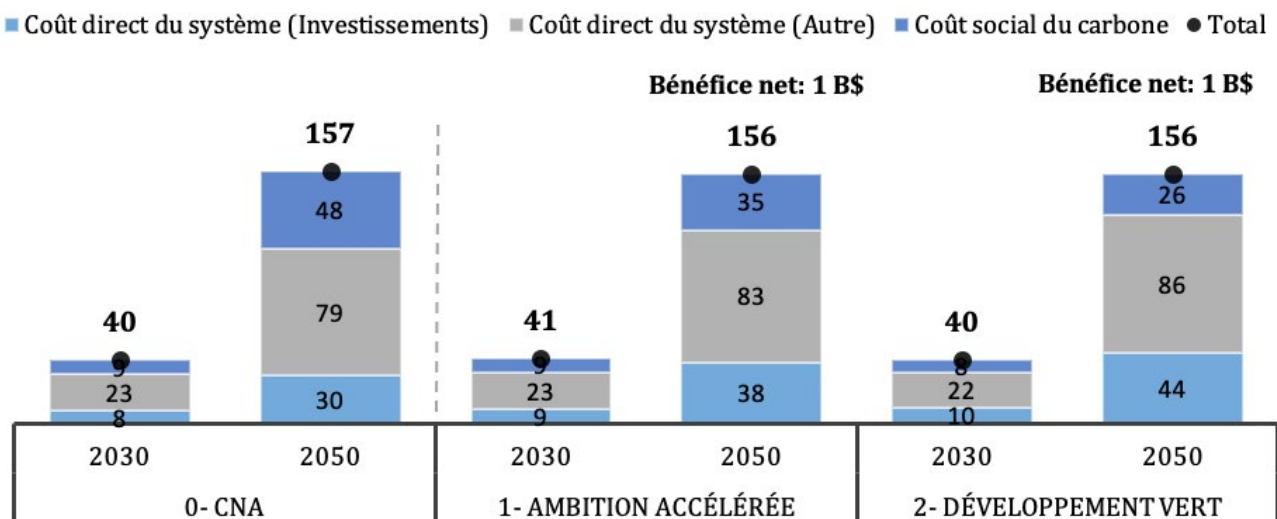


Source : calculs des auteurs. AA : Ambition accélérée. DV : Développement vert.

L'analyse du coût économique total de la transition du secteur résidentiel (figure 10) indique que le facteur déterminant de la viabilité économique de cette transition tient aux avantages sociaux découlant à long terme de la réduction des émissions de carbone (d'ici 2050²²),

car les coûts directs du système sont nettement plus élevés dans les deux scénarios de décarbonisation en valeur actuelle nette. Globalement, les économies réalisées dans les deux scénarios bas carbone seront de l'ordre d'un milliard de dollars US d'ici 2050.

Figure 10 : Coût économique total de la transition du secteur résidentiel (coût direct du système + coût social du carbone)



Source : calculs des auteurs.

22. Le coût social du carbone (CSC) est basé dans cette note sur la référence américaine de 77USD/tonneCO2 à 124USD/t tonneCO2 pour la période considérée.

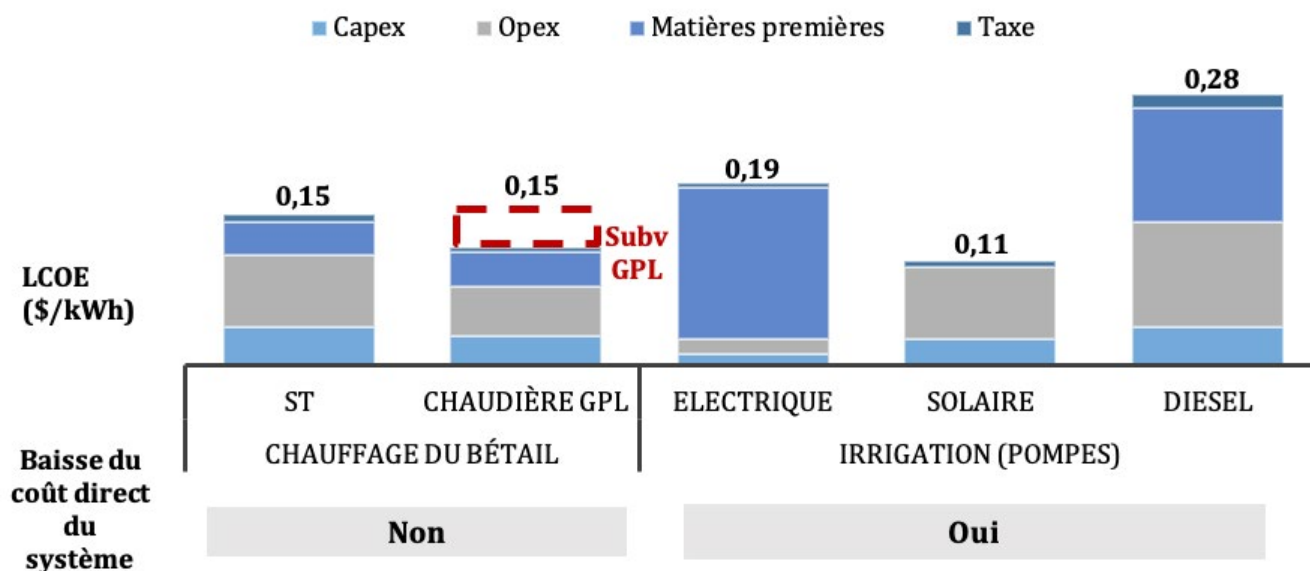
c. Secteur agricole

Le secteur agricole est un pilier de l'économie marocaine. À mesure que sa valeur ajoutée augmente, sa consommation d'énergie croît, dont 74 % sont couverts par des combustibles fossiles (principalement du diesel et du GPL)²³. Dans le secteur agricole, l'énergie est nécessaire principalement pour alimenter les machines, les pompes d'irrigation et le chauffage du bétail. Comme nous l'avons indiqué dans notre précédente Note de politique, notre modèle bas carbone se concentre uniquement sur les deux derniers éléments, en introduisant de nouvelles mesures d'électrification, notamment des pompes électriques pour l'irrigation et des pompes à chaleur pour le chauffage du bétail.

En termes de choix technologique, l'analyse LCOE des pompes électriques par rapport aux pompes à combustible fossile pour le chauffage du bétail et l'irrigation donne les résultats suivants (figure 11) :

- Chauffage du bétail : des coûts CAPEX et OPEX²⁴ plus faibles, et des subventions qui réduisent considérablement les dépenses en matières premières pour les chaudières GPL, signifient qu'une transition vers les pompes à chaleur²⁵ sera légèrement plus coûteuse, car les chaudières GPL habituelles sont 0,03 USD/kWh moins chères.
- Irrigation : des coûts d'investissement et d'entretien inférieurs pour les pompes électriques par rapport aux pompes diesel favorisent la technologie électrique ; de plus, les pompes solaires sont encore plus avantageuses car les coûts d'exploitation et d'investissement initial des panneaux photovoltaïques sont plus que compensés par les coûts d'électricité évités et les besoins d'investissement plus élevés pour une pompe diesel. Les économies seront de l'ordre de 0,83 USD/kWh et 0,17 USD/kWh respectivement pour les pompes électriques et solaires par rapport au diesel.

Figure 11 : Analyse LCOE (choix de la technologie)



23. Base de données de l'AIE, 2020, 2020a.

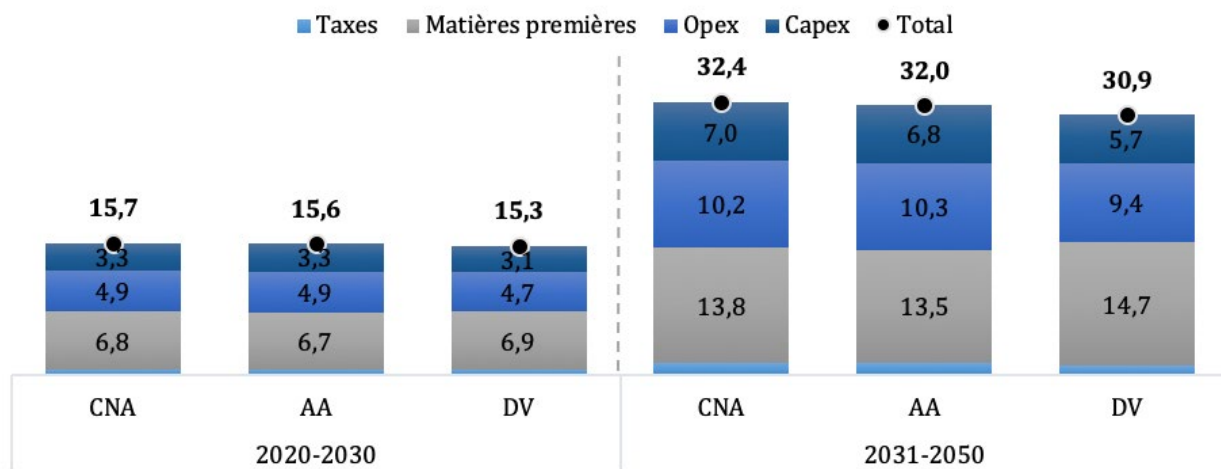
24. Coûts OPEX des pompes à chaleur pour le bétail, car davantage d'appareils sont nécessaires comparé à une chaudière GPL.

25. Technologie air-air utilisée pour les pompes à chaleur pour bétail (38 % moins chère que les pompes à chaleur air-eau à usage résidentiel).

En extrapolant à l'échelle nationale (figure 12), la transition susmentionnée dans le secteur agricole, tant dans le scénario « Ambition accélérée » que dans le scénario « Développement vert », se justifie en termes de coûts d'investissement initiaux et de coûts directs totaux du système. En examinant de près ces investissements, on constate que les économies de CAPEX sont nulles à moyen terme (2020-2030) et atteignent 0,2 milliard de dollars à long terme (2031-

2050) pour le scénario « Ambition accélérée », et 0,2 milliard de dollars US à moyen terme et 1,3 milliard de dollars à long terme dans le scénario « Développement vert ». Les économies directes du système sont de l'ordre de 0,1 milliard de dollars US et de 0,4 milliard de dollars US à moyen terme, et de 0,4 milliard de dollars US et de 1,5 milliard de dollars US à long terme pour les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » respectivement.

Figure 12 : Économies directes du système et d'investissement au niveau national

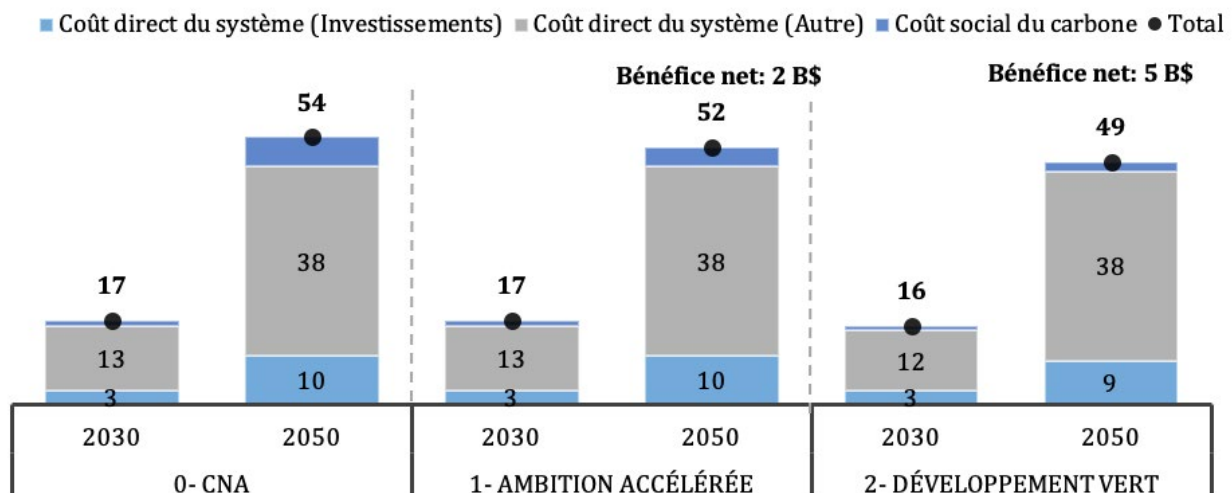


Source : calculs des auteurs. AA : Ambition accélérée. DV : Développement vert.

S'agissant des coûts économiques totaux (figure 13), si on les ajoute aux bénéfices marginaux résultant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, les coûts moindres d'investissement, d'exploitation et des matières premières des pompes électriques et solaires compensent les coûts

légèrement plus élevés des pompes à chaleur. D'ici 2050, le bénéfice économique net total en valeur actuelle de cette transition sera de l'ordre de 2 milliards de dollars US pour le scénario « Ambition accélérée » et de 5 milliards de dollars US pour le scénario « Développement vert ».

Figure 13 : coût économique total pour l'agriculture (coût direct du système + coût social du carbone)



Source : calculs des auteurs

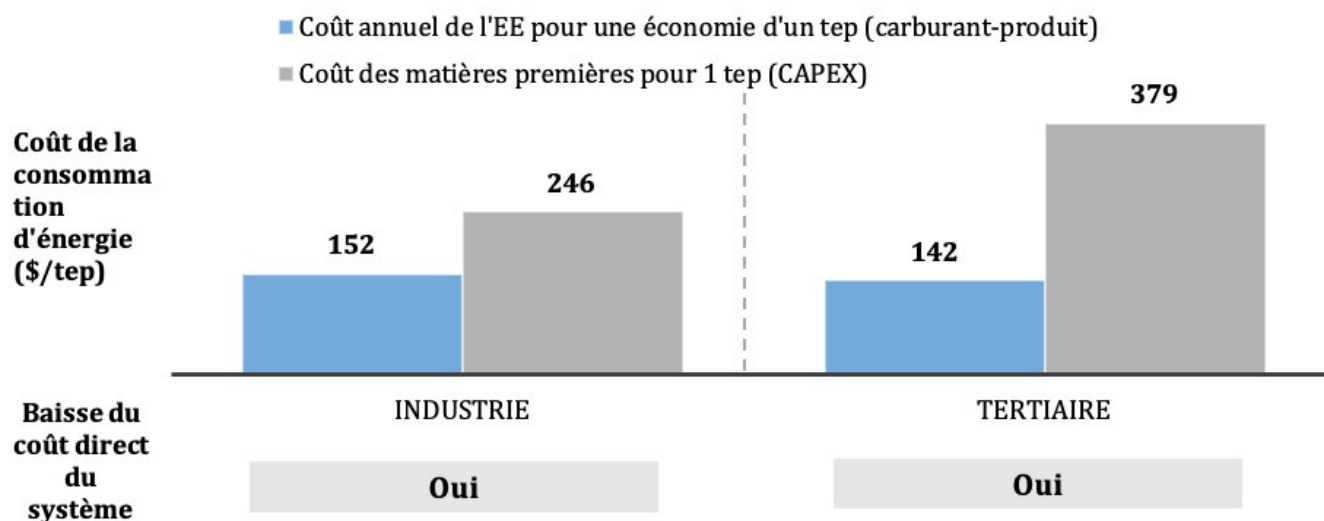
d. Industrie et secteur tertiaire

Le pétrole et l'électricité sont ostensiblement le nerf de la guerre de l'industrie. En 2018, la consommation industrielle de pétrole a fait un bond de 70 %, passant de 1.225 kilotonnes d'équivalent pétrole (ktep), en 1990, à plus de 2.080 ktep. La consommation d'électricité de l'industrie a triplé, passant de 345 ktep, en 1990, à près de 1.040 ktep, en 2018²⁶. Si les besoins énergétiques du secteur tertiaire sont nettement inférieurs à ceux de l'industrie, ils ont plus que triplé au cours des trois dernières décennies, passant de 142 ktep, en 1990, à 638 ktep en 2018²⁷. Il est important d'élaborer un plan d'efficacité énergétique au vu des prévisions des besoins énergétiques futurs du secteur.

Industrie

Notre analyse coûts-bénéfices pour le secteur industriel a montré qu'avec une intervention sectorielle dans les industries à forte intensité énergétique (principalement l'alimentation, la pétrochimie et les machines), l'investissement annuel nécessaire pour économiser 1 tonne d'équivalent pétrole (tep) est bien inférieur à celui dépensé pour 1 tep de matières premières. En d'autres termes, dans le secteur industriel, l'investissement dans l'efficacité énergétique nécessaire pour économiser 1 tep sera de l'ordre de 152 dollars US, qui est plus que compensé par les coûts évités des matières premières, qui s'élèveraient normalement à 264 dollars/tep²⁸ (voir figure 14).

Figure 14 : coûts d'investissement pour réduire la consommation d'énergie de 1 tep par rapport au coût d'1 tep de coût de matières premières



Source : calculs des auteurs

Au niveau national (figure 15), les bénéfices découlant de l'efficacité énergétique se traduiront directement par des économies de matières premières dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert », par rapport au scénario CNA. Les économies de matières premières calculées par rapport au scénario CNA atteignent 0,3 milliard de dollars à moyen terme (2020-2030) et 1,3 milliard de dollars à plus long terme (2031-2050) dans le scénario « Ambition accélérée », et 1,0 milliard de dollars à moyen terme et 4,9 milliards de dollars US à plus long

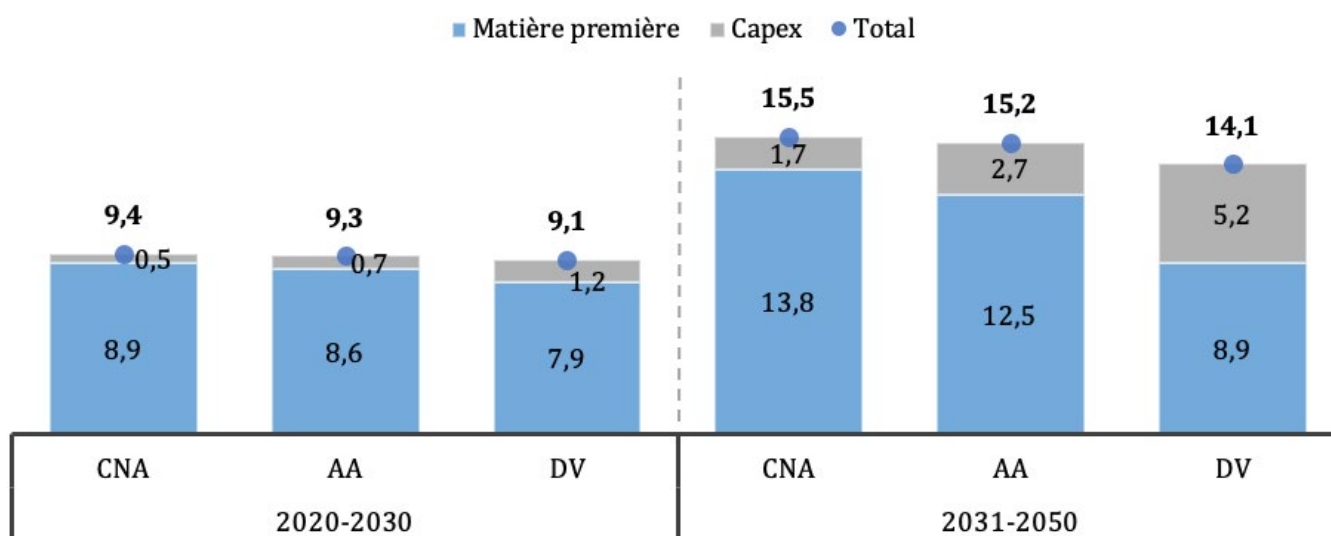
terme dans le scénario « Développement vert ». Cela étant, les coûts d'investissement initiaux sont plus élevés dans les deux scénarios décarbonisés que dans le scénario CNA, selon le niveau de pénétration de l'efficacité énergétique : une augmentation des coûts de 0,2 milliard de dollars US sur la période 2020-2030 et de 1 milliard de dollars US sur la période 2031-2050 dans le scénario « Ambition accélérée », et de 0,7 milliard de dollars US et de 3,5 milliards de dollars US dans le scénario « Développement vert ».

26. Base de données de l'AIE, 2020, 2020a

27. Base de données de l'AIE, 2020, 2020a

28. Coûts d'investissement dans l'efficacité énergétique basés sur la référence européenne (CAPEX par tep/an évité), durée de vie des investissements supposée de 25 ans.

Figure 15 : focus sur les coûts directs du système et d'investissement dans l'introduction de mesures d'efficacité énergétique dans le secteur industriel (milliards de dollars US)

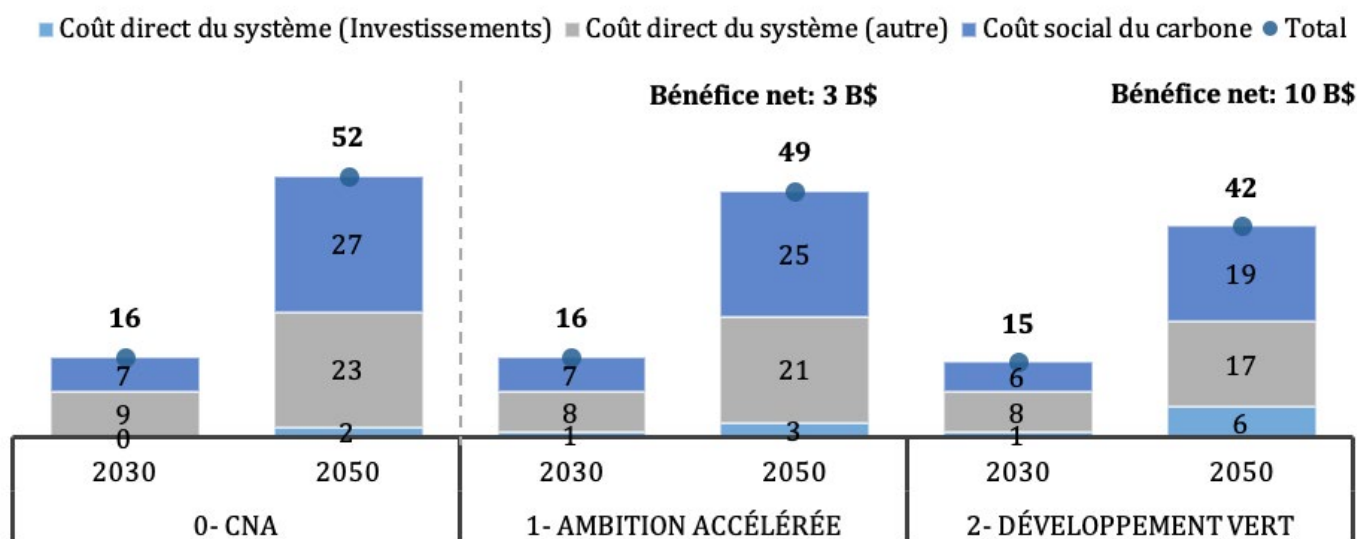


Source : calculs des auteurs. AA : Ambition accélérée. DV : Développement vert.

S'agissant des avantages économiques totaux pour le secteur industriel (figure 16), l'efficacité énergétique présente également des avantages supplémentaires découlant de la réduction des émissions de carbone et, globalement, les dépenses d'investissement supplémentaires seront compensées. Exprimés en dollars, les avantages

économiques nets de cette transition seront nuls dans le scénario « Ambition accélérée » et d'environ 1 milliard de dollars US dans le scénario « Développement vert » d'ici 2030, alors qu'ils s'élèveront à 3 milliards de dollars US dans le scénario « Ambition accélérée » et à 10 milliards de dollars US dans le scénario « Développement vert » d'ici 2050.

Figure 16 : coût économique total de la décarbonisation de l'industrie (coût direct du système + coût social du carbone) en milliards de dollars US



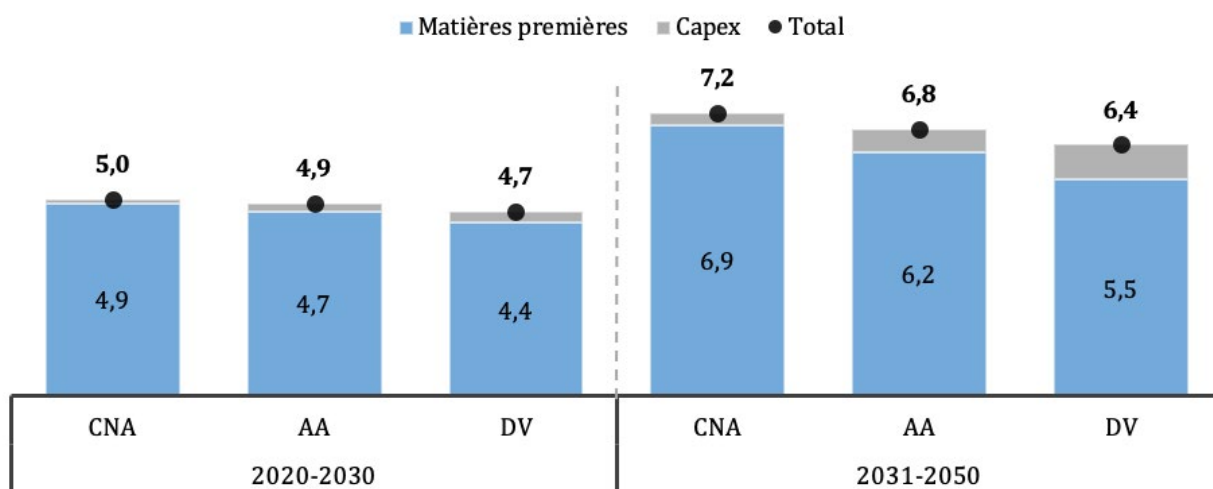
Source : calculs des auteurs

Secteur tertiaire

En utilisant la même approche, la modernisation des systèmes de chauffage, de refroidissement et de climatisation du secteur tertiaire²⁹ pour réduire d'une tep, se traduira par des économies de matières premières de 237 USD par an dans le secteur des services (figure 14). Au niveau national, les coûts des matières premières seront réduits et les dépenses d'investissement

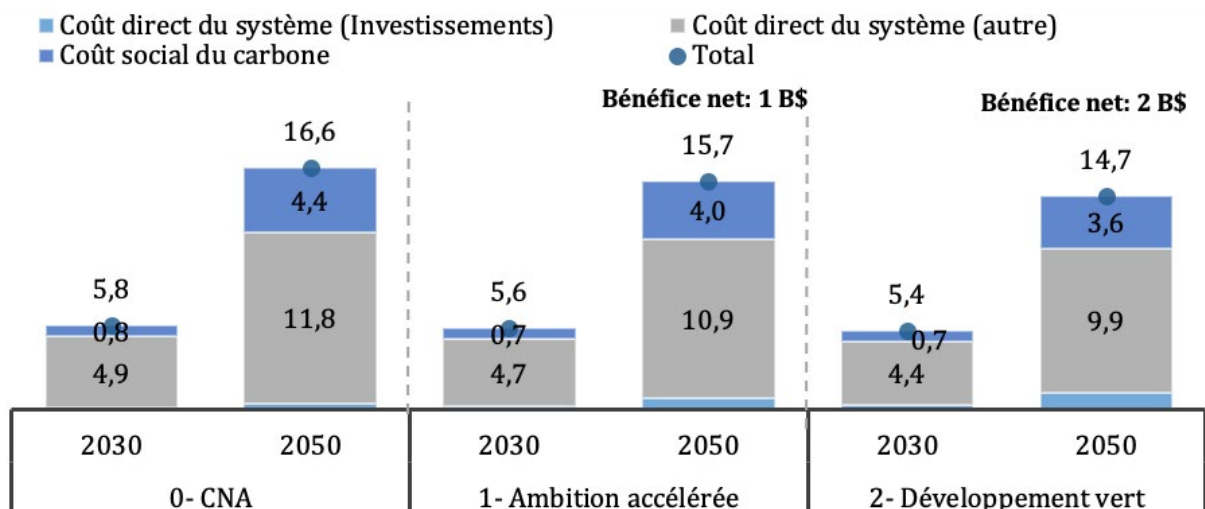
augmenteront légèrement, mais les économies globales compenseront largement les coûts supplémentaires (figure 17). Les avantages économiques totaux découlant de l'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire seront de 0,2 milliard de dollars US et 0,4 milliard de dollars US d'ici 2030, et de 1 milliard de dollars US et 2 milliards de dollars US d'ici 2050 dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » respectivement, par rapport au scénario CNA (figure 18).

Figure 17 : focus sur les coûts directs du système et le coût d'investissement de l'introduction de leviers d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire



Source : calculs des auteurs

Figure 18 : coûts économiques totaux de la transition vers l'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire



Source : calculs des auteurs

29. Qui représentent environ 25 % de ses utilisations totales d'énergie (voir la deuxième Note).

e. Secteur de l'énergie

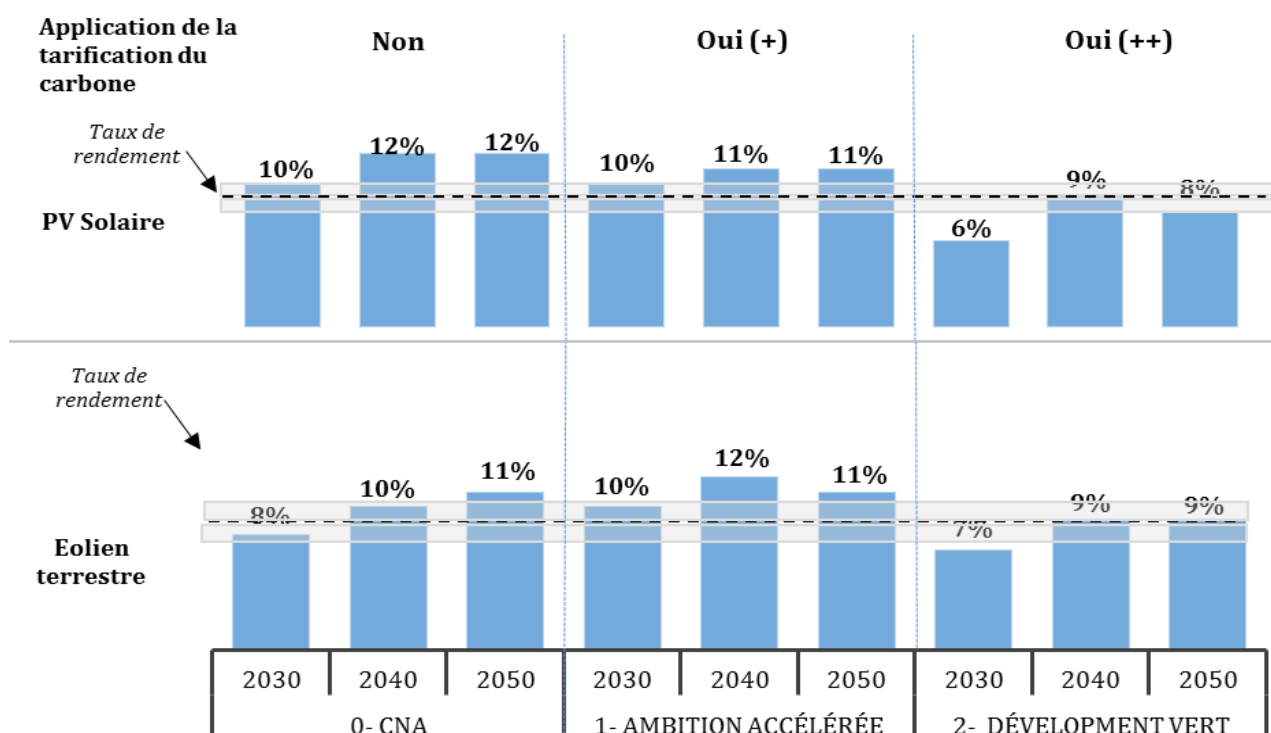
Les scénarios modélisés pour le secteur de l'électricité abordés dans la deuxième partie de la Note de politique « Trajectoire de décarbonisation du Maroc » indiquent que les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » prévoient l'élimination progressive du charbon d'ici 2040, et s'appuient sur le solaire PV et l'éolien pour répondre à la demande accrue d'électricité, ce qui nécessite une expansion de la capacité installée. Le déploiement accru des énergies renouvelables dans le secteur de la production d'électricité dans les scénarios de décarbonisation sera possible, en partie, grâce à la mise en œuvre de la tarification du carbone, qui rendra les projets d'énergie renouvelable plus attractifs pour les investisseurs.

Dans cette étude, la tarification du carbone a été mise en œuvre différemment au fil du temps, avec : (i) une adoption partielle du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE) à compter de

2040 dans le scénario « Ambition accélérée », suivie d'une mise en œuvre progressive à compter de 2030, et (ii) une adoption totale du SEQE à compter de 2030 dans le scénario « Développement vert », après une mise en œuvre progressive à compter de 2020.

L'analyse du taux de rendement interne (TRI)³⁰ des projets solaires PV et éoliens montre que le TRI du PV est supérieur au taux de rendement minimal dans les scénarios CNA et « Ambition accélérée » (figure 19). Il ne serait donc pas nécessaire de recourir à des incitations financières directes. Cela étant, dans le scénario « Développement vert », les projets n'ont un TRI satisfaisant qu'après 2030 (en raison des CAPEX plus élevés pour les nouveaux investissements dans les technologies d'énergie renouvelable), ce qui signifie que certaines incitations financières directes sont nécessaires à court terme (pour rendre l'investissement plus attractif pour les partenaires financiers).

Figure 19 : TRI des projets sur la base de la modélisation de l'énergie (%)



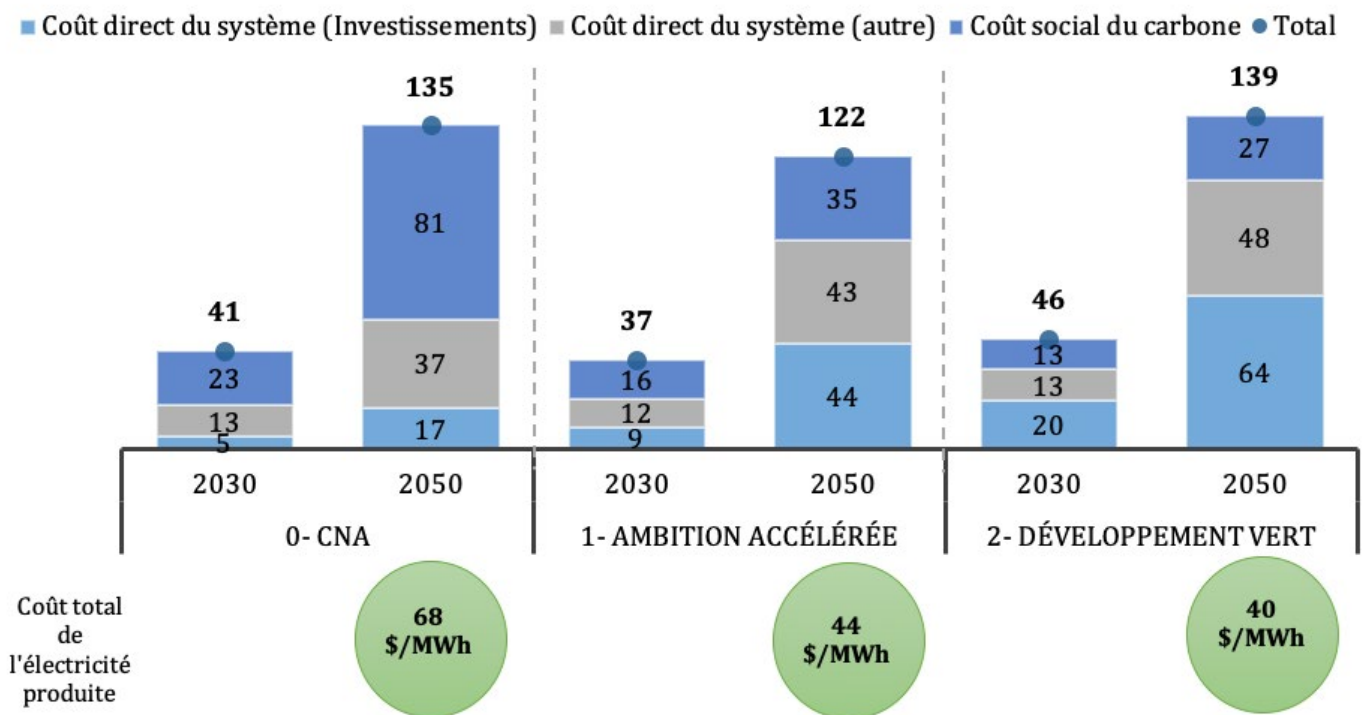
Source : calculs des auteurs

30. Pour estimer la rentabilité d'un investissement potentiel, les analystes financiers utilisent le taux de rendement interne (TRI), qui correspond au taux auquel le projet atteint son seuil de rentabilité. De manière générale, plus le TRI est élevé, plus l'investissement est intéressant. Le taux de rendement représente le TRI minimum acceptable pour un investisseur pour le projet donné.

L'analyse du coût économique total du secteur de l'électricité révèle que, comparé au scénario CNA, la décarbonisation dans le cadre du scénario « Ambition accélérée » entraîne un bénéfice net de 13 milliards de dollars US provenant principalement des bénéfices importants découlant de la réduction du coût social du carbone. Dans le scénario « Développement vert » cependant, le coût économique total du secteur de l'électricité est plus élevé que dans le scénario CNA (figure 20). En effet, la décarbonisation du secteur de l'électricité nécessitera des investissements supplémentaires, principalement en raison de la capacité supplémentaire d'énergies renouvelables nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité.

Le déploiement accru des énergies renouvelables demandera des efforts plus importants en termes d'investissements pour renforcer les infrastructures du réseau. Compte tenu de ses objectifs de décarbonisation plus importants, c'est dans le scénario de « Développement vert » que les besoins d'investissement augmenteront le plus. Qui plus est, des dépenses supplémentaires pour le renforcement des infrastructures de réseau et la production d'hydrogène (H2)³¹ seront nécessaires pour soutenir les deux scénarios de décarbonisation et répondre aux charges de pointe plus élevées. Ces coûts supplémentaires peuvent toutefois être compensés en réduisant cette demande de pointe par l'activation de la réponse à la demande (DR en anglais) pendant les heures de pointe.

Figure 20 : coût économique total du secteur de l'électricité (coût direct du système + coût social du carbone), en milliards de dollars US cumulés.



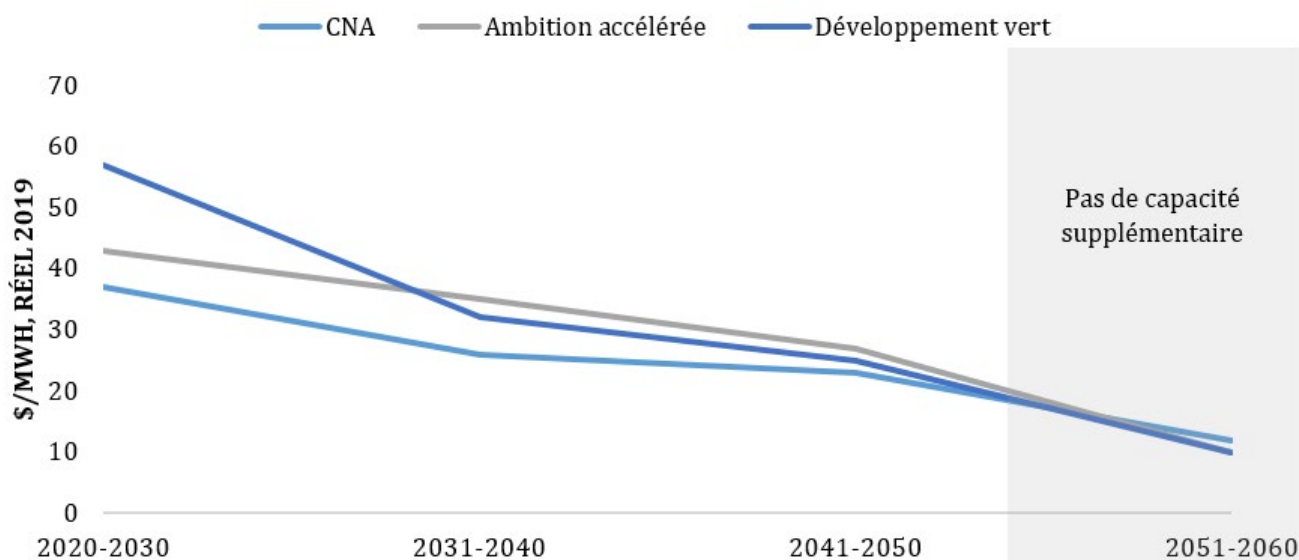
Source : calculs des auteurs

31. Les coûts de l'hydrogène étaient déjà inclus dans le coût du système pour le secteur des transports en tant que coûts des matières premières pour les camions à hydrogène. Cela étant, des investissements sont nécessaires pour développer les sites de production.

Cela étant, la décarbonisation reste intéressante, même dans le scénario de « Développement vert », car elle permet de réduire le coût par MWh produit (figure 20). Le coût économique total de l'électricité produite³², composé des coûts directs (investissement et autres) et du coût social du carbone, s'établit à 44 USD/MWh et 40 USD/MWh, en moyenne, au cours de la période 2020-2050, dans les scénarios « Ambition accélérée » et « Développement vert » respectivement, ce qui signifie un bénéfice net de 24 USD/MWh et 28 USD/MWh, respectivement. Ce résultat est principalement dû à une baisse significative du coût social du carbone dans les trois scénarios, qui compense l'augmentation des coûts directs (investissements) découlant des investissements

supplémentaires dans la capacité des sources d'énergie renouvelable pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité des secteurs électrifiés, du remplacement du charbon et du recours à des systèmes BESS supplémentaires et au gaz pour garantir la sécurité et la flexibilité du système. Avec le temps et au-delà de 2050, le coût direct du système³³ de l'électricité produite diminue dans les scénarios décarbonisés et passe en dessous des valeurs du scénario CNA grâce à la baisse des coûts des technologies des sources d'énergie renouvelable et à un besoin moindre en capacités supplémentaires pour répondre à la demande d'électricité (figure 21).

Figure 21 : Évolution du coût direct du système de l'électricité produite



Source : calculs des auteurs.

32. Coût direct de l'électricité produite calculé comme étant la somme des coûts directs du système du secteur de l'électricité (CAPEX, OPEX, matières premières) divisée par la production totale d'électricité pendant la période.

33. CAPEX, OPEX et matières premières.

III. Conclusion

Une question pressante en rapport avec les plans de transition écologique est de savoir si les mesures de lutte contre le changement climatique ne détourneront pas trop de ressources et ne nuiront pas, en définitive, à l'économie ? Par ailleurs, l'inadéquation entre les changements climatiques en tant que problème à long terme et l'horizon très court de certains besoins imminents de la société (notamment la santé, la création d'emplois et les infrastructures) est souvent un problème récurrent de la planification environnementale.

En analysant et en exposant les coûts économiques globaux de cette transition, à la fois au niveau national et par secteur, cette Note de politique montre que les avantages économiques d'une telle transition s'élèveront à des centaines de milliards de dollars US, même si l'on tient compte des dépenses d'investissement supplémentaires nécessaires pour moderniser les secteurs concernés. Dans cette optique, rien n'empêche de découpler sensiblement la consommation de combustibles fossiles de la croissance économique ; bien au contraire, la décarbonisation peut indirectement encourager la croissance. A titre d'exemple, lorsque les industries doivent relever le défi de se réadapter à une économie plus verte, elles dépenseront amplement en recherche et développement, ce qui stimulera l'innovation et favorisera une croissance économique plus dynamique, plus forte et plus durable.

Toutefois, la question se pose également de savoir si la décarbonisation de l'économie aura des effets distributifs importants compte tenu des inégalités horizontales inhérentes à la société, sachant qu'entre les besoins et les opportunités à long terme il y a les marchés à court terme. L'une des questions qui se posent est de savoir comment les ménages de niveaux de revenus différents seront affectés. Différents mouvements sociaux nous ont appris à être attentifs et à protéger les groupes vulnérables de la population lors de l'examen des politiques en matière de changement climatique. Le nouveau modèle de développement (NMD) a souligné l'importance des énergies renouvelables comme levier du développement durable et l'égalité d'accès à l'énergie pour toutes les composantes de la société. L'objectif devrait être de concevoir un train de mesures destiné à encourager la décarbonisation tout en veillant à ce que personne ne soit laissé pour compte, principe qui préside

au prochain et dernière Note de politique de notre série. Le quatrième Note traitera des obstacles qui entravent encore la transition énergétique dans chaque secteur et proposera des recommandations à court et à long termes pour soutenir la décarbonisation, notamment des mesures de politiques financières et non financières, tout en tenant compte des effets distributifs.

Références

- Berahab Rim, Chami Abdelilah, Derj Atar, Hammi Ibtissem, Morazzo Mariano, Naciri Yassine, Zarkik Afaf, avec le soutien technique d'AFRY, 2021. La trajectoire de décarbonisation du Maroc - Deuxième partie : Scénarios de décarbonisation actualisés, Policy Center for the New South, Enel Green Power, juillet 2021.
- Agence internationale de l'énergie, 2020a, Consommation finale de produits pétroliers par secteur au Maroc (base de données). <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=MOROCCO&fuel=Energy%20consumption&indicator=OilProductsConsBySector>. Consulté le 25 mai 2021.
- Agence internationale de l'énergie, 2020, Consommation finale d'électricité par secteur au Maroc (base de données). Consulté sur <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=ElecConsBySector>. Consulté le 5 mai 2021.
- Agence internationale de l'énergie, 2019, Energy Policies Beyond IEA Countries : Morocco 2019 Review.
- Ministère de l'Économie et des Finances, 2021. Rapport sur la compensation 2021, https://www.finances.gov.ma/Publication/db/2021/11-%20Rapport%20Compensation_Fr.pdf
- Ministère de l'économie et des finances, 2020. Rapport sur la compensation 2020, <https://www.finances.gov.ma/Publication/db/2020/rapport-compens-plf20-fr.pdf>
- Oudejans, L, 2017. Report on the 2016 U.S. Environmental Protection Agency (EPA) International Decontamination Research and Development Conference. U.S. Environmental Protection Agency (Agence de protection de l'environnement des Etats-Unis).
- Banque mondiale, 2019, Agriculture, forestry, and fishing, value added (constant 2010 US\$) (database), <https://data.worldbank.org/>. Consulté le 25 mai 2021.

À propos de Enel Green Power Morocco

Enel Green Power was founded in December 2008 inside the Enel Group to develop and manage power generated from renewable resources worldwide.

The company is present in 32 countries across 5 continents and has over 1,200 plants. It has around 49 GW of installed renewable capacity generated from a mix of resources, including wind, solar, hydroelectric and geothermal. Enel Green Power is playing a fundamental role in the energy transition, as it is one of the world's leading renewable energy companies. Its goal is to accompany the planet into a new era in which everyone has access to sustainable, decarbonized energy.

Enel Green Power is also a founding member of RES4MED, Renewable Energy Solutions for the Mediterranean and Beyond, an association created in 2012 to promote renewable energy and the infrastructures needed to deliver the generated electricity throughout the Mediterranean area.

À propos du Policy Center for the New South

Le Policy Center for the New South: Un bien public pour le renforcement des politiques publiques. Le Policy Center for the New South (PCNS) est un think tank marocain dont la mission est de contribuer à l'amélioration des politiques publiques, aussi bien économiques que sociales et internationales, qui concernent le Maroc et l'Afrique, parties intégrantes du Sud global.

Le PCNS défend le concept d'un « nouveau Sud » ouvert, responsable et entreprenant ; un Sud qui définit ses propres narratifs, ainsi que les cartes mentales autour des bassins de la Méditerranée et de l'Atlantique Sud, dans le cadre d'un rapport décomplexé avec le reste du monde. Le think tank se propose d'accompagner, par ses travaux, l'élaboration des politiques publiques en Afrique, et de donner la parole aux experts du Sud sur les évolutions géopolitiques qui les concernent. Ce positionnement, axé sur le dialogue et les partenariats, consiste à cultiver une expertise et une excellence africaines, à même de contribuer au diagnostic et aux solutions des défis africains.

Les opinions exprimées dans cette publication sont celles de l'auteur.



Policy Center for the New South

Suncity Complex, Building C, Av. Addolb, Albortokal Street,
Hay Riad, Rabat, Maroc.

Email : contact@policycenter.ma

Phone : +212 (0) 537 54 04 04 / Fax : +212 (0) 537 71 31 54

Website : www.policycenter.ma