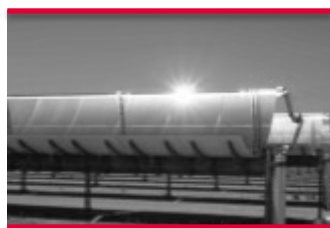


Sous-rapport 14 | Novembre 2022

Synthèse et pistes d'action – Rapport sur les résultats du projet **MENA-Fuels**



Rapport du
sous-projet B.III : Synthèse

Peter Viebahn
Jürgen Kern
Juri Horst
Andreas Rosenstiel
Julia Terrapon-Pfaff
Larissa Doré
Christine Krüger
Ole Zelt
Thomas Pregger
Josua Braun
Uwe Klann

Auteurs:

PD Dr. Peter Viebahn, Dr. Julia Terrapon-Pfaff,
Dr. Larissa Doré, Christine Krüger, Ole Zelt

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Jürgen Kern, Dr.-Ing. Thomas Pregger, Josua Braun
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse
Curiestraße 4
70563 Stuttgart

Andreas Rosenstiel
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Future Fuels
Linder Höhe
51147 Köln
www.dlr.de

Juri Horst, Dr. Uwe Klann
izes gGmbH - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES)
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
www.izes.de

Avec la participation de:

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

Veillez citer le rapport comme suit :

Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, L., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022) : synthèse et pistes d'action. Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels. Sous-rapport 14 au ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK). Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) , Wuppertal, Cologne, Stuttgart, Sarrebrück.

Ce travail est sous licence Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0).
Le texte de la licence est disponible à l'adresse suivante : <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Remerciements

Le présent rapport a été rédigé dans le cadre du projet de recherche **MENA-Fuels - Feuilles de route pour la production de carburants synthétiques durables dans la région MENA pour la décarbonisation des transports en Allemagne**. Il est complété par d'autres rapports publiés. Les éditeurs remercient tous les instituts de recherche impliqués, le bailleur de fonds et son promoteur ainsi que les experts scientifiques et industriels externes au projet pour leur collaboration constructive et leurs précieuses contributions à la présente publication.

Clause de non-responsabilité

Le projet de recherche sur lequel se base ce rapport a été réalisé avec le soutien du ministère fédéral allemand de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK) sous le numéro de subvention 3EIV181A-C. La responsabilité du contenu du présent rapport incombe aux auteurs.

Le matériel cartographique utilisé ici sert uniquement à des fins d'illustration. Il ne contient aucune prise de position officielle de la République fédérale d'Allemagne sur d'éventuelles positions juridiques controversées de pays tiers.

Durée du projet : Décembre 2018 - juin 2022

Partenaires associés :

Wuppertal Institut (Koordination): PD Dr. Peter Viebahn
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Jürgen Kern
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme: Juri Horst

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Mentions légales

Éditeur :

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Doeppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Interlocuteur :

PD Dr. Peter Viebahn (Verbundkoordinator)
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
peter.viebahn@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-306

Sources des images :

Page de couverture : GettyImages
Verso : illustration propre

Table des matières

Liste des abréviations, des unités et des symboles	7
Table des matières	10
Liste des figures	11
1 Introduction	12
2 Concept et approche dans MENA-Fuels	15
2.1 Contenu des sous-projets	15
2.2 Définitions des termes	17
2.3 Conseils d'experts et recherche d'accompagnement	19
3 Sous-projet A.I : Évaluation des technologies en matière de carburants synthétiques	20
3.1 Évaluation multicritère des technologies	20
3.2 Évaluation complémentaire des différentes trajectoires au moyen d'écobilans prospectifs	24
4 Sous-projet A.II : Analyse du potentiel et de l'infrastructure pour l'électricité, l'hydrogène et les carburants synthétiques	25
4.1 Déduction de la demande en électricité ER, en hydrogène et en carburants synthétiques	25
4.2 Extension du modèle d'approvisionnement énergétique WISEE-ESM-I	26
4.3 Résultats des scénarios de base sans prise en compte des risques d'investissement	28
4.4 Résultats des scénarios de variante avec prise en compte des risques d'investissement	31
4.5 Analyses de sensibilité concernant le niveau du coût du capital	32
4.6 Discussion critique de l'approche de recherche	33
5 Sous-projet B.I : Analyse du potentiel d'exportation dans les pays MENA	35
5.1 Évaluation des risques-pays et coût du risque	36
5.2 Scénarios énergétiques pour les pays MENA	40
5.3 Analyse du coût potentiel technique et basée sur les risques	43
5.4 Synthèse des études succinctes par pays	47
6 Sous-projet B.II : Futurs marchés, produits commerciaux et chaînes de valeur ajoutée	50
6.1 Développement d'un modèle de commerce mondial pour vérifier les interactions avec l'espace EUMENA	50
6.2 Effets de répartition macroéconomiques, socioéconomiques et environnementaux	56
7 Évaluation intégrative synthétique	57
7.1 Évaluation globale	57
7.2 Limites à l'interprétation des résultats	60
7.3 Gestion des incertitudes	60
7.4 Éléments innovants	61
8 Présentation des hypothèses et des résultats en détail	63
8.1 Potentiels disponibles en matière d'énergies renouvelables et de carburants dans la région MENA	63
8.2 Prix de revient des carburants synthétiques dans la région MENA	63

8.3	Technologies de production d'électricité dans la région MENA	64
8.4	Importance des risques-pays pour la sélection des pays exportateurs potentiels de la région MENA	65
8.5	Importance des importations de la région MENA pour l'approvisionnement de l'Allemagne et de l'Europe en électricité ER et en sources d'énergie synthétiques	66
8.6	Hypothèses pour l'auto-approvisionnement à long terme de la région MENA	67
8.7	Niveau des coûts de transport de l'hydrogène par rapport aux carburants synthétiques	68
8.8	Voies de transport de l'électricité, de l'hydrogène et des carburants synthétiques vers l'Europe	69
8.9	Besoin de développement technologique pour une production de carburants synthétiques à grande échelle	70
8.10	Évaluation écologique des trajectoires PtX à l'instar du kérosène synthétique	70
8.11	Concurrence mondiale et incertitudes pour les modèles d'entreprise	71
9	Transférabilité à d'autres pays fournisseurs	73
10	Pistes d'action et besoins de recherche	76
10.1	Pistes d'action pour les décideurs politiques	76
10.2	Pistes d'action pour le secteur industriel	78
10.3	Besoin de recherche	79
11	Bibliographie	83
12	Annexe : comités consultatifs du projet	87

Liste des abréviations, des unités et des symboles

Abréviations

ADV	« Scénario 100 % ER » pour les pays MENA
ACP	Analyse des coûts potentiels
ACV	Analyse du cycle de vie
ALOP	Catégorie d'impact environnemental Surface terrestre consommée
ALT	Scénario « Stratégie ER modérée alternative » pour les pays MENA
ALT2	Scénario « Variante ALT avec 100 % de combustibles synthétiques en 2050 ».
bau, B.A.U.	business-as-usual
BM	Scénario « Combinaison de combustibles » - Évolution de la demande avec une utilisation équilibrée des sources d'énergie dans le secteur des transports
BM_bau	BM_Risque_business-as-usual
BM_neg	BM_Risque_difficile
BM_pos	BM_Risque_positif
BMWK	Ministère fédéral allemand de l'Économie et de la Protection du Climat
BT	Basse température
Carburants synthétiques	Utilisé ici comme synonyme de combustible et carburants synthétiques, de carburant et de produit industriel de base.
CC	Séquestration du dioxyde de carbone (Carbon Capture)
CdP	Conférence des Parties
CEBC	Conseil économiques pour des énergies propres (Clean Energy Business Council) MENA
Co-HTEL	Co-électrolyse à haute température (High Temperature ELectrolyser)
CP	Coûts potentiels
CSP	Solaire thermique à concentration (Concentrated Solar Power)
CV	Chaîne de valeur
DAC	Capture directe du dioxyde de carbone (Direct Air Capture)
DCGE	Disponibilité commerciale à grande échelle
DEC	Dépenses énergétiques cumulées
DLR	Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)
DME	Diméthyléther
EA	Électrolyse alcaline
EAU	Émirats arabes unis
EAU (AE)	Émirats arabes unis
EL	Scénario « Propulsions innovantes » - Évolution de la demande avec un fort accent mis sur l'efficacité et les véhicules électriques
EnDAT	Outil d'analyse des données énergétiques
ER	Énergies renouvelables
ESM	Modèle de fourniture énergétique (Energy Supply Model)
ESM-I	Modèle de fourniture énergétique – Module d'investissement (Energy Supply Model – Invest Modul)
EUMENA	Europe, Moyen-Orient et Afrique du Nord (Europa, Middle East et North Africa)
EUR	Euro
FT	Fischer-Tropsch
GES	Gaz à effet de serre
GWP	Catégorie d'impact environnemental « Changement climatique »
HT	Haute température
HTEL	Électrolyse à haute température (High Temperature ELectrolyser)
HVDC	Transmission de courant continu haute tension (High Voltage Direct Current).
IEA	International Energy Agency
IWES	Institut Fraunhofer pour l'énergie éolienne et le génie des systèmes énergétiques

Abréviations

IZES	IZES gGmbH – Institut pour les systèmes énergétiques du futur
LOHC	Vecteur d'hydrogène organique liquide (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
MtDME	Methanol-to-dimethylether
MtG	Methanol-to-gasoline
MtK	Methanol-to-kerosene
MtOME	Methanol to Polyoxymethyldimethylether
OME	Ether diméthylque de polyoxyméthylène
Osemosys	Cadre open source pour la planification des systèmes énergétiques
PEM	Proton Exchange Membrane
PPA	Power Purchase Agreements
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaïque
ReCiPe	Méthode d'évaluation de l'impact dans les écobilans
RED II	Directive de l'UE sur les énergies renouvelables
REF	Scénario de référence
RWGS	réaction du gaz à l'eau inverse (Reverse Water Gas Shift)
SEEGIOM	Socioeconomic and Environmentally Extended Global Input-Output Model
SOEL	Électrolyse à oxyde solide à haute température (Solid Oxide Electrolyzer)
SYN	Scénario « Propulsions classiques » - évolution de la demande avec un fort accent sur les carburants synthétiques
TRL	Technology Readiness Level
UE	Union Européenne
WACC	Coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital)
WI	Wuppertal Institut, Institut de Wuppertal pour le climat, l'environnement et l'énergie
WISEE	Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios

Abréviations - Pays et régions

DE	Allemagne
DZ	Algérie
EG	Égypte
IL	Israël
IQ	Irak
IR	Iran
JO	Jordanie
LB	Liban
LY	Lybie
MA	Maghreb sans la Tunisie et l'Algérie
MENA	Moyen-Orient et Afrique du Nord (Middle East et North Africa)
NA	Afrique du Nord
OM	Oman
QA	Qatar
SA	Arabie saoudite
SY	Syrie
TN	Tunisie
UAE	United Arab Emirates
YE	Yémen

Unités et symbole

%	Pour cent
°C	Degré Celsius
€	Euro
a	annum
CH ₄	Méthane
CO ₂	Dioxyde de carbone
GJ	Gigajoule
h	Heure
H ₂	Hydrogène
H ₂ O	Eau
km	Kilomètre
l	Litre
Mio.	Millions
Mrd.	Milliards
NM VOC	Composés organiques volatils non méthaniques (Non-Methane Volatile Organic Compounds)
NO _x	Oxyde d'azote
PJ	Pétajoule
PM	Particule fine (Particulate Matter).
SO ₂	Dioxyde de soufre
t	Tonnes
TW	Térawatt
TWh	Térawatt-heure

Table des matières

Tab. 4-1	Quotas d'importation pour l'Allemagne et l'Europe en 2050, scénarios « combinaison de combustibles », « propulsions innovantes » et « propulsions classiques », sans tenir compte des risques d'investissement -----	29
Tab. 4-2	Quotas d'importation pour l'Allemagne et l'Europe en 2050, variantes de scénario « BM_Risiko_positive », « BM_Risque_bau », « BM_Risque_difficile », avec prise en compte des risques d'investissement -----	32
Tab. 12-1	Liste des membres du comité consultatif de l'industrie -----	87
Tab. 12-2	Liste des membres du comité consultatif international de MENA-Fuels -----	88

Liste des figures

Fig. 2-1	Éléments constitutifs de l'étude MENA Fuels -----	15
Fig. 3-1	Aperçu des groupes de technologies analysés et de leurs modules -----	20
Fig. 3-2	Aperçu des évaluations relatives dans chaque groupe de technologies -----	21
Fig. 4-1	Demande d'électricité ER, d'hydrogène et de carburants synthétiques de tous les secteurs considérés en Allemagne en 2050 -----	25
Fig. 4-2	Exportations nettes par vecteur énergétique des régions et clusters MENA en 2050, scénarios « Propulsions innovantes » (EL), « Combinaison de combustibles » (BM) et « Propulsions classiques » (SYN), sans tenir compte des risques d'investissement -----	30
Fig. 5-1	Aperçu des principales étapes de travail, des entrées et des résultats intermédiaires pour la détermination des coûts potentiels -----	36
Fig. 5-2	Aperçu des risques-pays analysés -----	37
Fig. 5-3	Valeurs de risque-pays pour le secteur des carburants synthétiques pour le scénario de risque Risque_pos -----	38
Fig. 5-4	Scénarios WACC (ajustés selon l'inflation, avant impôts) -----	39
Fig. 5-5	Évolution de la consommation finale d'énergie dans les transports pour tous les pays MENA considérés dans les scénarios REF, ALT et ADV -----	42
Fig. 5-6	Exemple d'évolution des volumes annuels et des puissances installées de la production d'électricité d'origine solaire et éolienne dans les scénarios ADV et ALT2 -----	43
Fig. 5-7	Potentiels d'exportation spécifiques par pays pour le carburant Fischer-Tropsch avec photovoltaïque, CSP et éolien en 2050, avec un WACC de référence de 6 % -----	46
Fig. 5-8 :	Coût de revient local (LCOF) du carburant Fischer-Tropsch basé sur le photovoltaïque en 2050, avec un WACC de référence de 6 % -----	47
Fig. 6-1	Approvisionnement proportionnel de l'UE en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2030 -----	52
Fig. 6-2	Approvisionnement proportionnel de l'UE en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2050 -----	53
Fig. 6-3	Approvisionnement proportionnel de l'Allemagne en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2030 -----	53
Fig. 6-4	Approvisionnement proportionnel de l'Allemagne en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2050 -----	54
Fig. 6-5	Comparaison des nations sur la base des facteurs pertinents WACC et heures de pleine charge pour les carburants synthétiques sur la base des coûts de production pondérés par les volumes et l'électricité PV en 2050 dans la variante de scénario WACC_bau -----	55
Fig. 9-1	Potentiels nationaux de carburants synthétiques issus d'énergies renouvelables en 2050, classés par catégories de coûts [€/l] ; scénario WACC_ref (6 %) -----	74
Fig. 9-2	Potentiels nationaux de carburants synthétiques issus d'énergies renouvelables en 2050, classés par catégories de coûts [€/l] ; scénario WACC_bau -----	74

1 Introduction

Avec « l'accord de Paris » de la conférence mondiale sur le climat COP 21 en 2015, il a été convenu de maintenir l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2 °C. Cet objectif nécessite l'élaboration rapide de stratégies et de solutions à l'échelle mondiale pour la mise en œuvre efficace de trajectoires de réduction des gaz à effet de serre (GES). En 2021, l'Allemagne a décidé d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2045. Cela implique une transformation complète non seulement du secteur de l'énergie, mais aussi des secteurs des transports et de l'industrie en faveur d'une économie climatiquement neutre (Bundesregierung, 2021). En raison de sa part élevée dans les émissions de GES et des faibles résultats obtenus jusqu'à présent en matière de réduction, le secteur des transports doit donc faire l'objet d'efforts nettement plus importants et de stratégies plus efficaces pour sa décarbonisation et sa défossilisation¹.

À l'heure actuelle, il n'existe pas encore de recette miracle pour une évolution future de la mobilité conforme aux objectifs en Allemagne et en Europe. Outre les mesures comportementales visant à réduire les services de transport, en particulier celles des modes de transport à forte consommation d'énergie, deux stratégies techniques sont mises en avant : d'une part, l'*électrification directe* des transports sur la base d'énergies renouvelables (électromobilité), d'autre part, l'*électrification indirecte* via l'utilisation de carburants gazeux et liquides produits à partir d'hydrogène vert (c'est-à-dire basé sur des énergies renouvelables) (« carburants synthétiques »)². Alors que l'électromobilité permet d'atteindre un haut degré d'efficacité dans l'utilisation des énergies renouvelables, les carburants synthétiques permettent de continuer à utiliser le parc de véhicules et les infrastructures de distribution et de ravitaillement existants de manière continue et sans rupture. Cependant, en raison des nombreuses étapes de transformation, leur production entraîne des pertes d'énergie importantes. Une combinaison des deux solutions (utilisation de carburants synthétiques pour l'aviation, la navigation et le transport de marchandises lourdes et passage à la mobilité électrique pour le transport de personnes) est également sur la table des discussions.

La décarbonisation et la défossilisation de l'industrie doivent également être prises en compte. Des stratégies basées sur l'*utilisation indirecte des énergies renouvelables* entrent également en ligne de compte, en particulier dans l'industrie des matériaux de base, où les émissions de GES sont élevées (Agora Energiewende et Wuppertal Institut, 2019) : d'une part, l'utilisation d'hydrogène vert, par exemple dans l'industrie sidérurgique (réduction directe) et l'industrie chimique, et d'autre part, l'utilisation de « matières premières vertes », c'est-à-dire de matières premières également produites à base d'hydrogène vert, mais qui peuvent également être pertinentes pour les transports (par exemple, le produit intermédiaire qu'est le méthanol). Par

¹ Par opposition à la décarbonisation, le terme « défossilisation » est utilisé lorsque, comme dans le cas des carburants, des hydrocarbures (« carbone ») sont toujours utilisés, mais qui ne peuvent plus provenir de sources fossiles (pétrole, gaz naturel).

² Parallèlement, des procédés sont développés pour produire de l'hydrogène sans passer par l'électricité verte, en utilisant la lumière du soleil ou la chaleur concentrée pour décomposer l'eau (Solar Fuels).

conséquent, les synergies ou les concurrences entre les secteurs des transports et de l'industrie doivent être prises en compte dès le départ.

En fonction de la stratégie, la question se pose de savoir où et à quel coût les besoins en électricité produite à partir d'énergies renouvelables (ER), en hydrogène et en ses produits dérivés synthétiques (carburants synthétiques ou produits de base) pourraient être satisfaits. La fabrication des produits dérivés, en particulier, nécessite des quantités considérables d'ER. Étant donné que la production d'électricité à partir d'ER représente environ 50 % de leurs coûts de fabrication totaux, l'origine des ER constitue un paramètre clé. Celles-ci pourraient provenir soit directement d'Allemagne, soit d'Europe, soit de régions très ensoleillées et venteuses en dehors de l'Europe. Pour les importations extra-européennes, différentes régions sont mentionnées, par exemple l'Australie, le Brésil, la Chine, le Chili, la Californie, le Proche-Orient, l'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud. Le rapport entre la production nationale et l'importation d'ER, d'hydrogène ou de ses produits dérivés synthétiques a fait l'objet de controverses ces dernières années, sans que des réponses et des stratégies de résolution claires aient été trouvées jusqu'à présent.

Le projet de recherche MENA-Fuels a abordé cette question et l'a étudiée dans un contexte méthodologique élargi. La région MENA (Middle East/North Africa en anglais, soit le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord) a été choisie comme région d'importation potentielle à cet effet, car (1) elle est géographiquement proche de l'Europe et également de l'Allemagne, (2) elle a un très grand potentiel en matière d'énergies renouvelables, (3) la région a une importance politique croissante pour l'Allemagne et l'Europe, (4) des relations commerciales avec l'Allemagne existent déjà avec de nombreux pays de la région et (5) la région a un grand potentiel de développement socioéconomique.

La **question de recherche centrale** du projet était la suivante :

Quel pourrait être le rôle de la région MENA dans l'approvisionnement de l'Allemagne (et de l'Europe) en carburants et combustibles synthétiques verts, en produits chimiques de base ou en produits intermédiaires de ces derniers ?

Le projet a examiné les potentiels disponibles dans les différents pays et régions, les coûts des ressources correspondantes, les infrastructures de transport nécessaires, les parties de la chaîne de valeur (CV) qui se déroulent dans la région MENA et celles qui se déroulent en Allemagne, les besoins à long terme de la région MENA elle-même en hydrogène et en produits dérivés synthétiques ou les concurrents auxquels il faut s'attendre en dehors de la région MENA et de l'Europe.

En analysant les nouvelles relations commerciales qui pourraient se développer entre la région MENA et l'Allemagne (et l'Europe), l'étude fournit des *informations nécessaires pour définir des orientations* pour les projets qui envisagent la région MENA comme un partenaire commercial potentiel important pour l'hydrogène et ses produits dérivés synthétiques, et qui peuvent utiliser les résultats obtenus pour prendre des décisions plus sûres en matière d'utilisation des ressources à long terme.

En revanche, en raison de son orientation vers l'analyse systémique et de la perspective à long terme adoptée, l'étude ne fournit aucune information sur les décisions d'investissement à court et moyen terme dans la région. Il faut en outre tenir compte

du fait que les résultats présentés reposent uniquement sur une modélisation technico-économique et qu'aucune étude n'a été menée pour la mise en œuvre concrète de projets sur le terrain.

2 Concept et approche dans MENA-Fuels

2.1 Contenu des sous-projets

Le projet de recherche s'est déroulé dans le cadre de quatre sous-projets complémentaires (voir Fig. 2-1), dont les résultats sont réunis dans le présent rapport de synthèse et évalués par rapport à la question de recherche globale.

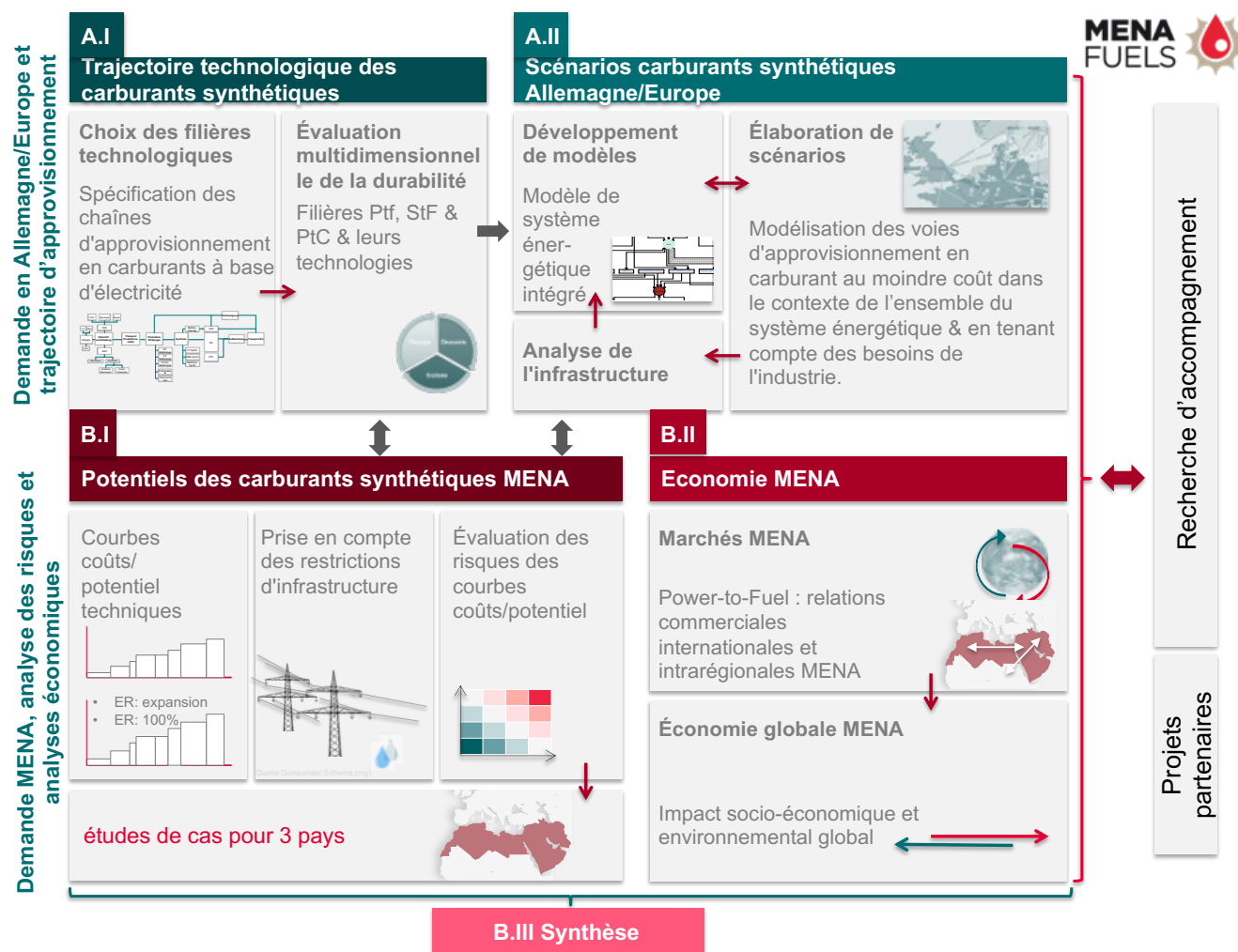


Fig. 2-1 Éléments constitutifs de l'étude MENA Fuels

Source : Wuppertal Institut

Sous-projet A : Demande d'électricité ER, d'hydrogène et de ses produits dérivés synthétiques et détermination des trajectoires d'approvisionnement à coût optimal pour l'Allemagne/l'Europe

- Le sous-projet A.I a fait le point sur le développement des technologies nécessaires à la production de carburants synthétiques et de matières premières. Les technologies ont ensuite été évaluées dans une perspective globale (écologique, économique, technologique et systémique) afin de mettre en évidence leurs opportunités et obstacles respectifs ainsi que leur potentiel de développement. En outre, des écobilans ont été étudiés à titre d'exemple pour la production de kérosène synthétique par différentes filières de fabrication.

- Dans le sous-projet A.II, trois *scénarios de demande* différents pour l'électricité ER, l'hydrogène et ses produits dérivés synthétiques ont d'abord été déduits pour l'Allemagne et l'Europe. Les scénarios de demande reflètent trois évolutions possibles en ce qui concerne le type de technologies de propulsion et, par conséquent, l'approvisionnement énergétique du secteur des transports, mais se basent sur les mêmes hypothèses de répartition modale. Ensuite, sur la base d'un modèle d'approvisionnement énergétique, les *trajectoires d'approvisionnement minimales en termes de coûts* de l'Allemagne et de l'Europe en ces sources d'énergie provenant de la région MENA ont été déterminées. Les analyses, basées sur les potentiels d'exportation déterminés dans le sous-projet B.I, ont été effectuées une fois sans et une fois avec prise en compte des risques pays.

Sous-projet B : Offre d'électricité-ER, d'hydrogène et de ses produits dérivés synthétiques dans la région MENA, évaluation des risques et évaluation macroéconomique

- Le sous-projet B.I a tout d'abord déterminé les *coûts potentiels* de l'utilisation des énergies renouvelables et des carburants synthétiques qui en sont issus pour les différents pays et régions de la région MENA et les a évalués en termes de coûts. Pour déterminer le potentiel d'exportation, il a été déduit de ces potentiels techniques les besoins propres nécessaires à long terme de chaque pays. Celui-ci a été déterminé pour chaque pays via des scénarios à long terme d'*approvisionnement à 100 % en énergies renouvelables*. En parallèle, les pays et régions MENA considérés ont été évalués en termes de *micro et macro-risques* et les risques ont été injectés sous la forme d'une majoration des coûts. Enfin, trois études succinctes ont été réalisées pour des pays sélectionnés (Maroc, Jordanie, Oman) afin d'examiner les conditions cadres infrastructurelles et industrielles en vue du développement d'un secteur d'exportation d'hydrogène et de produits dérivés synthétiques, et d'identifier les parties prenantes pertinentes et leurs intérêts.
- Dans la première partie du sous-projet B.II, un *modèle de commerce mondial* a été développé pour analyser les *relations commerciales et les débouchés* de l'hydrogène vert et des carburants synthétiques. Il s'agit de s'intéresser aux futures relations de concurrence entre les pays hors Europe et la région MENA, en raison desquelles les potentiels calculés ci-dessus pourraient ne pas être disponibles pour l'importation en Allemagne. La deuxième partie a permis de déterminer les *effets macroéconomiques des trajectoires d'approvisionnement en termes d'emploi, de valeur ajoutée brute et d'émissions de GES*. Pour ce faire, un *modèle d'entrées-sorties multirégional* a été utilisé, qui tient compte des différentes structures de production nationales et de la composition des investissements potentiels, tant dans les pays MENA qu'en Allemagne.

Dans les résumés suivants, il est fait référence aux sous-rapports respectifs du projet, qui présentent la procédure et les résultats des différents lots de travail. Un aperçu de tous les sous-rapports (rédigés en allemand) se trouve à l'avant-dernière page du présent rapport.

2.2 Définitions des termes

Selon les sous-projets, différents types de modèles et de scénarios ont été utilisés, qui sont présentés ici de manière synthétique. Ils sont expliqués dans les chapitres suivants.

Modèles

- Le **modèle d'approvisionnement énergétique WISEE-ESM-I** est un modèle d'optimisation linéaire pour la planification et l'évaluation à long terme de trajectoires de transformation à coûts optimaux entre l'Allemagne/l'Europe et la région MENA.
- Un **modèle de scénarios énergétiques ascendant** a permis de créer des scénarios des différents pays et régions MENA par le biais d'une projection de bilans énergétiques.
- Le **modèle de données énergétiques EnDAT** a été utilisé pour analyser les potentiels de capacité et de production d'électricité avec une résolution temporelle et spatiale, en tant qu'entrées pour la modélisation du système énergétique, des technologies et des scénarios.
- Un **modèle technico-économique Power-to-Liquid (PtL)** a été utilisé pour déterminer les coûts de production et le potentiel des carburants synthétiques à l'échelle régionale et nationale.
- Un **modèle de marché** a permis de vérifier la solidité des relations commerciales identifiées dans le modèle de demande énergétique et d'identifier d'autres partenariats commerciaux potentiels avec l'Allemagne, l'Union européenne (UE) et la région MENA.
- Le **modèle d'entrées-sorties WI-SEEGIOM** a permis d'analyser, d'un point de vue macroéconomique, les effets des relations commerciales identifiées dans le modèle d'approvisionnement énergétique.

Scénarios

- Trois **scénarios de demande** (chapitre 4.3) illustrent la demande à long terme de l'Allemagne et de l'Europe d'électricité ER, d'hydrogène et de ses produits dérivés synthétiques :
 - « Propulsions innovantes » (EL)
 - « Combinaison de combustibles » (BM)
 - « Propulsions classiques » (SYN)
- Sur la base des scénarios de demande, des **scénarios de base** ont été définis, qui modélisent le système énergétique de manière purement technico-économique, sans tenir compte des risques d'investissement dans la région MENA. Ils sont désignés de la même manière que les scénarios de demande sur lesquels ils reposent:
 - « Propulsions innovantes » (EL)

- « Combinaison de combustibles » (BM)
- « Propulsions classiques » (SYN)
- Sur la base du scénario de base BM, trois **variantes de scénarios** reflètent explicitement les risques d'investissement dans la région MENA en se basant sur le coût moyen pondéré du capital (*Weighted Average Capital Cost*, WACC) individuel par pays et en le faisant varier (chapitre 4.4) :
 - « BM_Risque_bau » (BM_bau) se base sur WACC_bau (business-as-usual).
 - « BM_Risque_positive » (BM_pos) se base sur WACC_pos.
 - « BM_Risque_difficile » (BM_neg) se base sur WACC_neg.
- Trois **scénarios de risque** illustrent l'évolution future possible des risques pays pour le développement du secteur des ER et du secteur des carburants synthétiques pour chacun des pays MENA considérés (chapitre 5.1) :
 - « business-as-usual », l'évaluation des risques ne change pas (Risque_bau).
 - « évolution positive des risques » (Risque_pos)
 - « évolution difficile des risques » (Risque_neg)
- Sur la base des scénarios de risque, des **majorations du coût du capital spécifiques à chaque pays** sont calculées pour le secteur des ER et le secteur des carburants synthétiques et sont intégrées dans le WACC (chapitre 5.1) :
 - Le scénario WACC_bau se base sur le scénario de risque Risque_bau.
 - Le scénario WACC_pos se base sur le scénario de risque Risque_pos.
 - Le scénario WACC_neg se base sur le scénario de risque Risque_neg.
 - En revanche, WACC_ref désigne un WACC moyen de 6 %.
- Quatre **scénarios énergétiques** illustrent, pour les pays et régions MENA considérés, leur possible demande future en énergie et en carburant (chapitre 5.2) :
 - « Scénario de référence » (REF)
 - « Stratégie ER modérée alternative » (ALT)
 - « Scénario 100 % ER » (ADV)
 - « Variante ALT avec 100 % de combustibles synthétiques en 2050 » (ALT2)
- Le **modèle d'échange** (chapitre 6.1) s'appuie sur les scénarios de demande (BM, EL, SYN) pour les nations européennes et sur le scénario 100 % ER (ADV) pour la région MENA. Pour chaque scénario, il existe quatre variantes, basées sur les scénarios WACC_bau, WACC_pos et WACC_neg) et complétées par une variante de référence WACC_ref, qui suppose un WACC identique de 6 % pour tous les fournisseurs.

Dénominations

- Si l'on considère à la fois la région MENA et l'Europe, le terme EUMENA est employé.

- Les dénominations suivantes sont employées comme synonymes pour les produits analysés :

- Électricité ER, hydrogène et produits dérivés synthétiques
- Électricité ER, hydrogène et carburants synthétiques
- Électricité ER et sources d'énergie synthétiques

On entend par

- « produits dérivés synthétiques » ou « carburants synthétiques » : les combustibles et carburants synthétiques, les carburants et les produits de base pour l'industrie
- « sources d'énergie synthétiques » : les hydrogène et carburants synthétiques

Type d'énergie utilisée

- Dans ce projet, seul l'hydrogène vert et ses produits dérivés synthétiques sont considérés. L'hydrogène se base donc sur des énergies renouvelables de bout en bout. L'hydrogène provenant d'autres sources (gaz naturel, charbon, énergie nucléaire, etc.) n'est pas pris en compte dans les analyses.
- Parmi les énergies renouvelables, le photovoltaïque (PV), le solaire thermique à concentration (Concentrated Solar Power ou CSP) et l'énergie éolienne sont analysés.
- L'utilisation de la biomasse n'est pas analysée. L'objectif est d'éviter la concurrence avec le secteur alimentaire qui résulterait de la rareté des ressources en eau, de la répartition inégale des précipitations et des surfaces agricoles limitées d'une part, et de la forte demande en carburants synthétiques supposée dans cette étude d'autre part (→ *sous-rapport 1*).
- De même, la biomasse n'est pas considérée comme une source de CO₂.

2.3 Conseils d'experts et recherche d'accompagnement

Afin de discuter de la plausibilité des hypothèses et des résultats, le projet a été accompagné par deux comités consultatifs d'experts comprenant, d'une part, des représentants.e.s de l'industrie intéressé.e.s d'Allemagne (*Industriebeirat* ou Comité consultatif de l'industrie) et, d'autre part, des acteurs.rices pertinent.e.s de la région MENA (*MENA-Fuels Beirat* ou Comité consultatif MENA-Fuels). Les comités consultatifs se sont réunis trois à quatre fois pendant la durée du projet et ont pu apporter au consortium des informations et des contributions précieuses à la discussion. Leurs membres sont cités en annexe.

Parallèlement, le projet MENA-Fuels, qui fait partie de l'initiative de soutien « *Transition énergétique dans les transports* » du BMWK, a été intégré à la *recherche d'accompagnement BEniVer*, avec laquelle des échanges fructueux ont également eu lieu concernant les méthodes et les hypothèses.

3 Sous-projet A.I : Évaluation des technologies en matière de carburants synthétiques

3.1 Évaluation multicritère des technologies

Dans le cadre de ce sous-projet, les technologies de production de carburants synthétiques et de produits de base ont été évaluées. L'ensemble de la chaîne de production de carburant a été pris en compte : les technologies de production d'électricité et de chaleur à haute température à partir de technologies ER de fourniture de matières premières que sont l'eau et le dioxyde de carbone, les procédés de production de gaz de synthèse et d'hydrogène à partir d'ER et les procédés de synthèse de carburants tels que la synthèse du méthanol et le procédé Fischer-Tropsch (FT) (Fig. 3-1). La sélection des carburants et des technologies de fourniture est basée sur une recherche bibliographique effectuée au début du projet (→ *Sous -rapport 1*).

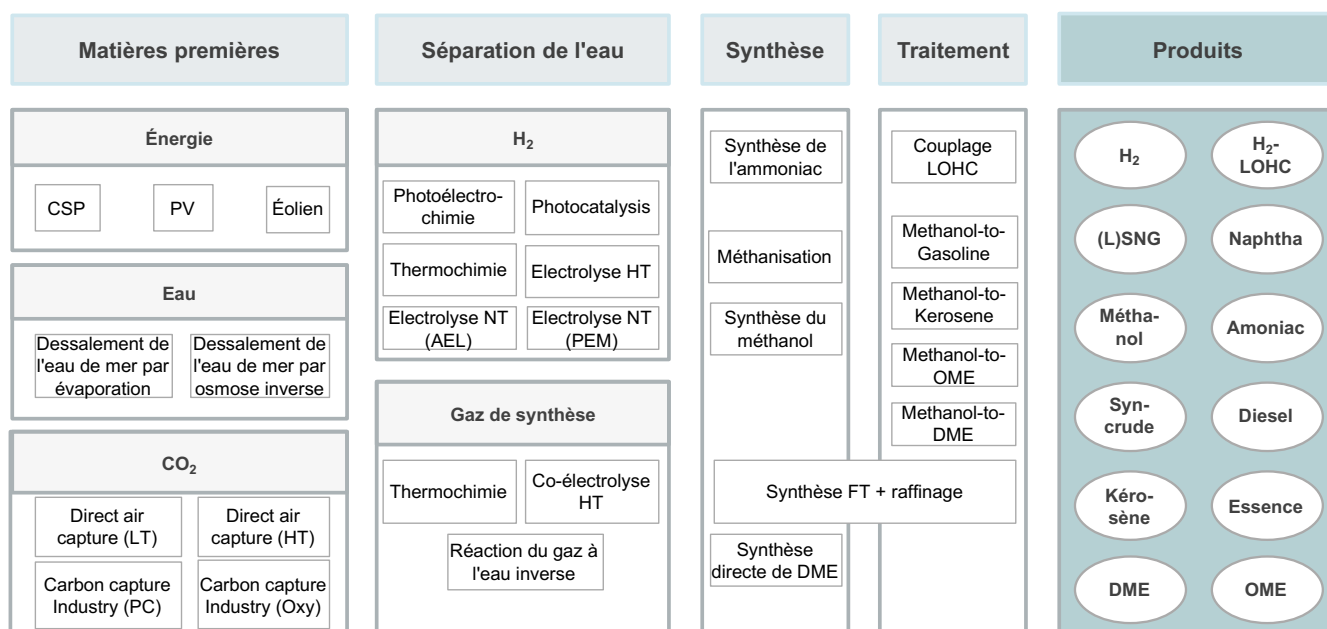


Fig. 3-1 Aperçu des groupes de technologies analysés et de leurs modules

Chaque technologie a été analysée en tenant compte de différents critères d'évaluation (notamment la disponibilité commerciale à grande échelle, les coûts spécifiques et l'efficacité énergétique, mais aussi les besoins en surface, les besoins en matières premières critiques et les opportunités de politique industrielle pour l'Allemagne). La période considérée court jusqu'en 2050, ce qui permet de prendre en compte l'évolution future. Les critères d'évaluation sont décrits en détail dans le → *sous-rapport 3* à l'aide d'un guide d'évaluation.

Cadre de l'évaluation

Fig. 3-2 donne un aperçu des résultats de l'évaluation des sept groupes de technologies. Pour une explication détaillée des évaluations comparatives, veuillez vous référer au → *sous-rapport 3*.

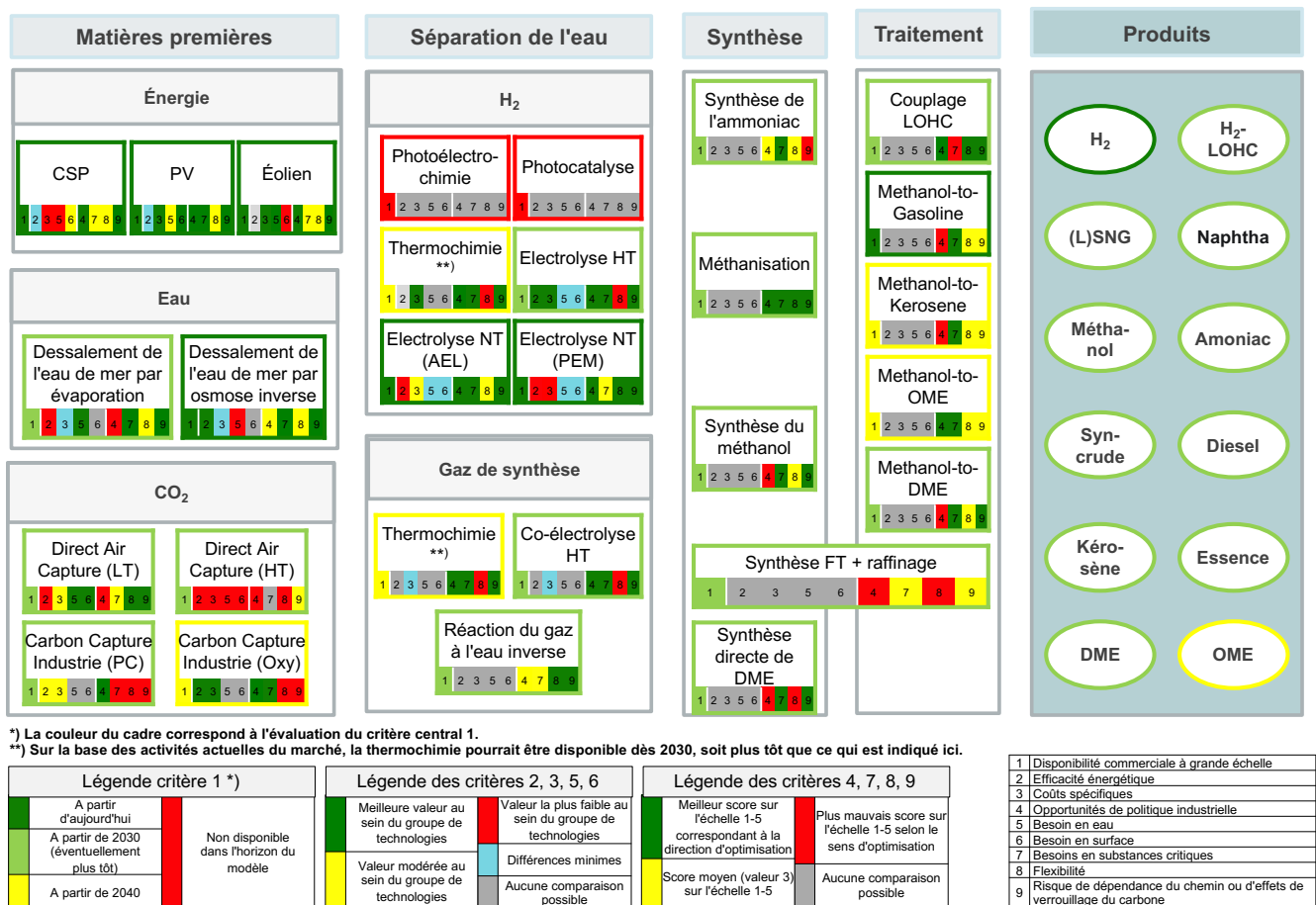


Fig. 3-2 Aperçu des évaluations relatives dans chaque groupe de technologies

La *photoélectrochimie* et la *photocatalyse* sont les seules technologies qui ne seront disponibles qu'à long terme (à partir de 2050). Toutes les autres technologies peuvent être prises en compte dans la modélisation en fonction de l'année de leur disponibilité commerciale à grande échelle prévue (DCGE, critère 1), avec leurs coûts prévus correspondants et leurs besoins en énergie et en eau. La date respective est indiquée à l'aide de la couleur du cadre (vert foncé à partir de 2020, vert clair à partir de 2030, jaune à partir de 2040). Pour les *technologies de production thermochimique d'hydrogène et de gaz de synthèse*, il convient de noter, conformément aux explications suivantes, qu'en raison des activités actuelles du marché, une disponibilité plus précoce que celle représentée dans le graphique (dès 2030) n'est pas à exclure.

Comme expliqué plus en détail dans le → sous-rapport 3, la coloration représente une *estimation relative* pour tous les autres critères. Un classement en jaune ou en rouge signifie donc qu'il est nécessaire d'agir dans ce domaine pour poursuivre le développement technique. De cette manière, l'objectif du projet est rempli : il ne s'agit pas de pondérer les différentes technologies les unes par rapport aux autres, mais plutôt de mettre en évidence leurs avantages et leurs inconvénients ainsi que leur potentiel et leur nécessité de développement. En ce qui concerne plus particulièrement les critères quantitatifs 2, 3, 5 et 6, il convient de noter que les couleurs respectives indiquent où se situe la technologie dans la fourchette de valeurs déterminée d'un critère pour un groupe de technologies donné. Il n'est pas possible d'en déduire

directement des conclusions absolues quant à savoir si la technologie doit être classée comme « bonne » ou « mauvaise » par rapport à chaque critère.

En complément des technologies, le côté droit de la figure présente également les produits analysés, y compris leur DCGE attendue (voir la couleur des cercles correspondants). Celles-ci ont été déduites de la DCGE correspondante de chaque module, en utilisant la DCGE du module le plus tardivement disponible, selon la trajectoire de fabrication possible. Par exemple, le kérosène synthétique devrait être disponible à grande échelle d'ici 2030 via la synthèse du FT, alors que la DCGE pour la synthèse du méthanol au kérosène (MtK) n'est pas attendue avant 2040. Comme le montre le graphique, tous les carburants synthétiques, à l'exception de l'éther diméthylque de polyoxyméthylène (OME), seront disponibles commercialement d'ici 2030 via au moins une filière.

Résultats des groupes de technologies

En ce qui concerne certaines des technologies ou groupes de technologies considérés, les conclusions suivantes peuvent être tirées à titre d'exemple :

- Toutes les technologies considérées pour la **fourniture d'électricité et de chaleur à haute température** à partir de sources renouvelables sont prêtes à être commercialisées et sont déjà installées dans le monde entier. En ce qui concerne les critères d'analyse, ils s'avèrent largement non critiques - avec certains avantages, notamment pour le photovoltaïque, en termes de coûts, d'utilisation de l'eau et de surface. Ce groupe de technologies présente le moins de défis en termes de développement de chaînes de processus PtX.
- Les procédés de **fourniture d'eau** par dessalement de l'eau de mer sont prêts à être commercialisés et installés dans le monde entier - l'osmose inverse domine nettement le marché. Les défis du couplage avec les ER sont également considérés comme moindres pour cette technologie, tandis que pour la fourniture de vapeur basse pression renouvelable pour les procédés d'évaporation, il faudra encore passer par la phase pilote et la phase de démonstration dans les prochaines années.
- Les technologies de **capture et d'utilisation du CO₂** ne sont pas encore commercialisées à grande échelle et constituent donc un goulot d'étranglement potentiel pour la production de carburants synthétiques. Le procédé de capture directe du dioxyde de carbone (Direct Air Capture ou « DAC ») à basse température, qui peut être utilisé de manière flexible dans l'espace, s'avère relativement développé et largement avantageux en ce qui concerne les critères considérés. En outre, le DAC à haute température et la capture industrielle post-combustion seront considérés comme disponibles à partir de 2030. Pour ce dernier, il devrait être remplacé à partir de 2040 par le procédé Oxyfuel, qui répond en principe mieux aux exigences techniques pour une utilisation dans l'industrie du ciment. Cependant, l'utilisation du CO₂ issu des processus industriels augmente généralement le risque de dépendance à la trajectoire et de verrouillage du carbone (« carbon lock-in »).
- En ce qui concerne les procédés de production d'**hydrogène** disponibles au cours de la période considérée pour les carburants MENA, il est apparu que l'électrolyse

à basse température présentait un avantage à court terme. Dans les années à venir, les grands projets de production d'hydrogène vert seront donc principalement basés sur l'électrolyse alcaline (EA) et l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (Proton Exchange Membrane ou « PEM »). Pour l'électrolyse à haute température (High Temperature Electrolysis ou « HTEL »), la technologie devrait monter rapidement en échelle avec une forte baisse des coûts. Ainsi, la HTEL deviendra de plus en plus compétitive d'ici 2030. À long terme, le HTEL a le potentiel le plus élevé de toutes les technologies d'électrolyse en raison d'une plus grande efficacité et d'un faible besoin en matières premières critiques. À cela s'ajoute un autre avantage : le HTEL permet de produire directement du **gaz de synthèse** pour la production de carburants synthétiques. La commercialisation de la co-électrolyse à haute température (Co-HTEL) pourrait également réduire le besoin futur de procédés multi-étapes de production de gaz de synthèse au moyen de réacteurs réaction du gaz à l'eau inverse (engl. Reverse Water Gas Shift Reaction ; RWGS), qui sont également encore loin de la commercialisation aujourd'hui.

- Les **procédés solaires thermiques en circuit fermé** sont également capables de produire directement du gaz de synthèse à partir d'eau et de dioxyde de carbone. Pour cette technologie, un potentiel élevé a également été déterminé pour des coûts de production d'hydrogène ou de gaz de synthèse très faibles. L'analyse s'est basée sur l'hypothèse selon laquelle la mise en œuvre à l'échelle industrielle n'interviendrait qu'à partir de 2040. Toutefois, les activités actuelles du marché montrent qu'elle pourrait probablement intervenir plus tôt.
- Pour tous les **processus de synthèse** considérés, ils devraient être prêts à être commercialisés au plus tard en 2030 - l'intégration de l'ensemble du processus sur la base d'énergies renouvelables constitue souvent un défi. Il n'est pas possible de faire ici des affirmations comparatives pertinentes sur les critères quantitatifs considérés, car les processus mettent à disposition différents produits avec différentes utilisations et qu'il existe en outre différentes lacunes dans les données. C'est surtout la méthanisation qui apparaît comme avantageuse au regard d'autres critères comme les opportunités de politique industrielle.
- Les **procédés de traitement** étudiés se trouvent aujourd'hui à des stades de développement très différents : alors que la technologie MtG (Methanol-to-Gasoline) est déjà prête à être commercialisée, la disponibilité du couplage LOHC (« Liquid Organic Hydrogen Carrier ») et, avec une certaine incertitude, du MtDME (Methanol-To-Dimethylether) n'est pas attendue avant 2030, et avant 2040 pour le MTK et le MtOME (Methanol-to-OME). Pour les raisons évoquées précédemment, il n'est pas non plus possible de comparer de manière pertinente les chiffres clés quantitatifs pour ces technologies. On estime que le couplage LOHC et MtOME offre de grandes opportunités en termes de politique industrielle.

3.2 Évaluation complémentaire des différentes trajectoires au moyen d'écobilans prospectifs

En complément de l'évaluation des technologies PtX basée sur des critères, la production de kérosène synthétique par les filières Fischer-Tropsch et du méthanol a été étudiée à titre d'exemple à l'aide d'écobilans prospectifs pour les années 2030 et 2050 et comparée au kérosène conventionnel comme carburant de référence. Les écobilans réalisés adoptent une approche « Well-to-Tank » pour la production dans la région MENA et la fourniture en Allemagne, et les impacts environnementaux ont été évalués principalement à l'aide de la méthode d'impact environnemental courante *ReCiPe 2016*. L'adaptation des processus d'arrière-plan des trajectoires considérées aux développements futurs a été réalisée à l'aide de l'outil open source *pre-mise* en modifiant la base de données ecoinvent (→ *sous-rapport 2*).

Dans la catégorie d'impact « Changement climatique » (Global Warming Potential, GWP), toutes les trajectoires synthétiques analysées obtiennent de meilleurs résultats que la référence fossile en 2050 lorsque le CO₂ utilisé provient de capture directe du dioxyde de carbone (Direct Air Capture, DAC) considérée comme climatiquement neutre. L'utilisation de CO₂ atmosphérique dans les filières PtL - malgré des émissions de CO₂ plus élevées pendant la phase « d'extraction » - entraîne, en termes de bilan, donc y compris les émissions de CO₂ dues à la combustion du carburant, un impact climatique nettement plus faible par rapport à la référence. On obtient une réduction nette de 57 à 84 % selon la trajectoire choisie.

Cependant, toutes les autres catégories d'impact présentent des inconvénients, notamment en ce qui concerne l'utilisation des sols (ALOP), l'acidification terrestre, l'eutrophisation et les dépenses énergétiques cumulées (DEC). Cela s'explique en premier lieu par la forte demande en énergie pour la production d'hydrogène et la fourniture de CO₂ mais aussi par les besoins en matières premières également élevés pour la construction d'usines PtL. Le type de source d'électricité et la fourniture de chaleur se cristallisent comme des facteurs d'influence essentiels sur l'impact environnemental, l'utilisation exclusive de sources renouvelables s'avérant avantageuse sur les sites où les heures de pleine charge sont élevées.

Les résultats mettent également en évidence le fait que l'importation d'hydrogène plutôt que de kérosène entraîne un impact environnemental nettement plus important. Cela est dû à la forte capacité de diffusion de l'hydrogène, ce qui entraîne un besoin en hydrogène nettement plus élevé et contribue indirectement à l'effet de serre par l'augmentation de la concentration d'hydrogène dans l'atmosphère.

4 Sous-projet A.II : Analyse du potentiel et de l'infrastructure pour l'électricité, l'hydrogène et les carburants synthétiques

4.1 Déduction de la demande en électricité ER, en hydrogène et en carburants synthétiques

Dans le cadre de ce sous-projet, les structures d'approvisionnement correspondantes ont été modélisées en tenant compte de la région MENA, en partant de la demande de l'Allemagne et de l'Europe en électricité ER, hydrogène et carburants synthétiques.

Afin de pouvoir en déduire des conclusions fiables, trois scénarios d'évolution future de la demande ont été examinés. Dans la mesure où la modélisation des structures d'approvisionnement ne représente que la production à partir d'ER, seules les parts de la demande qui doivent être couvertes par l'énergie éolienne (onshore et offshore) et l'énergie solaire (technologies PV et CSP) ont été considérées en conséquence.

Pour le secteur des transports, bien que les mêmes hypothèses de kilométrage et de répartition modale aient été retenues, les trois scénarios de demande diffèrent en ce qui concerne le type de technologies de propulsion et donc la forme sous laquelle l'énergie doit être fournie. La Fig. 4-1 résume la demande d'énergie finale de tous les secteurs pour les trois scénarios de demande en 2050 pour l'Allemagne. La procédure de détermination de ces besoins, y compris une mise à l'échelle des besoins allemands à l'échelle européenne, est expliquée dans le → *sous-rapport 5*.

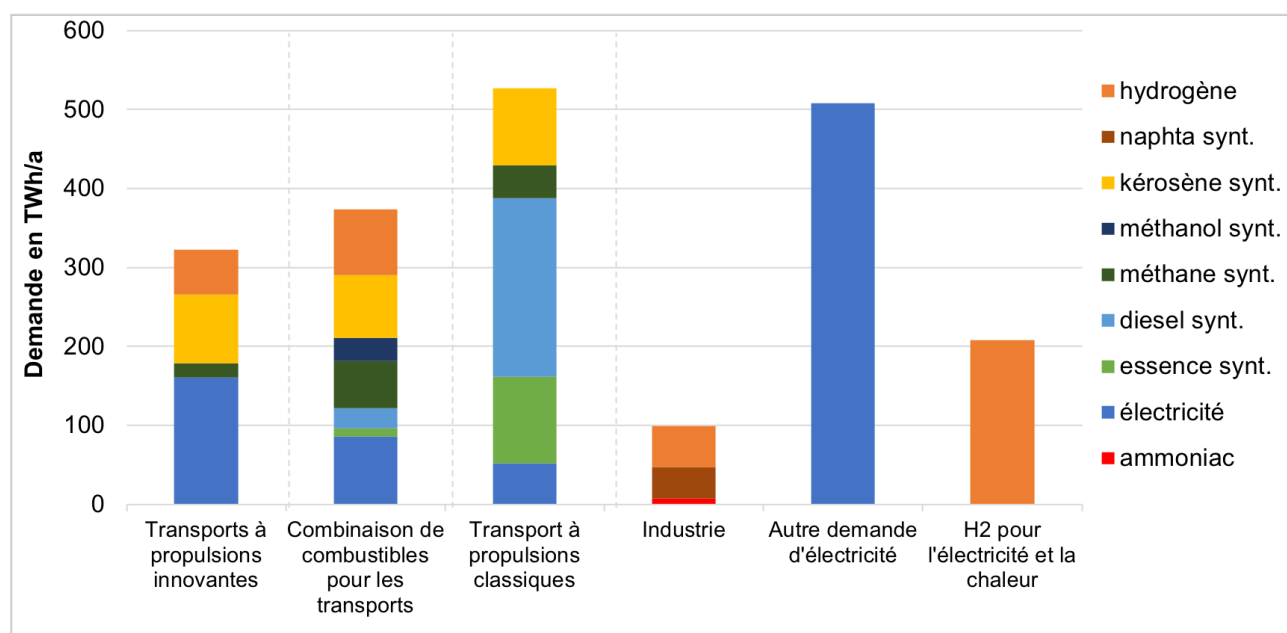


Fig. 4-1 Demande d'électricité ER, d'hydrogène et de carburants synthétiques de tous les secteurs considérés en Allemagne en 2050

Le scénario de demande en « combinaison de combustibles » (Brennstoffmix ou « BM ») représente une évolution plausible du secteur des transports du point de vue actuel, dans laquelle différentes sources d'énergie (électricité, hydrogène, carburants synthétiques) sont utilisées. Les scénarios de demande « Propulsions innovantes » (EL) et « Propulsions classiques » (SYN), en revanche, montrent des évolutions fortement axées sur l'efficacité ainsi que sur les véhicules électriques et à hydrogène

(« Propulsions innovantes ») ou sur les carburants synthétiques (« Propulsions classiques »), qui servent à élargir l'éventail des évolutions possibles.

Outre le secteur des transports, des hypothèses sur la demande d'autres secteurs ont été incluses (matières premières synthétiques de l'industrie, besoins en hydrogène du secteur de l'électricité et du chauffage et autre demande en électricité). Celles-ci n'ont cependant pas été considérées dans différents scénarios, mais ont été suivies de manière constante dans tous les scénarios.

4.2 Extension du modèle d'approvisionnement énergétique WISEE-ESM-I

Les trajectoires d'approvisionnement pour répondre à cette demande ont été modélisées et évaluées à l'aide du modèle d'approvisionnement énergétique WISEE-ESM-I de l'Institut de Wuppertal³. WISEE-ESM-I a été développé sur la base du cadre open source pour la planification des systèmes énergétiques OSeMOSYS et a été étendu ici afin de pouvoir répondre aux exigences spécifiques du projet concernant le modèle (Howells et al., 2011 ; Royal Institute of Technology (KTH) et al., 2022).

Le WISEE-ESM-I est un modèle d'optimisation linéaire pour la planification et l'évaluation à long terme de trajectoires de transformation du système énergétique à des coûts optimaux afin de couvrir des besoins exogènes prédéfinis en sources d'énergie. La production des sources d'énergie demandées à partir d'entrées (par ex. l'énergie solaire) dans des installations de production via des produits intermédiaires (par ex. l'hydrogène) est représentée de manière explicite dans le modèle. L'offre et la demande d'énergie sont considérées avec une résolution temporelle et géographique. Les périodes opérationnelles sont utilisées pour représenter les fluctuations à court terme, par exemple l'alimentation en électricité des installations ER, ainsi que les périodes stratégiques pour modéliser les évolutions à long terme du système énergétique. Le stockage est pris en compte dans le modèle afin de pouvoir compenser les fluctuations à court terme de l'offre et de la demande d'énergie. Le WISEE-ESM-I représente en outre les infrastructures de transport afin de permettre l'échange de sources d'énergie entre les régions modélisées.

Les décisions essentielles et donc les résultats du modèle sont l'extension de la capacité régionale et temporelle et l'exploitation des installations de production, du stockage et des infrastructures de transport. Ces décisions sont optimisées en termes de coûts totaux minimaux (coûts d'investissement et d'exploitation) du système énergétique. L'optimisation se fait en respectant des conditions secondaires pertinentes, telles que les restrictions de potentiel et les bilans de masse et d'énergie. Une présentation complète du modèle est fournie dans le → sous-rapport 4.

Dans le cadre du projet MENA Fuels, l'horizon temporel considéré est de 2030 à 2059. Les années de référence 2030, 2040 et 2050 ont été explicitement modélisées. Le modèle travaille avec une résolution infra-annuelle afin de tenir compte de la disponibilité non constante dans le temps des énergies renouvelables. Pour des raisons

³ Abréviation de « Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios - Energy Supply Model - Invest Module ».

de complexité, chaque année a été réduite à 25 pas de temps. Pour ce faire, les séries chronologiques de la demande et de la production renouvelable ont été agrégées.

Le cadre spatial de référence du modèle est constitué de grandes parties de l'Europe et de la région MENA. Toujours dans le but de réduire la complexité, les quantités d'énergie demandées et les potentiels de production des différents pays ont été regroupés en grandes régions, appelées « *clusters* ». En Europe, l'Allemagne a été représentée en tant que région unique ; à l'ouest, le Benelux, la France, la Grande-Bretagne et l'Irlande, l'Espagne et le Portugal ont été regroupés dans le cluster *UE_Ouest*. Au nord, la Norvège, la Suède et le Danemark forment le cluster *UE_Nord*. Le grand cluster spatial *UE_Est_Sud-Est* est formé par les États d'Europe de l'Est, de la Pologne à la Grèce. Au sud se trouve le cluster *UE_Sud*, composé de l'Italie et de la Suisse. La région MENA a été divisée en huit régions : Le cluster *Proche-Orient* comprend la Jordanie, Israël, le Liban, la Syrie, l'Irak et l'Iran, le cluster *Arabie du Nord* comprend l'Arabie saoudite, le Qatar, Bahreïn et le Koweït, le cluster *Arabie du Sud* comprend les Émirats arabes unis, le Yémen et Oman, le cluster *Maghreb sans Tun/ Alg* comprend le Maghreb sans la Tunisie et l'Algérie. L'Algérie, la Tunisie, la Libye et l'Égypte ont été modélisées en tant que régions individuelles.

Le choix des technologies de production s'est fait en fonction des résultats du *sous-projet A.I*. Les technologies de production d'électricité modélisées sont l'éolien terrestre et l'éolien offshore, le PV et le CSP. D'une part, l'eau peut être extraite de l'eau de mer par osmose inverse et évaporation. D'autre part, l'utilisation des eaux souterraines en Europe a été représentée dans le modèle. De plus, l'eau est un sous-produit d'autres étapes du processus. Les technologies de fourniture d'hydrogène modélisées sont l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à oxyde solide à haute température (en anglais « Solid Oxide Electrolyzer » ou « SOEL »). Le Co-HTEL a été considéré comme une technologie de production de gaz de synthèse. Le CO₂ est capturé dans l'atmosphère par la technologie DAC (Direct Air Capture) à basse température. Les technologies de synthèse choisies sont la synthèse Fischer-Tropsch (filiale haute et basse température), la synthèse du méthanol suivie éventuellement d'un processus méthanol-to-X, la méthanisation et la synthèse de l'ammoniac. De plus, des chauffages électriques pour la production de chaleur à basse et haute température ont été représentés dans le modèle en tant que technologies auxiliaires. Des batteries et des réservoirs d'hydrogène ont été modélisés en tant que moyens de stockage. Le transport des sources d'énergie gazeux et liquides est assuré par des pétroliers et des oléoducs terrestres et offshore ; l'électricité est transportée par des lignes de transmission de courant continu haute tension (« High Voltage Direct Current » ou « HVDC » en anglais). Les données relatives aux potentiels d'ER dans la région MENA et en Europe, différenciées par catégorie de coût/potentiel, se basent sur les travaux du *sous-projet B.I*. Une présentation synthétique des entrées est donnée dans le → *sous-rapport 6*.

Dans le cadre de la modélisation, un éventail de scénarios a été analysé afin de pouvoir en tirer des conclusions fiables. Pour ce faire, trois scénarios (appelés ci-après scénarios de base) ont d'abord été étudiés, qui modélisent le système énergétique de manière purement technico-économique, sans tenir compte des risques d'investissement dans la région MENA. Les scénarios ne se distinguent qu'en ce qui concerne l'évolution future de la demande dans le secteur des transports et sont appelés

« combinaison de combustibles » (BM), « propulsions innovantes » (EL) et « propulsions classiques » (SYN), par analogie avec les scénarios de demande sur lesquels ils se basent.

Sur la base du scénario BM, trois variantes de scénario supplémentaires ont été analysées, qui représentent explicitement dans le modèle les risques d'investissement dans la région MENA par la représentation de WACC spécifiques aux pays pour les installations de production et le stockage (voir chapitre 5.1) :

- « BM_Risque_bau » (BM_bau) se base sur WACC_bau (business-as-usual).
- « BM_Risque_positive » (BM_pos) se base sur WACC_pos.
- « BM_Risque_difficile » (BM_neg) se base sur WACC_neg.

4.3 Résultats des scénarios de base sans prise en compte des risques d'investissement

Les résultats des scénarios de base BM, EL et SYN (sans tenir compte des risques d'investissement) sont présentés dans le Tab. 4-1 à l'aide des quotas d'importation européens et allemands pour l'électricité ER, l'hydrogène et les carburants synthétiques. Selon ce rapport, l'électricité est (presque) entièrement produite en Europe et n'est pas (ou très peu) importée. Cela s'explique principalement par les coûts de transport comparativement élevés de l'électricité, qui favorisent une production proche de la consommation. Dans les scénarios EL et SYN, seules de petites quantités d'électricité sont importées ; l'importation d'électricité se fait alors sur une distance de transport plutôt faible de l'Algérie vers le cluster *UE_Sud*. Comme le montrent les analyses de sensibilité du → sous-rapport 7, la baisse des coûts de transport de l'électricité entraîne une augmentation des quantités d'électricité importées par l'Europe. Toutefois, même en cas de réduction des coûts de transport de l'électricité d'environ 50 %, les quantités d'électricité importées en Europe en provenance de la région MENA restent faibles par rapport aux quantités de carburants synthétiques (7 % de taux d'importation européen d'électricité dans le résultat du calcul de sensibilité).

En revanche, l'approvisionnement de l'Europe *en hydrogène et en carburants synthétiques* est essentiellement marqué par des importations en provenance de la région MENA. Les scénarios BM et SYN, en particulier, se caractérisent par des taux d'importation élevés, respectivement de 82 % et 81 % ; le taux d'importation du scénario EL est plus faible (61 %) en raison de la demande réduite en carburants synthétiques dans ce scénario. Les coûts de production des ER relativement faibles dans la région MENA sont le moteur de l'importation des sources d'énergie. Dans tous les scénarios, c'est la forme d'énergie finale qui tend à être importée, les étapes de transformation dans la chaîne PtX se déroulant ainsi en grande partie sur le lieu de production.

En Europe, les résultats du modèle montrent que toutes les régions dépendent des importations en provenance de la région MENA. Cette situation est particulièrement marquée pour l'Allemagne ainsi que pour le sud et le sud-est de l'Europe. L'Europe du Nord et de l'Ouest atteignent un niveau d'auto-approvisionnement plus élevé en

comparaison. Cela implique des volumes de production élevés, en particulier en Europe de l'Ouest, en raison de la forte demande dans cette région.

Tab. 4-1 Quotas d'importation pour l'Allemagne et l'Europe en 2050, scénarios « combinaison de combustibles », « propulsions innovantes » et « propulsions classiques », sans tenir compte des risques d'investissement

	Propulsions innovantes (EL)	Combinaison de combustibles (BM)	Propulsions classiques (SYN)
Allemagne			
Électricité indigène	96 %	98 %	99 %
Autres sources d'énergie indigènes	0 %	1 %	3 %
Importation d'électricité	4 %	2 %	1 %
Importation d'autres sources d'énergie	100 %	99 %	97 %
Europe (Allemagne comprise)			
Électricité indigène	98 %	100 %	99,6 %
Autres sources d'énergie indigènes	39 %	18 %	19 %
Importation d'électricité	2 %	0 %	0,4 %
Importation d'autres sources d'énergie	61 %	82 %	81 %

Selon les résultats du modèle, l'importation des sources d'énergie se fait, sans tenir compte des risques d'investissement pour les trois scénarios, à partir de l'Algérie, de l'Égypte, du cluster *Maghreb sans Tun/Alg*, du cluster *Proche-Orient*, du cluster *Arabie du Sud* et, en plus, de la Libye dans le scénario SYN (cf. Fig. 4-2). Alors que les volumes de production dans les différentes régions MENA diffèrent entre les trois scénarios, le choix des régions fournisseuses dans les résultats du modèle ne dépend pas ou peu de l'évolution future de la demande. Les structures fondamentales d'approvisionnement de l'Allemagne et de l'Europe en électricité ER, hydrogène et carburants synthétiques sont maintenues et sont donc solides face à l'évolution future de la demande.

Ainsi, selon les résultats du modèle, les régions MENA qui présentent une *faible distance et donc de faibles coûts de transport vers l'Europe ainsi que des caractéristiques avantageuses en matière d'alimentation en énergies renouvelables* (heures de pleine charge élevées pour les installations photovoltaïques, en plus d'un potentiel éolien terrestre favorable pour compenser les fluctuations solaires) ont tendance à être attractives en tant que régions fournisseuses. Ces conclusions doivent toutefois être examinées de manière critique à la lumière des analyses de sensibilité sur le niveau des coûts de transport et sur la résolution temporelle en cours d'année (→ *sous-rapport 7*) : Les analyses de sensibilité montrent clairement que les séries chronologiques d'alimentation en ER en cours d'année, en particulier, ne peuvent être représentées que de manière simplifiée dans le modèle en raison de leur faible résolution

temporelle. Étant donné que de nombreuses régions MENA présentent des potentiels d'ER solaires favorables avec des heures de pleine charge élevées, d'autres régions MENA qui ne sont pas sélectionnées par le modèle sont également des régions exportatrices potentiellement intéressantes. En outre, les analyses de sensibilité sur les coûts de transport impliquent que leur influence sur le choix des régions fournisseuses ne devrait pas être surestimée (→ *sous-rapport 7*).

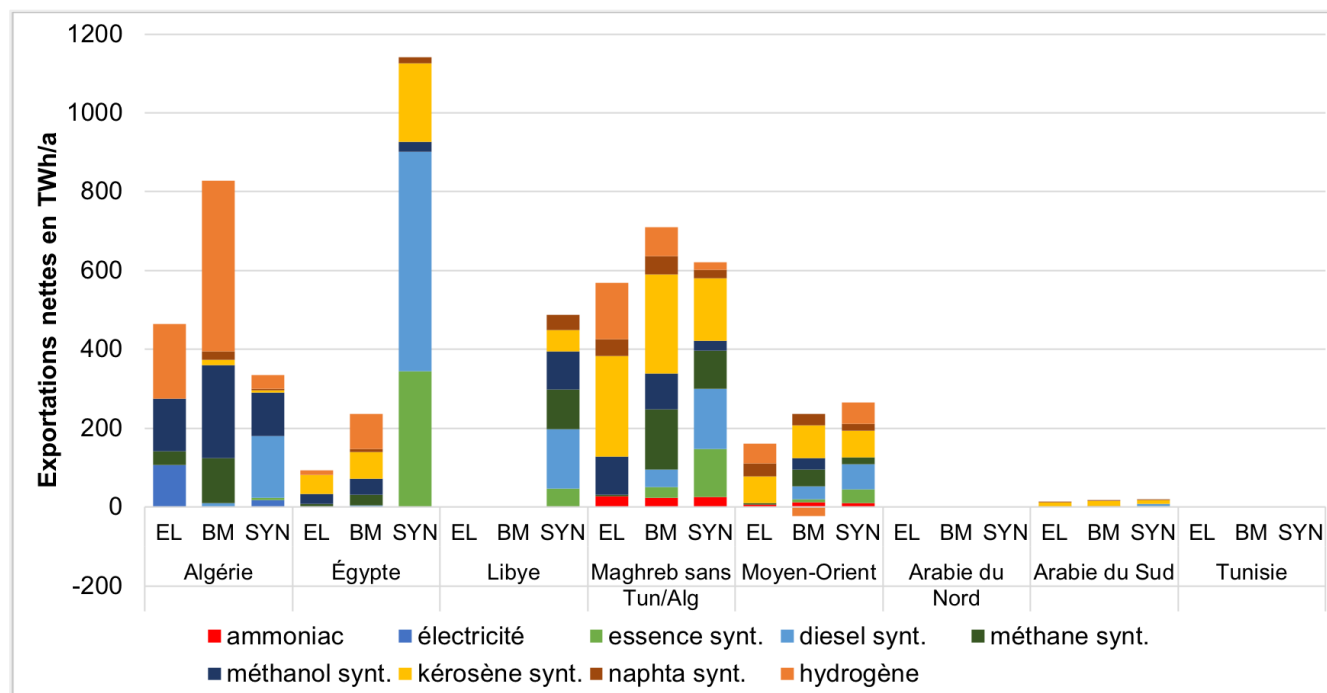


Fig. 4-2 Exportations nettes par vecteur énergétique des régions et clusters MENA en 2050, scénarios « Propulsions innovantes » (EL), « Combinaison de combustibles » (BM) et « Propulsions classiques » (SYN), sans tenir compte des risques d'investissement

Pour les trois scénarios, le transport se fait principalement par pipeline. Pour le transport de MENA vers l'Europe, les filières onshore via le cluster *Proche-Orient* vers l'Europe du Sud et via le cluster *Maghreb sans Tun/Alg* vers l'Europe de l'Ouest sont privilégiées en raison de l'hypothèse de coûts de transport plus faibles pour le transport onshore que pour le transport par pipeline offshore. En raison de la faible distance de transport et donc des coûts de transport relativement faibles, les sources d'énergie synthétiques sont en outre transportées vers l'Europe via des pipelines offshore depuis l'Algérie et, dans le scénario « Propulsions classiques », également depuis la Libye via la Tunisie. Selon les résultats du modèle, seules de très petites quantités de sources d'énergie liquides (diesel, essence, naphta, méthanol, kérosène⁴) sont transportées par navire-citerne. Dans ce cas, le transport s'effectue principalement sur de longues distances à partir du cluster *Arabie du Sud*, mais aussi sur des distances de transport plus courtes dans le scénario SYN.

⁴ Dans les scénarios « Combinaison de combustibles (BM) » et « Propulsions innovantes (EL) », seul le kérosène est transporté par navire-citerne ; dans le scénario « Propulsions classiques (SYN) », outre le kérosène, du diesel, de l'essence, du méthanol et du naphta sont également transportés (mais en quantités beaucoup plus faibles que le kérosène).

Ces résultats montrent donc que le transport par navire-citerne est économiquement intéressant, surtout pour le transport de longue distance. Les résultats d'une analyse de sensibilité sur la baisse des coûts de transport par navire-citerne (→ *sous-rapport 7*) montrent toutefois aussi clairement qu'en cas de baisse des coûts de transport par navire-citerne, le transport de carburants synthétiques liquide se fera en grande partie par navire-citerne au lieu de l'oléoduc, compte tenu des distances données dans la région EUMENA ; le transport de carburants synthétiques gazeux continuera à se faire par oléoduc selon les hypothèses données. Ces résultats montrent que l'avantage économique d'une option de transport, en particulier pour les sources d'énergie liquides, pour les distances données dans la région EUMENA, dépend essentiellement du rapport interne des coûts de transport par pipeline ou par pétrolier. Cependant, ce ratio interne est également soumis à une incertitude en raison de l'incertitude des données relatives aux coûts de transport.

Comme l'a montré l'analyse des taux d'importation ci-dessus, l'électricité n'est pas importée (voir le scénario BM) ou ne l'est que dans une très faible mesure (voir les scénarios EL et SYN) de la région MENA. Cela s'explique par les coûts de transport relativement élevés. En conséquence, l'extension du réseau électrique se limite, selon les résultats du modèle, aux filières intra-européennes et, dans les scénarios EL et SYN, à la filière Algérie-Cluster *UE_Sud*. Il convient de noter que seules les liaisons point à point entre les régions ont été représentées dans le modèle et que les résultats relatifs aux infrastructures de transport se rapportent donc uniquement à ces liaisons point à point. De plus, des capacités de transport à l'intérieur des régions sont nécessaires, mais elles n'ont pas été représentées dans le modèle.

4.4 Résultats des scénarios de variante avec prise en compte des risques d'investissement

Selon les résultats du modèle, la *prise en compte des risques d'investissement* entraîne un déplacement important des volumes de production régionaux et, par conséquent, une modification des structures d'approvisionnement.

D'une part, en raison de la baisse des majorations du coût du capital en Europe, une délocalisation de la production vers l'Europe se produit, ce qui se traduit par des taux d'importation plus faibles (cf. Tab. 4-2). Ce constat est particulièrement vrai dans le cas d'un développement à risque dans la région MENA (BM_neg), pour laquelle il n'y a plus d'importations en provenance de la région MENA et les sources d'énergie sont entièrement produites en Europe. Ce résultat de scénario montre également que, dans le cadre de l'évolution de la demande retenue dans le scénario BM, les potentiels d'ER européens sont suffisants pour assurer un approvisionnement totalement autosuffisant de l'Europe en électricité ER, en hydrogène et en carburants synthétiques, compte tenu des hypothèses retenues.

D'autre part, la prise en compte des risques d'investissement dans le modèle entraîne un *déplacement de la production au sein de la région MENA*. Contrairement aux résultats du scénario de base BM, la production dans les variantes de scénario BM_pos et BM_bau n'a lieu que dans le cluster *Arabie du Nord* ou, en cas d'évolution positive du risque, en plus dans le cluster *Maghreb sans Tun/Alg*. Cela s'explique essentiellement par la baisse du WACC dans ces régions.

Tab. 4-2 Quotas d'importation pour l'Allemagne et l'Europe en 2050, variantes de scénario « BM_Risiko_positive », « BM_Risque_bau », « BM_Risque_difficile », avec prise en compte des risques d'investissement

	BM (sans risque)	BM_Risiko_positive	BM_Risque_bau	BM_Risque_difficile
Allemagne				
Électricité indigène	98 %	92 %	99 %	99 %
Autres sources d'énergie indigènes	1 %	50 %	65 %	72 %
Importation d'électricité	2 %	8 %	1 %	1 %
Importation d'autres sources d'énergie	99 %	50 %	35 %	28 %
Europe (Allemagne comprise)				
Électricité indigène	100 %	100 %	100 %	100 %
Autres sources d'énergie indigènes	18 %	66 %	89 %	100 %
Importation d'électricité	0 %	0 %	0 %	0 %
Importation d'autres sources d'énergie	82 %	34 %	11 %	0 %

4.5 Analyses de sensibilité concernant le niveau du coût du capital

Toutefois, un soutien apporté aux investissements à long terme pourrait réduire les primes de risque liées au coût du capital dans certains pays. C'est pourquoi nous avons examiné séparément, à l'exemple des pays/régions *Maghreb sans Tun/Alg*, la Jordanie et Oman, dans quelle mesure des WACC plus faibles auraient un impact sur le choix des régions fournisseuses de la région MENA. Pour la Jordanie et Oman, un WACC allant jusqu'à 5 % entraînerait ensuite une délocalisation de la production des clusters *Arabie du Nord* et *Maghreb sans Tun/Alg*, qui représentent les régions fournisseuses dans la variante de scénario BM_pos, vers leurs pays. Au *Maghreb sans Tun/Alg*, selon cette analyse de sensibilité, la production présenterait un WACC allant jusqu'à 7 %.

En outre, pour les trois pays/régions, un WACC allant jusqu'à 5 % entraînerait la délocalisation vers ces pays d'une partie de la production qui a lieu en Europe dans la variante BM_pos. Cela se traduit par des taux d'importation plus élevés en conséquence. La délocalisation est d'autant plus prononcée que le WACC supposé est faible.

Selon les résultats du modèle, avec un WACC de 5 % à 1 % en Jordanie et en Oman, environ 1 800 à 2 400 TWh/a de sources d'énergie synthétiques seraient exportés de Jordanie vers l'Europe en 2050, et environ 1 400 à 2 400 TWh/a d'Oman vers l'Europe. Les quantités exportées par le *Maghreb sans Tun/Alg* en 2050 se situeraient entre 600 et 2 400 TWh/a, avec un WACC de 7 % à 1 %. Le soutien apporté aux investissements à long terme pour réduire le coût du capital peut donc, selon la modélisation, faire de certains pays et régions des régions exportatrices intéressantes.

En résumé, les résultats, qui tiennent compte des risques d'investissement, montrent clairement que le niveau du WACC a une influence essentielle sur le choix de régions fournisseuses MENA économiquement intéressantes. Des WACC très faibles peuvent même masquer d'autres facteurs d'influence, comme la distance de transport ou les caractéristiques de l'alimentation en ER. Toutefois, comme le montrent les analyses de sensibilité, lorsque les différences de coût du capital sont faibles, d'autres facteurs sont également pertinents. Alors qu'Oman et la Jordanie ne sont pas des régions exportatrices avec un WACC de 7 %, le *Maghreb sans Tun/Alg* serait économiquement intéressant même avec un WACC de 7 % en raison d'autres avantages liés au site, comme sa proximité géographique avec l'Europe.

4.6 Discussion critique de l'approche de recherche

Un modèle d'approvisionnement énergétique a été développé et appliqué avec une large gamme technologique ainsi qu'une représentation différenciée de la région MENA. Le niveau de détail élevé en termes de résolution technologique et géographique a toutefois nécessité une réduction de la complexité à d'autres endroits : d'une part, le nombre de régions a été réduit par le regroupement de certains pays en régions plus grandes. Ce regroupement implique que les éventuels avantages technico-économiques de certains pays, par exemple en termes de faibles coûts de production des ER ou de faible risque d'investissement, ne peuvent plus être explicitement pris en compte dans le modèle. D'autre part, la complexité du modèle a été réduite par une faible résolution temporelle en cours d'année de 25 pas de temps/an. Cette faible résolution temporelle n'a permis de représenter que de manière simplifiée les séries chronologiques d'alimentation en ER en cours d'année. Comme le montrent les analyses de sensibilité présentées dans le → *sous-rapport 7*, la faible résolution temporelle peut légèrement fausser les résultats du modèle en ce qui concerne les régions fournisseuses MENA avantageuses, en particulier dans le contexte où de nombreux pays et régions MENA présentent des potentiels solaires favorables avec des heures de pleine charge élevées, ainsi que les quotas d'importation.

D'autres limites du modèle d'approvisionnement énergétique WISEE-ESM-I développé et utilisé ici concernent notamment la représentation simplifiée du transport des sources d'énergie : D'une part, aucun calcul de flux de charge électrique n'a été effectué et, d'autre part, l'hypothèse d'une « plaque de cuivre » à l'intérieur des régions modélisées a été utilisée, ce qui signifie que les sources d'énergie peuvent être transportées de manière illimitée et sans pertes à l'intérieur d'une région. Le transport a été modélisé par des liaisons point à point entre les différentes régions. Par conséquent, aucune planification des infrastructures ne peut être déduite des résultats du modèle. De plus, les infrastructures de transport existantes n'ont pas été explicitement représentées dans le modèle. Il s'agissait plutôt d'une comparaison *ex post* de l'évolution et de la capacité des infrastructures existantes avec les résultats du modèle. En outre, les effets de dégressivité de la taille des pipelines n'ont pas été pris en compte dans le modèle.

Par ailleurs, les mesures d'investissement existantes de l'industrie dans les installations de production et les infrastructures de transport ainsi que les caractéristiques régionales n'ont pu être prises en compte que de manière limitée dans le modèle d'approvisionnement énergétique. Le WISEE-ESM-I est en outre un modèle

déterministe, ce qui signifie que les incertitudes dans les paramètres ne sont pas explicitement représentées dans le modèle. En outre, le modèle n'évalue les structures d'approvisionnement potentielles que sur la base des coûts systémiques calculés. En conséquence, il n'est pas possible, d'une part, de déduire des prix et, d'autre part, des configurations optimales sur le plan social, économique global ou écologique à partir des résultats.

5 Sous-projet B.I : Analyse du potentiel d'exportation dans les pays MENA

L'objectif du sous-projet B.I était de déterminer quel potentiel d'énergies renouvelables ou de carburants synthétiques pourrait être disponible à long terme dans les pays MENA et à quel coût pour l'exportation. Les coûts ont été calculés en tenant compte de la demande propre potentielle à long terme des pays et en analysant l'influence des risques spécifiques à chaque pays sur les coûts. Le contenu du sous-projet B.I comprend les étapes de travail suivantes :

- **Évaluation des risques par pays et détermination du coût du risque :** Évaluation des risques spécifiques aux pays pour le développement d'un secteur des énergies renouvelables et d'un secteur des carburants synthétiques et traduction de ces risques pays en primes de coût du capital pour les pays MENA (→ *sous-rapport 8*)
- **Modélisation de scénarios énergétiques pour les pays MENA :** Détermination des besoins propres à long terme des pays MENA en électricité renouvelable et en carburants synthétiques (→ *sous-rapport 9*)
- **Analyses du coût potentiel :** Détermination des potentiels et des coûts à long terme de l'électricité, de l'hydrogène et des carburants synthétiques dans les pays MENA (→ *sous-rapport 10*)
- **Études succinctes par pays :** Réalisation d'études succinctes en Jordanie, au Maroc et en Oman sur les conditions cadres pour l'exportation de carburants synthétiques (→ *sous-rapport 11*)

Les résultats principaux sont des coûts potentiels basés sur les risques des énergies renouvelables (PV, CSP et éolien terrestre) et des carburants synthétiques (filière Fischer-Tropsch (FT)) pour 17 pays et régions MENA. Fig. 5-1 donne un aperçu des principales étapes de travail, des données d'entrée et des résultats intermédiaires pour la détermination des coûts potentiels. Afin de refléter les connaissances théoriques et de vérifier les hypothèses émises, les conditions cadres infrastructurelles et industrielles sur place dans les pays MENA ont été analysées à titre d'exemple à l'aide de trois études succinctes sur la Jordanie, le Maroc et Oman.

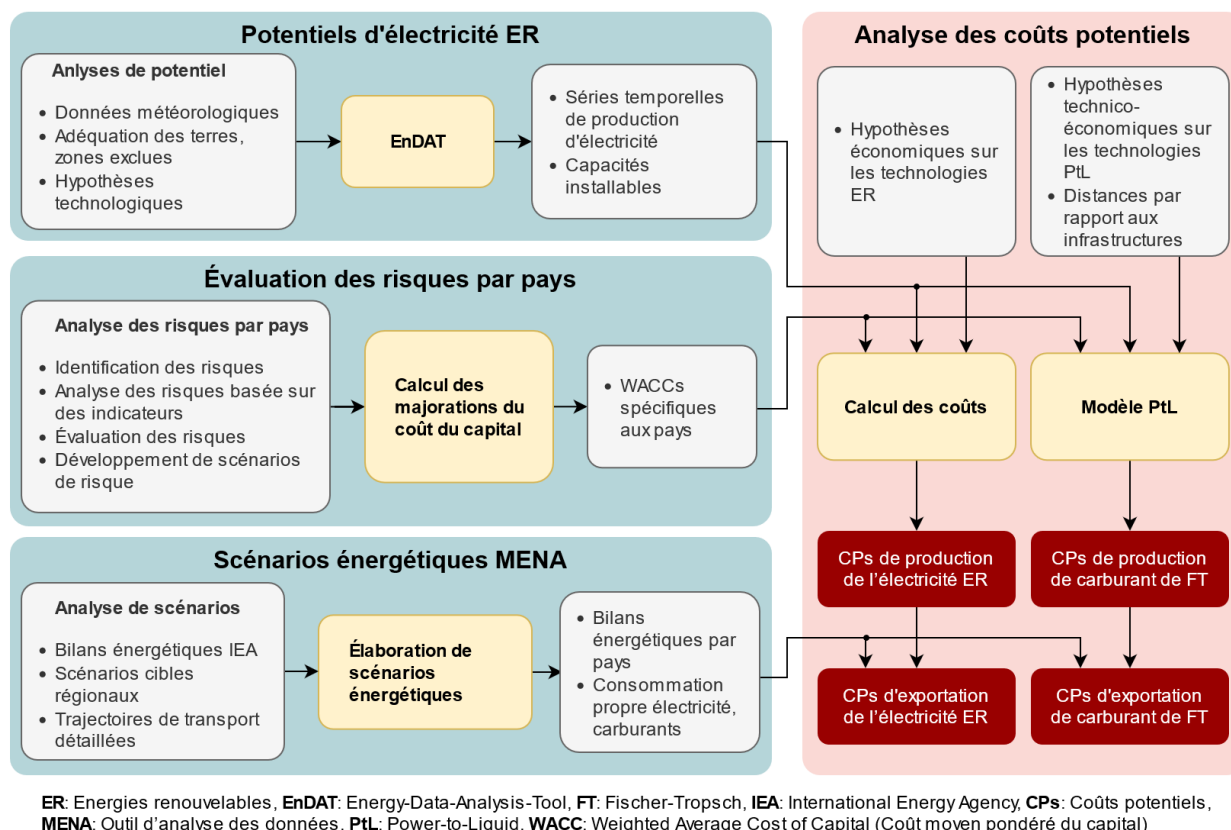


Fig. 5-1 Aperçu des principales étapes de travail, des entrées et des résultats intermédiaires pour la détermination des coûts potentiels

Source : DLR et Wuppertal Institut

5.1 Évaluation des risques-pays et coût du risque

Évaluation des risques-pays

La question de savoir dans quels pays de la région MENA un secteur d'énergie renouvelable et un secteur de carburant synthétique se (re)développeront avantageusement à l'avenir est étroitement liée à la question du risque lié aux investissements et aux activités commerciales dans ces secteurs dans chaque pays. Cela vaut aussi bien pour les développements visant à couvrir les besoins propres des pays que pour le développement de capacités d'exportation de carburants synthétiques et de leurs précurseurs, y compris l'hydrogène. Afin d'évaluer les risques liés au développement d'un secteur d'exportation des ER et des carburants synthétiques qui en sont issus, la présente étude a effectué une analyse comparative des risques-pays pour tous les pays MENA considérés. L'évaluation des risques-pays s'est déroulée en trois étapes : « Identification des risques », « Analyse des risques » et « Évaluation des risques » et est décrite en détail dans le → *sous-rapport 8*.

- 1 | Dans un premier temps, 11 risques ont été identifiés sur la base d'une analyse détaillée de la littérature, d'une analyse d'impact descendante et d'un registre des risques (Fig. 5-2).
- 2 | Un cadre d'analyse basé sur des indicateurs a été développé pour étudier et évaluer ces risques. Au total, plus de 100 indicateurs quantitatifs et qualitatifs ont

été analysés. Ensuite, plusieurs étapes de synthèse ont permis de regrouper les évaluations individuelles des indicateurs en une évaluation qualitative au niveau du risque.

- 3 | L'analyse des risques, avec l'évaluation des indicateurs et la synthèse qualitative, a fourni les données nécessaires à l'évaluation des risques qui a eu lieu lors de l'étape suivante. L'évaluation a été réalisée sur la base de deux dimensions : la *probabilité* et l'*impact*. Les deux dimensions ont été évaluées sur une échelle de cinq niveaux et multipliées par une valeur de risque sous forme de matrice. Les valeurs de risque individuelles ont été combinées pour chaque pays en une valeur de risque globale par pays, afin de pouvoir comparer le risque global entre les pays.

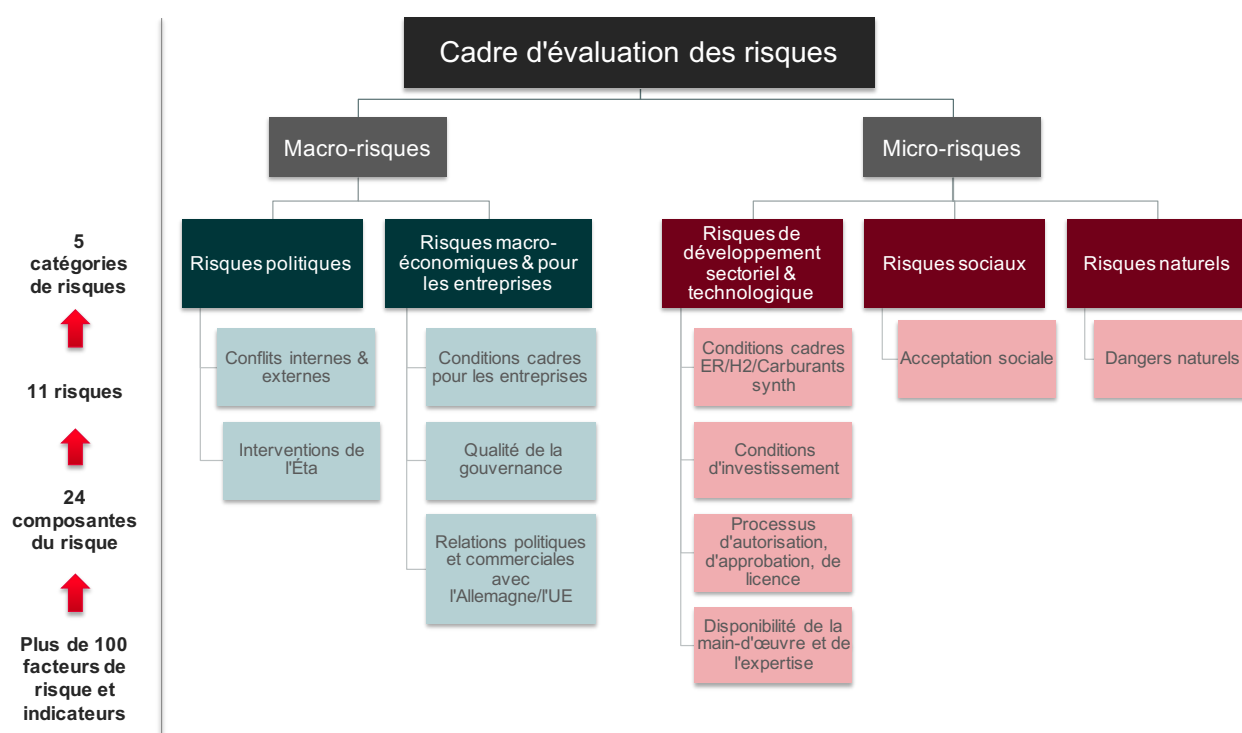


Fig. 5-2 Aperçu des risques-pays analysés

Source : Wuppertal Institut

Une évaluation des risques reflète généralement l'estimation des risques à l'heure actuelle pour l'avenir proche. L'objectif de l'étude était toutefois d'évaluer et de prendre en compte en particulier les risques pour le développement sectoriel à plus long terme. Toutefois, compte tenu de la complexité et de la multiplicité des événements possibles aux niveaux international, national et régional, ainsi que de leurs liens de cause à effet, il est difficile de se prononcer sur l'avenir. Cela est particulièrement vrai dans une région souvent troublée comme l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient. Pour tenir compte de ces incertitudes, deux autres récits de scénario opposés ont été développés en plus de l'évaluation actuelle des risques (le scénario de risque *Risk_bau*), qui décrivent la marge de manœuvre future.

Le premier scénario de risque décrit une évolution positive dans laquelle les risques sont réduits et qui est donc favorable au développement des énergies renouvelables et à la production de carburants synthétiques (*Risque_pos*). Le second scénario, en revanche, met en évidence des évolutions difficiles susceptibles d'accroître les risques dans les deux secteurs (*Risque_neg*). Ces récits ont été rapportés à la situation individuelle de chacun des 17 pays analysés et le risque a été évalué en conséquence. Fig. 5-3 montre le résultat de cette évaluation sous la forme de la valeur totale du risque-pays, à titre d'exemple pour le secteur des carburants synthétiques et pour le scénario positif dans lequel on suppose une réduction des risques.



Fig. 5-3 Valeurs de risque-pays pour le secteur des carburants synthétiques pour le scénario de risque *Risque_pos*

Source : Wuppertal Institut

Suppléments de coûts du capital spécifiques aux pays

Afin d'inclure les risques-pays identifiés dans l'analyse des coûts potentiels, les risques doivent être représentés sous forme de coûts. Une approche a été développée à cet effet, qui permet de traduire les scénarios de risque précédemment déterminés en coûts de capital spécifiques à chaque pays. Cette approche repose sur l'hypothèse selon laquelle un risque plus élevé nécessite un retour sur investissement plus important, ce qui se traduit par un coût du capital plus élevé. Pour faire simple, le coût moyen pondéré du capital (WACC) se compose, de trois éléments : rémunération des placements sûrs, prime de risque-pays et prime de risque technologique. En partant du principe que les risques (purements) inhérents à la technologie et les majorations du coût du capital qui en découlent sont identiques dans tous les pays, les différences de coût du capital pour la dette et les fonds propres entre les pays peuvent être définies comme le coût du risque spécifique à chaque pays.

La transposition des évaluations des risques en majorations du coût du capital spécifiques à chaque pays a été effectuée en trois étapes successives :

- 1 | La première étape a consisté à déterminer le coût actuel des capitaux propres et des capitaux empruntés pour chaque pays.
- 2 | La deuxième étape a consisté à quantifier la contribution des risques précédemment identifiés dans le scénario Risque_bau sur les coûts de financement actuels. Pour ce faire, nous avons eu recours à la méthode dite de la « cascade des coûts de financement » développée par Waissbein et al. (2013)
- 3 | La troisième étape a consisté à calculer les majorations du coût du capital sur la base des deux scénarios de risque pour les différents pays. Pour ce faire, les évaluations des risques pour le scénario positif (Risque_pos) et pour le scénario difficile (Risque_neg) ont été mises en relation avec l'évaluation des risques dans le scénario business-as-usual (Risque_bau) et le coût actuel du capital déterminé au préalable pour le pays concerné.

Il en résulte des majorations du coût du capital spécifiques à chaque pays pour les pays MENA étudiés, qui forment en conséquence trois scénarios de WACC (Fig. 5-4).

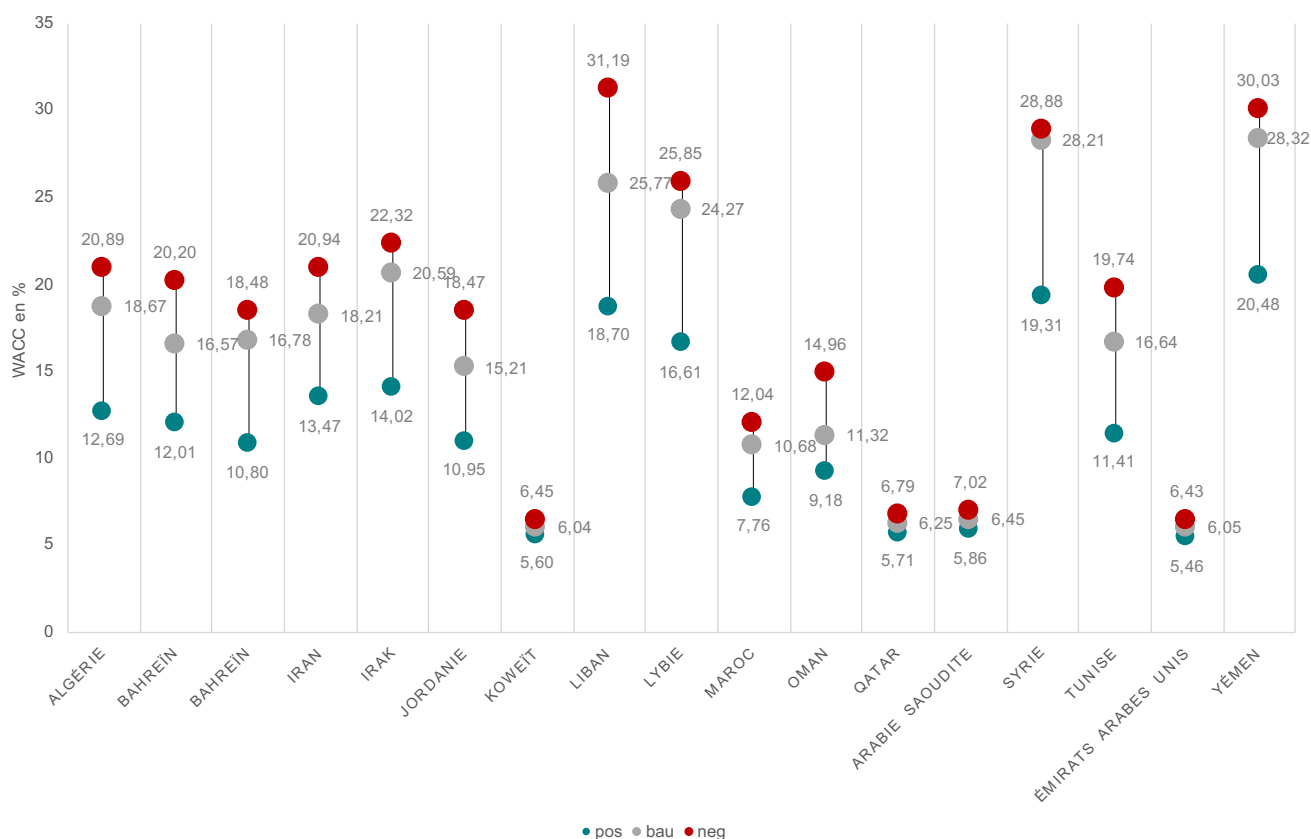


Fig. 5-4 Scénarios WACC (ajustés selon l'inflation, avant impôts)

Source : Wuppertal Institut

Le scénario WACC_bau se base sur le scénario de risque Risque_bau, le scénario WACC_pos sur le scénario de risque Risque_pos et le scénario WACC_neg sur le scénario de risque Risque_neg.

L'approche utilisée ici permet de quantifier les risques-pays, souvent qualitatifs à l'origine, sous la forme d'éventuelles majorations futures du coût du capital. Toutefois, la quantification basée sur le coût actuel du capital a pour conséquence que la fourchette des majorations du coût du capital pour les différents scénarios diffère en partie de la fourchette des scénarios de risque. Cela concerne en particulier les pays qui présentent aujourd'hui des coûts du capital particulièrement bas. Dans ce cas, même pour le scénario difficile BM_neg, les variations du coût du capital sont faibles par rapport au scénario BM_bau, alors que les scénarios de risque présentent parfois des risques plus élevés. L'évolution réelle du WACC peut donc potentiellement s'écarter des valeurs modélisées ici et présenter une fourchette beaucoup plus large dans les différents pays. De plus, il faut noter qu'il s'agit d'une estimation pour l'ensemble du développement sectoriel dans un pays. Les projets individuels peuvent présenter des structures de coûts du capital différentes. En outre, les instruments financiers publics ou multilatéraux peuvent contribuer à fournir des capitaux à un coût inférieur à celui calculé ici.

5.2 Scénarios énergétiques pour les pays MENA

Modélisation de la demande et développement de scénarios

L'estimation de la demande future potentielle d'énergie et de carburant a été effectuée séparément pour les deux régions d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient et pour les 17 pays individuels. Au total, quatre variantes de scénarios ont été considérées, qui suivent des récits différents en matière d'économie énergétique et qui couvrent l'espace des possibilités de développement des besoins propres. La méthode repose sur une modélisation ascendante des scénarios avec ce que l'on appelle un « cadre comptable » et un calibrage du modèle avec, d'une part, des données statistiques spécifiques à chaque pays (notamment AIE, 2017a) et, d'autre part, des scénarios régionaux disponibles qui correspondent aux récits. Les résultats de la détermination des potentiels de production d'électricité et des capacités installables (voir chapitre 5.3) constituent la base essentielle pour la représentation exemplaire des futures structures de production d'électricité.

Le développement de scénarios n'a pas la prétention de fournir une analyse et une évaluation différenciées pour les transformations sociotechniques dans les pays. L'accent a été mis sur l'évolution des bilans énergétiques des pays dans l'hypothèse de structures de production diversifiées sans optimisation des coûts du système. Des analyses plus approfondies des besoins en infrastructures (stockage, réseaux et autres flexibilités) liés à l'équilibrage nécessaire des charges dans le système électrique ainsi qu'aux échanges et au commerce d'énergie entre les pays n'ont pas pu être réalisées dans le cadre du projet. Les importations nécessaires en provenance des pays voisins ne sont pas explicitement indiquées, c'est pourquoi les résultats du côté de la production représentent des valeurs théoriques d'un approvisionnement exclusivement national. De plus amples informations sur l'élaboration des scénarios sont disponibles dans le → *sous-rapport 9*.

Les variantes de scénarios suivantes ont été considérées :

- *Scénario de référence (REF)* : Suit le « Current Policies Scenario » du World Energy Outlook de l'AIE, en supposant la poursuite des politiques actuelles sans

initiatives politiques possibles à l'avenir, comme valeur de référence pour la demande maximale en énergies fossiles et les émissions maximales de CO₂. Hors effet Covid 19, mais incluant les planifications actuelles dans le secteur de l'électricité.

- *Stratégie ER modérée alternative (ALT)* : Stratégies modérées d'efficacité et de développement des ER. Prend pour point de départ les objectifs actuellement connus des pays MENA en matière de développement des ER, complétés par une trajectoire régionale en retard d'une dizaine d'années sur un objectif minimal de réduction de 80 % des GES d'ici 2050 (par rapport à 1990). Se situe entre le REF et l'ADV en termes de développement de l'efficacité et du degré d'électrification.
- *Scénario 100 % ER (ADV)* : Scénario ambitieux avec 100 % d'ER et zéro émission de CO₂ d'ici 2050. Basé sur le scénario global 2 °C de (Teske et al., 2019). Substitution complète des demandes restantes de gaz et de combustibles et carburants par des sources d'énergie synthétiques, en complément d'une électrification poussée et d'une utilisation directe de H₂. Pas de biocarburants dans les transports conformément aux scénarios SDS de l'AIE tirés du World Energy Outlook (AIE, 2017b). Y compris la production de PtL en remplacement des combustibles de soute (transport maritime et aérien international) et de la consommation fossile non énergétique dans l'industrie.
- *Variante ALT avec 100 % de combustibles synthétiques en 2050 ALT2* : Scénario alternatif avec des stratégies d'efficacité et de développement des ER modérées, conformément au scénario ALT, associé à l'hypothèse d'un remplacement complet des combustibles fossiles restants d'ici 2050 pour atteindre l'objectif de 100 % d'ER. Une utilisation directe plus faible de l'électricité et de la chaleur renouvelables, ainsi qu'un développement moins ambitieux de l'efficacité. Au final, cette variante fournit une estimation maximale des besoins propres possibles des pays.

Résultats des scénarios

Fig. 5-5 montre la consommation totale d'énergie finale résultant de la projection ascendante du secteur des transports pour tous les types d'énergie et tous les modes de transport en tant que somme des 17 pays ou régions MENA. Alors que le *scénario de référence* donne une très forte augmentation de la consommation entre 2015 et 2050 d'un facteur 2,4, l'augmentation dans le *scénario modéré* n'est que d'un facteur 1,6. Dans le *scénario ambitieux* ADV, les besoins diminuent légèrement à long terme par rapport à aujourd'hui, en raison de la forte baisse des consommations spécifiques, de la forte électrification et du changement modal conséquent vers les modes de transport les plus efficaces.

Un éventuel besoin en PtL n'est supposé que dans les deux scénarios 100 % ER. Au total, pour tous les pays MENA, il passe de 143 PJ en 2030 à environ 2 470 PJ en 2040 et environ 5 360 PJ en 2050 dans le cas du scénario ADV. Dans le scénario ALT2, qui est modéré en termes de réduction de la consommation, les besoins propres sont toujours plus élevés pour une mise en œuvre de la PtL dans les mêmes délais. Ici, les besoins passent de 194 PJ en 2030 à environ 4 380 PJ en 2040 et environ 13 100 PJ en 2050.

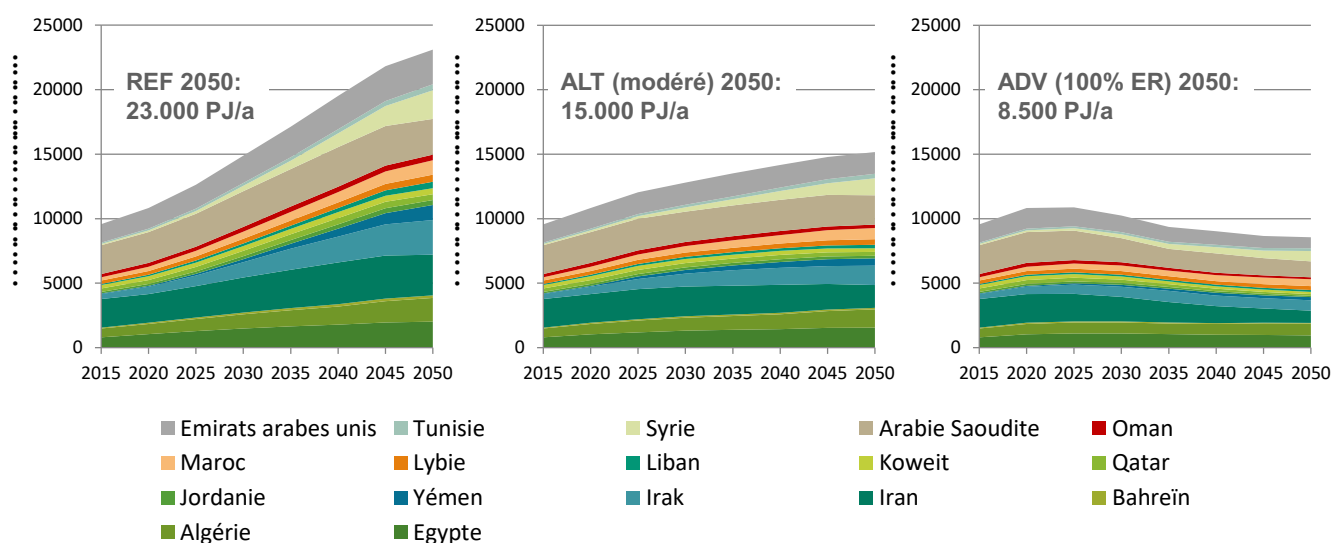


Fig. 5-5 Évolution de la consommation finale d'énergie dans les transports pour tous les pays MENA considérés dans les scénarios REF, ALT et ADV

Source : DLR

La demande totale d'électricité renouvelable a été estimée pour chaque pays à partir de toutes les demandes d'électricité provenant aussi bien des secteurs de consommation finale que de la production d'hydrogène et de carburants synthétiques. Fig. 5-6 montre l'évolution correspondante de la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne (terrestre et offshore) et de l'énergie solaire (PV et CSP) dans les deux scénarios 100 % ER sous la forme des quantités annuelles produites et des puissances installées nécessaires à cet effet. Les contributions provenant d'autres énergies renouvelables (biomasse, géothermie, énergie marine) et de la reconversion d'hydrogène en électricité ne sont pas représentées.

Au final, dans le scénario ADV, les puissances installées pour l'électricité éolienne et solaire atteignent près de 4 500 GW pour une production d'électricité de 9 700 TWh en 2050 pour l'ensemble des pays MENA considérés. Dans le scénario ALT2, tant les puissances que les quantités annuelles d'électricité nécessaires en 2050 sont deux fois plus élevées. Bien que les exigences posées aux systèmes électriques dans les deux scénarios 100 % ER soient énormes et dépassent pour la plupart de plusieurs ordres de grandeur les objectifs actuels des pays MENA, l'exploitation des potentiels techniques présentés dans le chapitre 5.3 est faible dans les pays à fort potentiel de surface. Dans l'ensemble des pays MENA, les potentiels techniques éoliens et solaires sont exploités à hauteur de 1,5 % et 3 % respectivement dans les deux scénarios 100 % ER, sans prise en compte de la concurrence future entre les surfaces. D'autres valeurs de résultats sont disponibles dans le → sous-rapport 9.

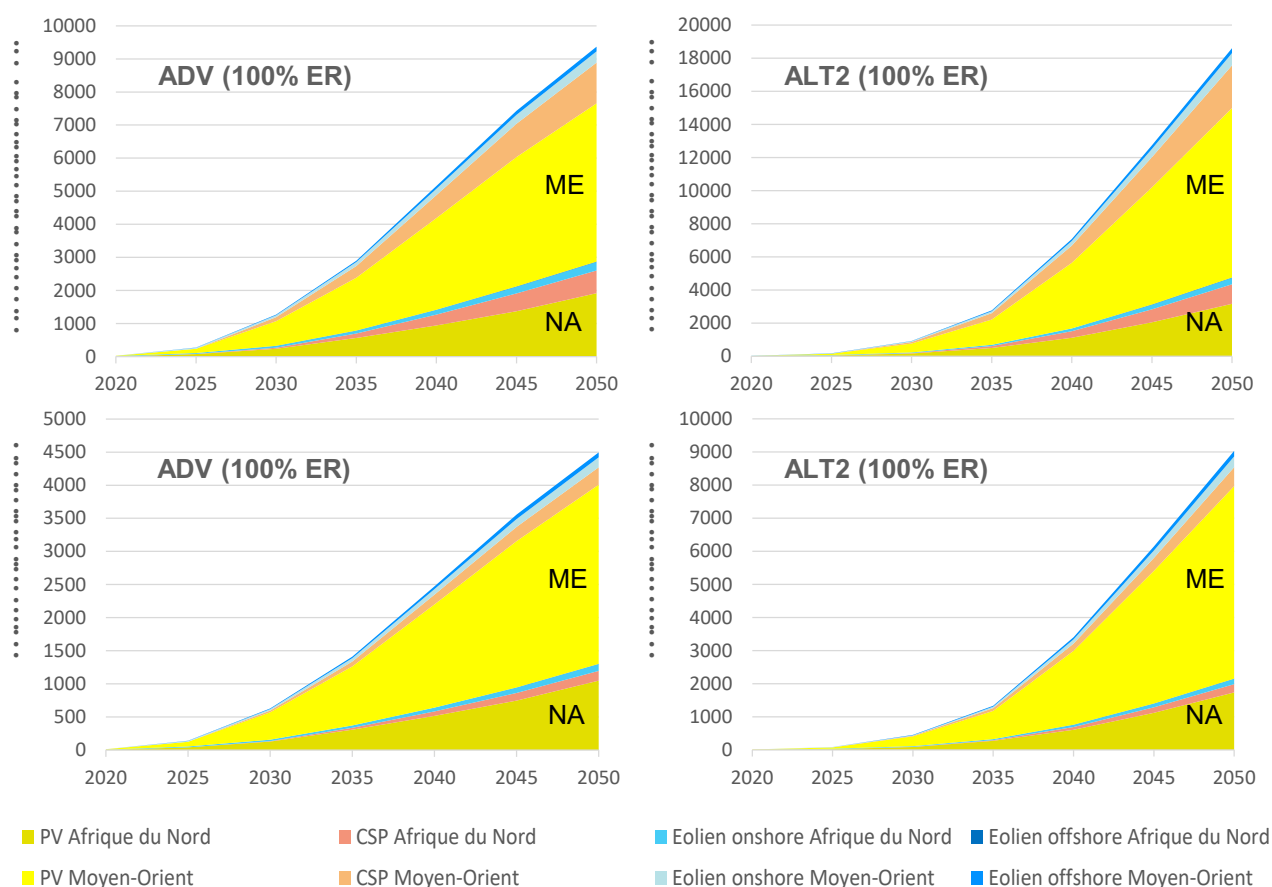


Fig. 5-6 Exemple d'évolution des volumes annuels et des puissances installées de la production d'électricité d'origine solaire et éolienne dans les scénarios ADV et ALT2

Source : DLR

5.3 Analyse du coût potentiel technique et basée sur les risques

L'analyse du coût potentiel (ACP) pour l'électricité ER et les carburants Fischer-Tropsch (FT) comprend la détermination des potentiels de production techniquement possibles ainsi que des potentiels d'exportation et des coûts de revient associés du produit cible respectif, également appelés coûts potentiels (CP). Cela devrait aider à identifier les régions appropriées pour la production d'électricité et de carburants ER (voir également le [→sous-rapport 10](#)).

L'ACP pour l'électricité ER et les carburants FT a été réalisée à l'aide de différentes méthodes. L'ACP pour l'électricité ER a été réalisée à l'aide d'une simple comptabilité analytique, tandis que l'ACP pour les carburants FT a été réalisée à l'aide d'une modélisation de la filière PtL. Les deux méthodes ont d'abord permis de déterminer les coûts potentiels de la production à l'aide de données sur le potentiel et de l'évaluation des risques-pays. Ensuite, les besoins propres déterminés dans les scénarios énergétiques ont été déduits du potentiel de production le plus avantageux, ce qui a permis de déterminer les coûts potentiels de l'exportation (potentiel d'exportation). Les valeurs du scénario ALT2 ont été utilisées pour estimer au maximum l'effet des besoins propres (voir chapitre 5.2).

Cette approche a permis de déterminer les CP pour différents scénarios. Les dimensions de l'espace du scénario étaient les suivantes :

- le type de technologie ER : PV, CSP, éolienne,
- l'horizon temporel : 2030, 2040, 2050, et
- l'évolution des risques-pays sous la forme de WACC spécifiques à chaque pays, conformément au chapitre 5.1 : WACC_ref (6 % pour tous les pays), WACC_bau, WACC_pos, WACC_neg (WACC individuel par pays)

Détermination des potentiels d'électricité ER

La détermination des potentiels d'électricité ER comprend le calcul des capacités installables pour les installations PV, CSP et éoliennes, ainsi que leur production horaire d'électricité et leurs potentiels de production et coûts annuels. Cela s'est fait dans l'outil d'analyse des données énergétiques (EnDAT) du DLR au cours des quatre étapes de travail décrites ci-dessous. L'approche a été développée par Scholz pour l'Europe (Scholz, 2012) et étendue à l'échelle mondiale par Stetter (Stetter, 2014).

- 1 | **Analyse des ressources :** Les données météorologiques (rayonnement solaire, vitesses du vent) pour l'année météorologique représentative 2002 ont été pré-traitées pour la modélisation en termes de résolution temporelle et spatiale.
- 2 | **Analyse des surfaces terrestres disponibles :** Pour ce faire, des critères d'exclusion des terres, des données sur l'occupation des sols et des facteurs d'utilisation des sols ont été pris en compte. L'analyse des surfaces terrestres a permis de déterminer les capacités installables pour les installations ER.
- 3 | **Modèle de centrale électrique :** Des séries chronologiques de production d'électricité avec une résolution horaire ont été générées à l'aide d'hypothèses technologiques.
- 4 | **Considérations économiques :** Les coûts annuels de production d'électricité ont été calculés sur la base des capacités installables et d'hypothèses relatives aux coûts d'investissement et d'exploitation. Les coûts et les potentiels correspondants ont permis de déterminer des coûts de revient moyens pour différentes classes de potentiel. Ceux-ci ont ensuite permis une agrégation spatiale en séries chronologiques régionales et en potentiels de coûts.

Les étapes expliquées ont été appliquées à une résolution spatiale de cellules de grille définie de 0,045° (environ 5 km) pour 88 pays dans le monde entier. Les données ont ensuite été agrégées en régions définies. L'agrégation a été effectuée différemment selon l'application (analyse du système énergétique, du scénario énergétique, du marché, des coûts potentiels). Pour la suite de l'analyse du coût potentiel, les données ont été agrégées à une résolution de cellule de grille plus grossière de 0,45° (environ 50 km) dans les 17 pays MENA.

Analyse des coûts potentiels de l'électricité ER

Des CP de référence ont été créés à partir des potentiels de production annuels déterminés dans la section précédente et des coûts de production correspondants. À l'aide d'un facteur d'échelle calculé entre autres à partir des WACC spécifiques aux pays,

ceux-ci ont été adaptés aux différents scénarios de WACC (WACC_bau, WACC_pos, WACC_neg).

Analyse des coûts potentiels des carburants FT

Les coûts de production des carburants FT ont été déterminés à l'aide de la modélisation d'une filière PtL. Le modèle technico-économique PtL a permis d'optimiser les coûts des installations de production. L'optimisation a été réalisée en respectant des conditions secondaires pertinentes telles que les bilans de masse et d'énergie. Il a été supposé que les installations de production étaient des installations isolées sans connexion au réseau. Les entrées du modèle étaient les séries chronologiques de la production horaire d'électricité, des hypothèses technico-économiques sur les composants du système, des cartes de distance aux infrastructures ainsi que des WACC spécifiques aux pays et aux technologies.

La filière PtL comprenait une installation PtL ainsi que la fourniture d'électricité nécessaire. La fourniture d'électricité prenait en compte une centrale d'ER, un stockage d'énergie (batterie ou stockage d'énergie thermique) ainsi qu'un transport d'électricité. L'installation PtL comprenait une électrolyse PEM, un stockage d'hydrogène et une synthèse FT. Pour le processus PtL, les besoins en électricité et en eau de l'électrolyseur ainsi que les besoins en dioxyde de carbone (CO₂) ont été pris en compte de manière simplifiée. Pour le processus PtL, les besoins en électricité et en eau (H₂O) de l'électrolyse ainsi qu'en dioxyde de carbone (CO₂) pour le réacteur RWGS intégré ici dans la synthèse FT ont été représentés. En raison d'une meilleure connexion à l'infrastructure, il a été supposé que l'installation PtL se trouvait à proximité d'un port et que l'électricité ER provenant de centrales solaires ou éoliennes était à chaque fois prélevée dans la cellule de grille de 50 km considérée localement. L'eau provient d'une installation d'osmose inverse d'eau de mer et le CO₂ de cimenteries situées près des côtes ou, à long terme, d'installations de DAC peu coûteuses.

La quantité de carburant pouvant être produite a été extrapolée à l'aide de la capacité maximale des installations ER pouvant être installées localement et résulte en un potentiel de production techniquement possible. Lors de la dernière étape, les besoins propres des pays MENA (voir chapitre 5.2) ont été déduits à chaque fois des potentiels de production les plus avantageux, ce qui a permis d'obtenir les potentiels d'exportation ou les CP des exportations.

Fig. 5-7 montre, à titre d'exemple, le potentiel d'exportation du carburant FT en 2050, sur la base d'un WACC de référence de 6 %, identique dans tous les pays. Par rapport aux besoins en carburant de l'Allemagne et de l'Europe (voir également le chapitre 4.1), il en résulte des potentiels d'exportation suffisamment élevés avec des coûts de revient faibles.

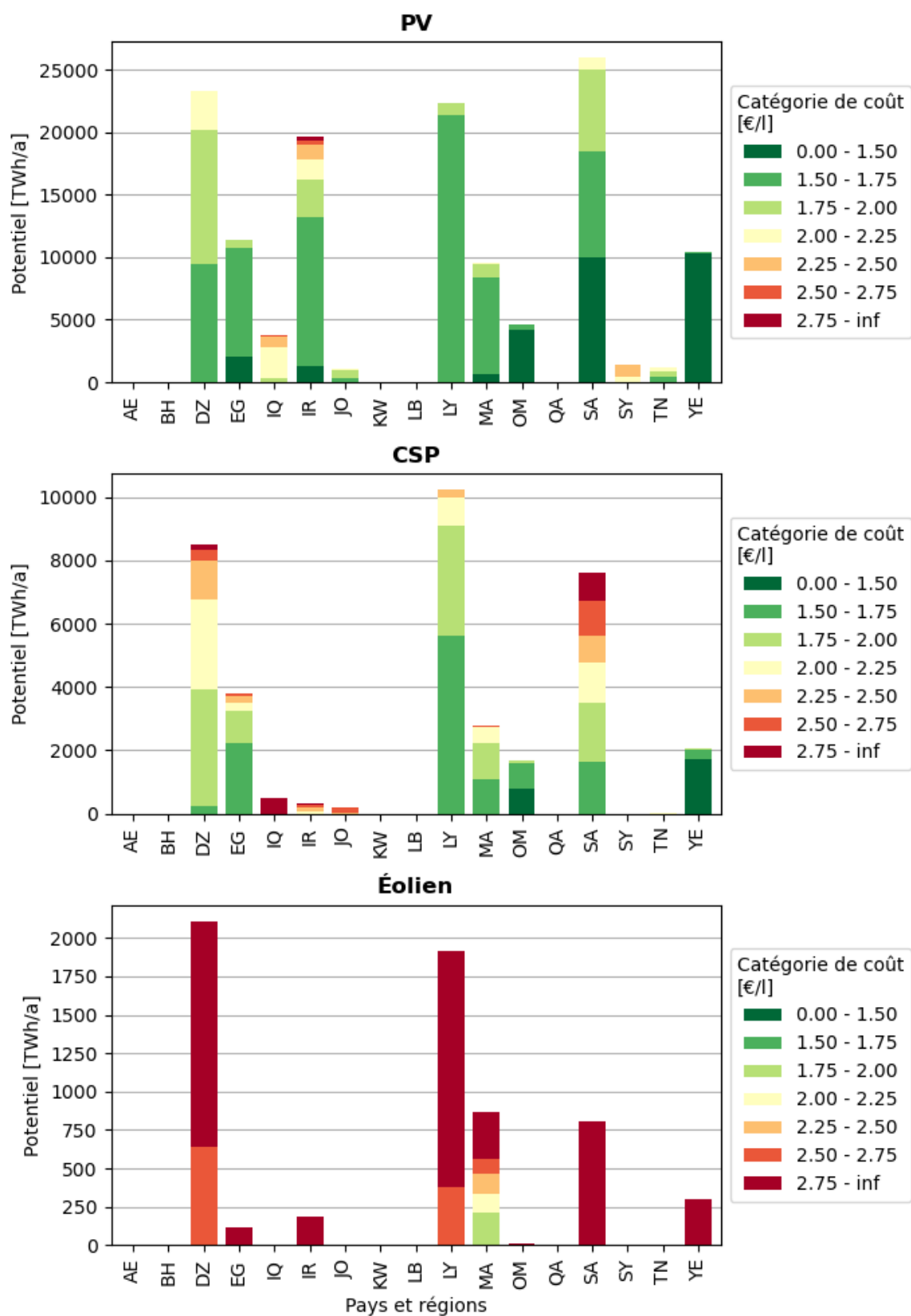


Fig. 5-7 Potentiels d'exportation spécifiques par pays pour le carburant Fischer-Tropsch avec photovoltaïque, CSP et éolien en 2050, avec un WACC de référence de 6 %

Fig. 5-8 Montre, par exemple, les coûts de revient locaux du carburant FT avec PV en 2050, avec un WACC de référence de 6 %.

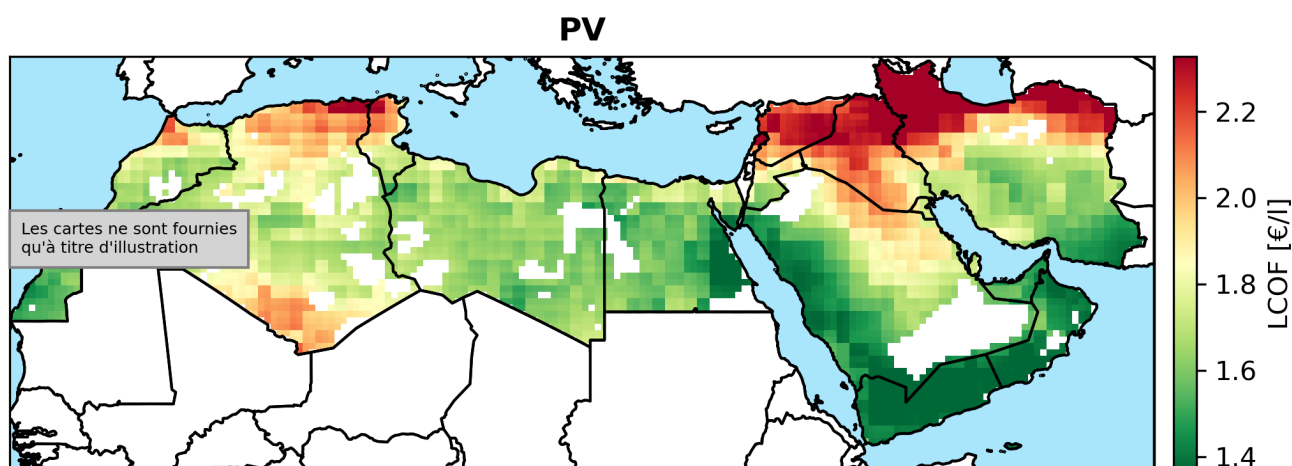


Fig. 5-8 : Coût de revient local (LCOF) du carburant Fischer-Tropsch basé sur le photovoltaïque en 2050, avec un WACC de référence de 6 %

5.4 Synthèse des études succinctes par pays

Afin de pouvoir évaluer les connaissances théoriques dans des conditions spécifiques à certains pays MENA, des études succinctes par pays ont été réalisées par des prestataires externes en Jordanie, au Maroc et en Oman. Concrètement, les conditions-cadres pour le développement d'un secteur d'exportation d'hydrogène et de produits dérivés synthétiques ont été examinées en termes d'infrastructures et de conditions industrielles, et les parties prenantes pertinentes et leurs intérêts ont été identifiés (voir également le *→ sous-rapport 11*).

Le choix des trois pays pour les études succinctes s'est fait sur la base des résultats des analyses réalisées dans le cadre du projet MENA-Fuels, des recommandations des deux comités consultatifs et de la faisabilité dans les conditions financières et temporelles données par le projet. En outre, l'exigence était de prendre en compte des pays des deux régions, l'Afrique du Nord et le Proche-Orient, ainsi que de représenter une diversité en ce qui concerne le rôle actuel dans le système énergétique mondial en tant qu'exportateur de pétrole ou de gaz ou en tant qu'importateur d'énergie.

L'étude succincte sur le Maroc montre que le pays, pionnier mondial en matière de développement des énergies renouvelables, nourrit également de grandes ambitions en matière de développement d'une économie de l'hydrogène. Le Maroc veut devenir le leader mondial de la production d'hydrogène vert et, en conséquence, le développement d'un secteur d'exportation d'hydrogène vert et d'autres sources d'énergie synthétique est largement soutenu sur le plan politique. Le Maroc développe actuellement une feuille de route pour l'hydrogène, qui quantifie également les volumes d'exportation visés. Le Maroc a par ailleurs déjà conclu plusieurs accords de partenariat avec des pays européens en matière d'hydrogène vert. Les premières installations pilotes sont en cours de planification et il existe déjà un cluster d'hydrogène vert, « GreenH2 Maroc », qui se concentre sur le développement et

l'industrialisation de l'hydrogène vert. L'industrie allemande et européenne est très intéressée par le Maroc en tant qu'exportateur de carburants verts synthétiques. En ce qui concerne les conditions préalables en matière d'infrastructures, le Maroc dispose d'une bonne base de départ avec un réseau électrique relativement bien développé, un gazoduc existant vers l'Espagne, la présence de cavernes de sel qui pourraient être utilisées pour le stockage de l'hydrogène et des infrastructures portuaires bien développées. En ce qui concerne l'industrie, le pays dispose d'une importante industrie chimique, notamment dans le domaine des engrais ; en revanche, les activités dans le domaine de la pétrochimie et de l'industrie gazière sont limitées.

L'étude succincte sur Oman montre que le pays est également déjà très actif en ce qui concerne le développement de projets d'hydrogène vert en vue d'une future exportation. Dans ce pays, dont l'économie est jusqu'à présent fortement dépendante des exportations de pétrole, l'hydrogène semble avoir été identifié comme un nouveau secteur économique potentiel. En conséquence, une stratégie en faveur de l'hydrogène est actuellement en cours de développement et prévoit des volumes d'exportation élevés. Les conditions semblent favorables, car le pays dispose de sites proches des côtes avec des profils d'énergie renouvelable qui permettent un nombre élevé d'heures à pleine charge. Dans le même temps, le pays est géographiquement bien situé entre l'Europe et l'Asie, politiquement stable et offre un très bon environnement commercial. Un certain nombre de projets sur l'hydrogène vert et les carburants synthétiques ont déjà été annoncés, notamment un projet à grande échelle de 25 GW. Une alliance nationale pour l'hydrogène, Hy-Fly, a été créée afin d'accélérer le développement et l'utilisation de l'hydrogène propre et de mettre en place une économie de l'hydrogène mature d'ici 2040. La condition infrastructurelle pour le développement d'un secteur d'exportation d'hydrogène est, outre des taux de développement très élevés pour les énergies renouvelables, une extension parallèle du réseau électrique. De plus, les capacités de transport et de dessalement de l'eau doivent être développées. Dans le domaine industriel, Oman dispose d'une industrie chimique pertinente, ainsi que d'une vaste expérience dans l'extraction et le traitement du pétrole et du gaz, qui peuvent être utilisés pour le développement d'une production de carburant synthétique.

L'étude succincte sur la Jordanie montre que ce pays, pionnier dans le développement des énergies renouvelables dans la région MENA, dispose de bonnes conditions de départ. Cependant, les développements dans le domaine de l'hydrogène vert et des carburants synthétiques sont encore moins avancés qu'au Maroc ou qu'en Oman. En raison des surcapacités de production d'électricité, la Jordanie a tout intérêt à stocker l'électricité et à exporter les excédents. Dans ce domaine, outre les exportations directes d'électricité, la production de sources d'énergie synthétiques vertes destinées à l'exportation pourrait constituer une stratégie intéressante pour la Jordanie. En ce qui concerne les projets concrets, il existe jusqu'à présent des discussions préliminaires entre une entreprise australienne et le gouvernement jordanien sur une étude de faisabilité pour la production d'hydrogène vert. En termes d'infrastructures, le développement d'un secteur de l'hydrogène vert en Jordanie nécessite le développement du réseau électrique afin de transporter l'électricité ER des sites les plus productifs de l'est, du centre et du sud du pays vers des sites de production potentiels à Amman, Maan ou Aqaba. Parallèlement, la fourniture d'eau par

dessalement sera également un facteur critique pour la production d'hydrogène vert, car les capacités de dessalement font actuellement défaut. En revanche, la Jordanie dispose d'une expérience dans le stockage du gaz naturel dans des cavernes de sel à Amman et Aqaba, où des plateformes potentielles pour l'hydrogène vert pourraient être développées. En outre, la Jordanie dispose d'une industrie chimique importante qui produit des engrais à base de potassium et de phosphate.

La **conclusion** de toutes les études succinctes est que les (premières) activités liées à l'hydrogène vert et aux carburants synthétiques ont déjà lieu dans les trois pays et que des objectifs stratégiques d'exportation sont en cours de définition au Maroc et en Oman. En Oman et au Maroc notamment, un certain nombre de grands projets de production d'hydrogène et de carburants synthétiques destinés à l'exportation ont déjà été annoncés. Les volumes de développement nécessaires dans le domaine des énergies renouvelables et des infrastructures de transport et de transmission sont par conséquent élevés, en particulier lorsqu'il s'agit d'assurer l'additionnalité de la production d'énergies renouvelables. Les taux de développement actuels doivent être dépassés de plusieurs fois pour atteindre les capacités cibles visées. Il existe des difficultés importantes en termes de gestion des capacités et des ressources, qui pourraient potentiellement conduire à des goulets d'étranglement dans la réalisation des plans. En outre, les options de localisation dans les trois pays doivent être étudiées plus en détail, à savoir si la production d'hydrogène et de carburants synthétiques devrait plutôt se faire sur des sites d'énergie renouvelable ou sur des sites portuaires pour l'exportation directe, car cela a une grande influence sur les infrastructures de transport nécessaires.

6 Sous-projet B.II : Futurs marchés, produits commerciaux et chaînes de valeur ajoutée

L'objectif de ce sous-projet était d'analyser les questions économiques en rapport avec les potentiels de coûts déterminés dans le sous-projet B.I et les scénarios d'importation de carburants synthétiques en Allemagne qui en découlent dans le sous-projet A.II. Le contenu de ce sous-projet comprend les étapes de travail suivantes :

- Futurs marchés et produits commerciaux (→ *sous-rapport 12*)
- Effets de répartition macroéconomiques, socioéconomiques et environnementaux (→ *sous-rapport 13*).

Ces éléments sont présentés en détail dans les paragraphes suivants.

6.1 Développement d'un modèle de commerce mondial pour vérifier les interactions avec l'espace EUMENA

La reproduction d'un commerce mondial d'hydrogène vert et de carburants synthétiques devrait permettre de déterminer si les relations entre les pays de la région MENA et l'Europe (en particulier l'Allemagne), établies dans le cadre du sous-projet A.II, seraient également valables sur un marché mondial ou s'il existe d'éventuelles relations de concurrence. L'offre et la demande d'autres nations en dehors de la zone EUMENA ont donc été identifiées et les échanges potentiels de marchandises avec ces pays ont été examinés.

Développement d'un modèle de marché

Un modèle de marché a été développé à cet effet. Deux prémisses essentielles ont été prises en compte : (1) il existe un marché concurrentiel global, de sorte que tous les potentiels de production sont en principe proposés à tous les demandeurs, et (2) le commerce a lieu en priorité entre les partenaires pour lesquels la marge la plus élevée par unité de commerce est attendue. Les facteurs de restriction sont le niveau des taux d'intérêt spécifiques au pays pour les investissements sous forme de coût moyen pondéré du capital (WACC), les coûts de transport, les restrictions commerciales (embargos) et les droits de douane. En raison de l'absence de définition de l'hydrogène vert en termes de qualité de l'électricité pendant la durée du projet (par exemple, reconnaissance du commerce de certificats d'électricité verte, contrats de fourniture d'électricité à long terme avec des installations d'énergie renouvelable (Power Purchase Agreements, PPA) ou connexion directe à des installations d'énergie renouvelable spécifiques), il a fallu partir du statu quo et appliquer la valeur moyenne pondérée en CO₂ de l'approvisionnement public en électricité. C'est pourquoi le modèle a été basé sur un système en îlot (approvisionnement direct), c'est-à-dire que la production d'hydrogène dépend directement des énergies renouvelables qui alimentent la région.⁵

⁵ Voir également à ce sujet la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II), paragraphe 90.

Pour ce faire, les coûts de production de l'électricité ER, de l'hydrogène vert et des carburants synthétiques ont d'abord été calculés par région. Une région comprend une zone au sein d'une nation qui se caractérise par des potentiels particuliers pour l'éolien terrestre, l'éolien offshore, le CSP ou le photovoltaïque. La détermination des régions, de leurs potentiels d'ER et de leurs coûts spécifiques de production d'électricité a été effectuée pour 88 pays au moyen d'EnDAT par le DLR (voir chapitre 5.3). Ces données sont intégrées dans le modèle de négociation en tant que valeurs exogènes. Le potentiel existant est diminué des capacités déjà existantes, en commençant par les potentiels avec les heures de pleine charge les plus élevées. Les autres besoins de développement des ER par d'autres secteurs sont pris en compte pour les trois années de référence 2030, 2040 et 2050, de manière à ce qu'ils soient prioritaires par rapport à la production d'hydrogène et réduisent le potentiel pour l'année concernée, le potentiel économiquement le plus avantageux de chaque ER étant toujours pris en compte. L'ensemble du potentiel d'ER restant pour l'année de référence considérée est alors disponible pour la production d'hydrogène vert et de carburants synthétiques, sans tenir compte des besoins futurs dans tous les secteurs. Le stock et le besoin de développement des ER ainsi que la demande en carburants synthétiques sont empruntés à des scénarios cibles existants :

- Pour l'Europe, les résultats sont tirés des modèles d'approvisionnement en énergie du sous-projet A.II (→ *sous-rapport 6*).
- Pour MENA, les résultats sont tirés des scénarios énergétiques du sous-projet B.I 100 % ER (scénario ADV) (→ *sous-rapport 9*).
- La croissance des ER et la demande d'hydrogène vert et de carburants synthétiques des autres pays proviennent des scénarios cibles de 1,5 ° du Global Energy and Climate Outlook 2020 (Keramidas et al., 2021).

Sur la base des mêmes hypothèses techniques et économiques que celles utilisées pour déterminer les coûts de revient dans le chapitre 5.3, les coûts endogènes au modèle pour l'hydrogène vert et les carburants synthétiques sont déterminés et des offres sont faites pour toutes les combinaisons entre régions et nations, à l'exception des embargos existants. Le modèle établit un ordre de mérite par nation demandeuse et détermine, pour toutes les nations, quelle combinaison permet de dégager la marge spécifique la plus élevée. La marge est alors calculée comme la différence avec les coûts de production nationaux qui suivent dans l'ordre de mérite et en fonction de leurs potentiels. Si l'auto-approvisionnement représente l'option la plus avantageuse et que ces capacités ne peuvent pas être concurrencées sur le marché mondial, et donc dégager une marge supérieure à la rémunération des capitaux propres supposée dans le WACC, l'auto-approvisionnement a lieu. Inversement, cela signifie également que l'exportation est privilégiée si la marge est plus élevée et que les besoins propres sont couverts au fil du temps par des capacités nationales plus coûteuses ou, le cas échéant, par des importations.

L'offre avec la marge la plus élevée est retenue et le potentiel ainsi que les offres existantes de la région sont corrigés en fonction de la quantité appliquée. Cette attribution est répétée jusqu'à ce que la totalité de la demande soit satisfaite ou que les potentiels possibles soient épuisés. Cette procédure est appliquée aux trois années de référence en tenant compte de l'impact sur le potentiel disponible.

Au total, 12 scénarios ont été envisagés. Ceux-ci se basent sur les trois scénarios de demande « Mélange de combustibles » (BM), « Propulsions innovantes » (EL) et « Propulsions classiques » (SYN) et ont été calculés chacun avec quatre variations du WACC (ref, pos, bau, neg) (voir chapitre 4.2).

- BM_ref, BM_bau, BM_pos, BM_neg
- EL_ref, EL_bau, EL_pos, EL_neg
- SYN_ref, SYN_bau, SYN_pos, SYN_neg

Résultats centraux

La principale conclusion est que, selon les hypothèses du modèle, la région MENA ne serait qu'un partenaire commercial limité pour l'UE en ce qui concerne les carburants synthétiques. Fig. 6-1 et Fig. 6-2 montrent que, sur l'ensemble des 12 variantes de scénario considérées, le commerce avec les pays africains ne se concrétiserait que dans les variantes BM_ref et SYN_ref. Selon les quantités requises au niveau mondial, l'UE s'approvisionne presque pour moitié elle-même et offre aux fournisseurs de carburants synthétiques d'Amérique et d'Océanie des marges très intéressantes et donc une grande flexibilité de l'offre par rapport aux concurrents.

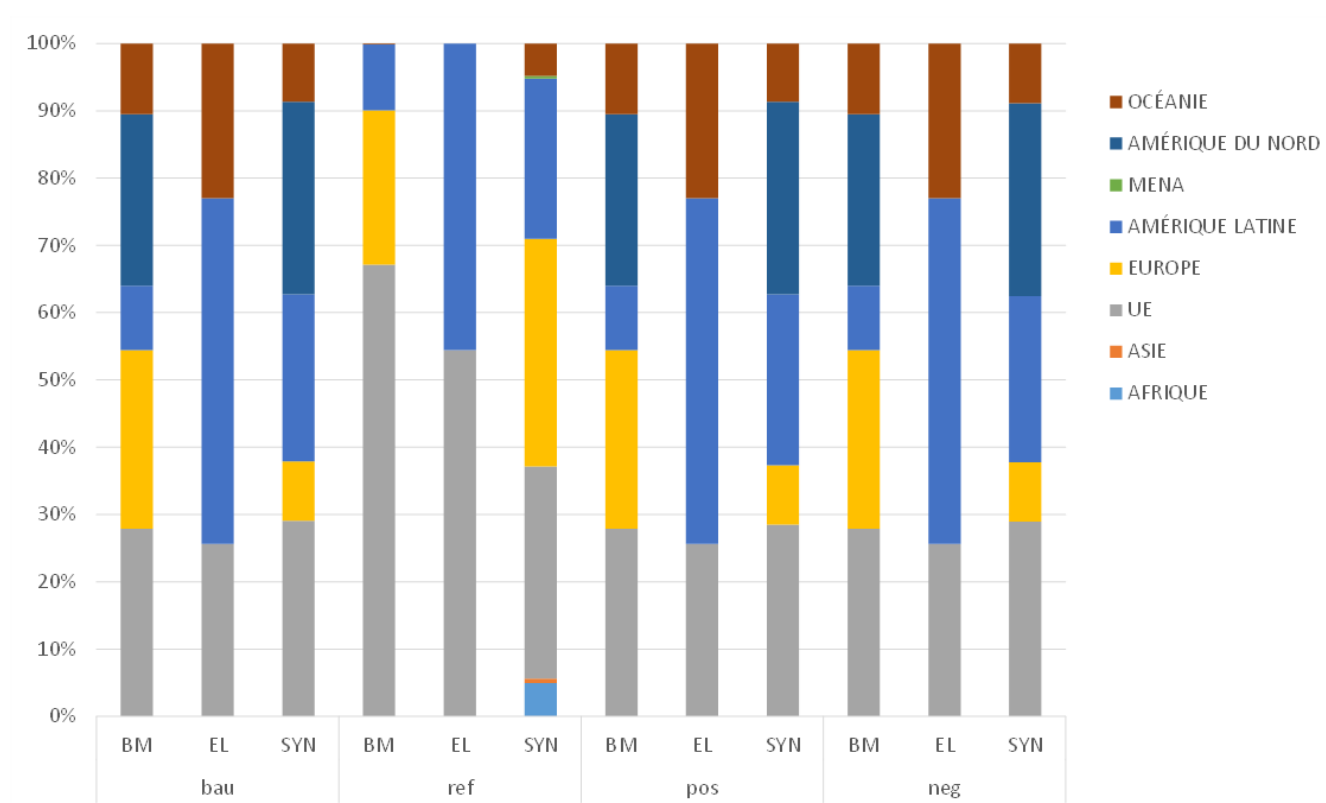


Fig. 6-1 Approvisionnement proportionnel de l'UE en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2030

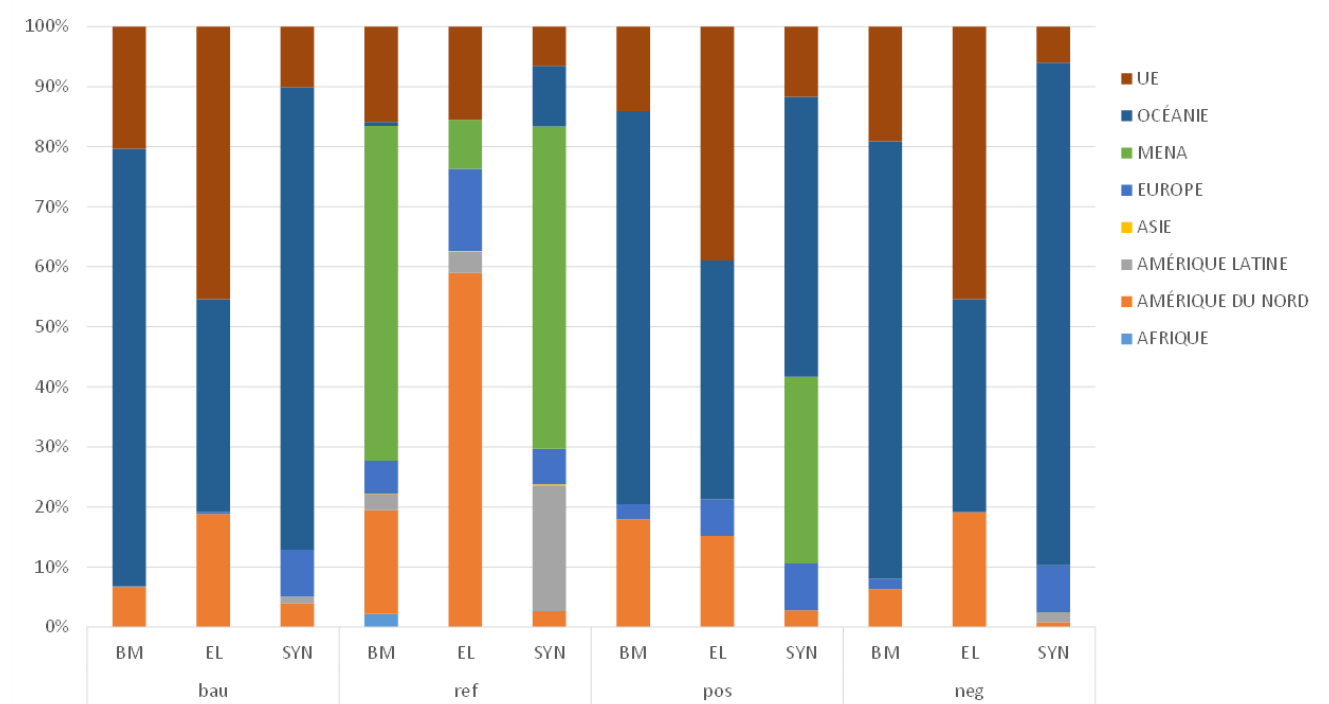


Fig. 6-2 Approvisionnement proportionnel de l'UE en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2050

Il en va de même pour l'Allemagne (voir Fig. 6-3 et Fig. 6-4). Pour des quantités demandées de carburants synthétiques faibles et moyennes (scénarios EL et BM), les États membres de l'UE et l'Amérique seraient les principaux fournisseurs de l'Allemagne jusqu'en 2040 inclus.

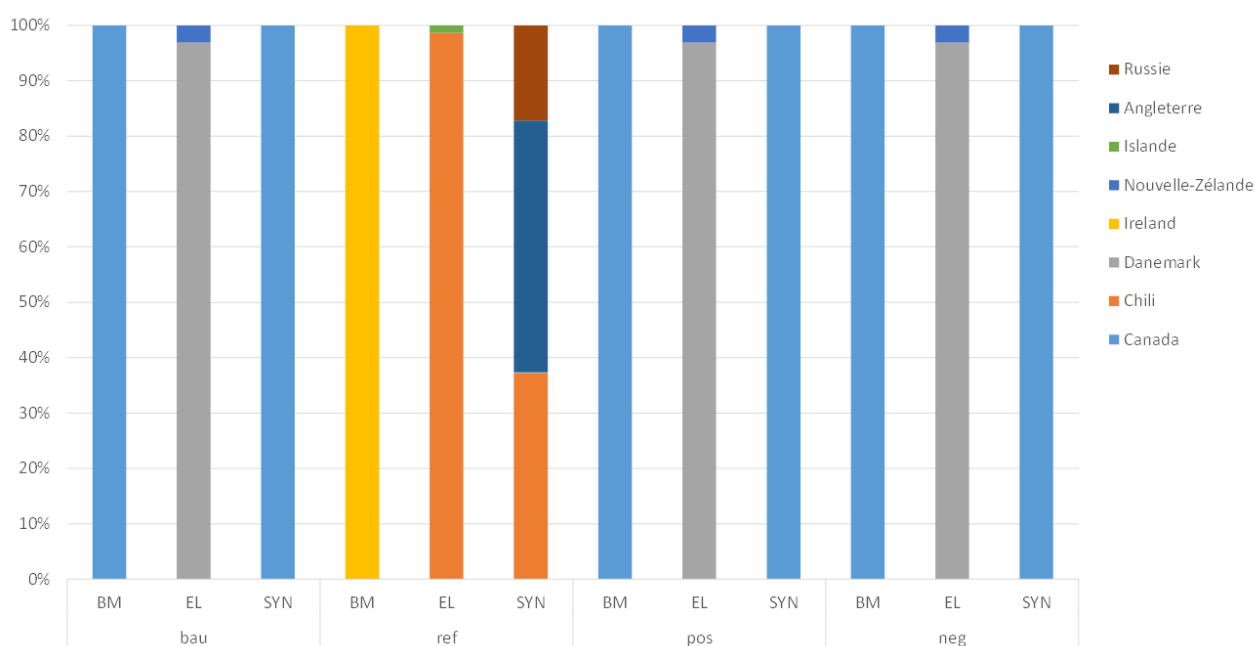


Fig. 6-3 Approvisionnement proportionnel de l'Allemagne en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2030

Mais jusqu'en 2050, l'Australie se chargera d'une grande partie de l'approvisionnement, à l'exception des variantes Ref.

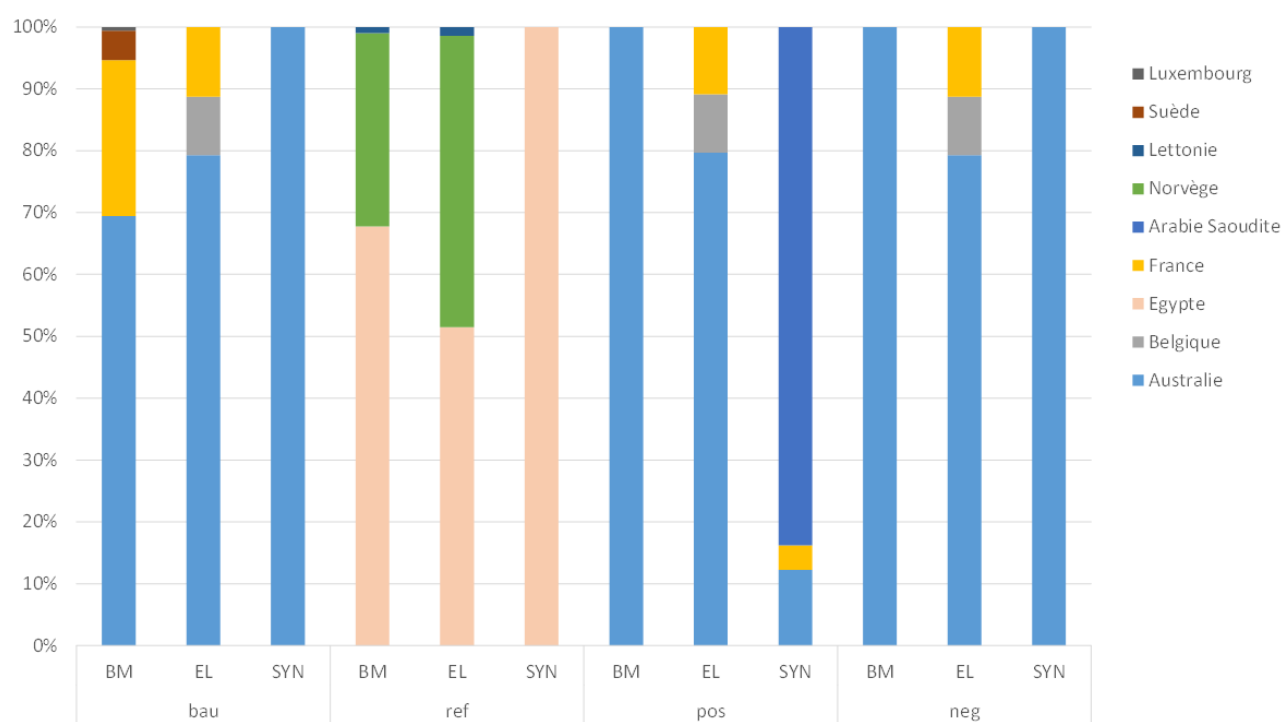


Fig. 6-4 Approvisionnement proportionnel de l'Allemagne en carburants synthétiques en fonction des variantes de scénario en 2050

S'il est vrai que les pays de la région MENA peuvent présenter d'importants potentiels d'ER favorables, d'autres pays disposent de WACC plus faibles et de coûts de production d'électricité plus avantageux en raison de la technologie, grâce à un plus grand nombre d'heures de pleine charge, notamment grâce au vent. Fig. 6-4 montre, dans les hypothèses retenues ici, qu'avec une amélioration du WACC dans la variante WACC_pos ou avec un alignement dans la variante WACC_ref, la région MENA pourrait tout à fait être un partenaire solide.

Fig. 6-5 montre, à l'exemple du PV en 2050 pour la variante WACC_bau, que toutes les nations situées au-dessus de la ligne bleue pourraient être des fournisseurs potentiels de l'Allemagne. La ligne représente les coûts de revient moyens en Allemagne en 2050 et indique le rapport entre le WACC et les heures de pleine charge qui permettra de maintenir le prix. Les coûts de production pondérés par les quantités et les heures de pleine charge des carburants synthétiques issus d'installations PV ont servi de base à la figure. Il s'avère, comme on pouvait s'y attendre, que des WACC plus élevés peuvent théoriquement être compensés par des heures de pleine charge plus importantes et vice versa.

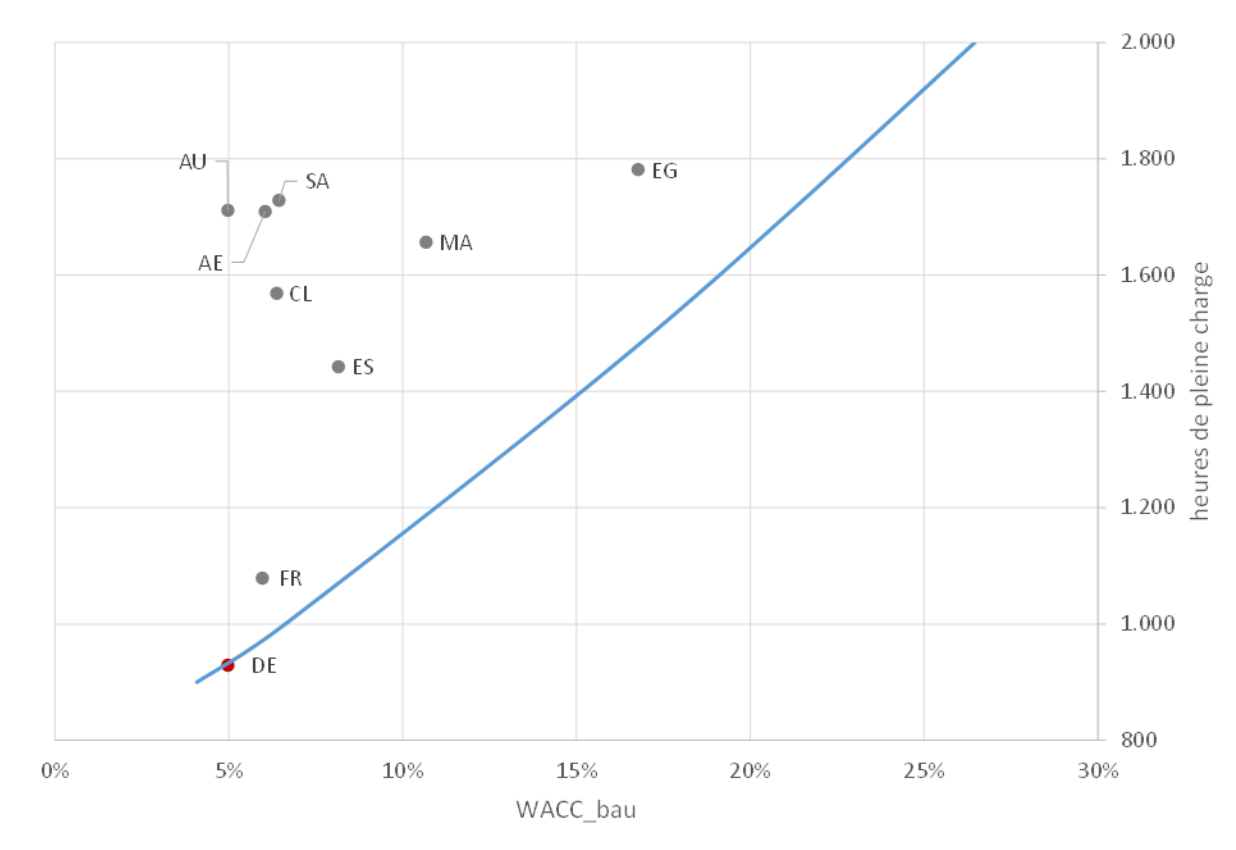


Fig. 6-5 Comparaison des nations sur la base des facteurs pertinents WACC et heures de pleine charge pour les carburants synthétiques sur la base des coûts de production pondérés par les volumes et l'électricité PV en 2050 dans la variante de scénario WACC_bau

La forte préférence pour l'Australie dans le modèle résulte d'une part de coûts de production plus avantageux, dus à un WACC faible et à des heures de pleine charge très élevées, combinés à la part comparativement très faible des coûts de transport dans les offres pour les sources d'énergie liquides. D'autre part, il manque dans le modèle actuel des États asiatiques importants comme la Corée du Sud, l'Indonésie et la Thaïlande, qui pourraient attirer une partie du potentiel australien en raison de leur proximité avec l'Australie, même si la disposition à payer semble plus importante à long terme en Europe et que le potentiel est considérable en Australie (voir Fig. 9-2). De plus, la différence entre les offres les plus basses de l'Australie et des EAU à l'Allemagne n'est que d'environ 20 €/MWh, et celle entre l'Australie et l'Arabie saoudite n'est que d'environ 10 €/MWh.

En raison de la prémisse dans le modèle de privilégier l'offre avec la marge la plus élevée, même les petites différences sont automatiquement décisives, qui, selon la quantité négociée, peuvent tout à fait s'élever à quelques millions d'euros par transaction. L'Australie disposant d'un potentiel très important, il ne reste que peu d'acheteurs aux autres fournisseurs.

On peut toutefois s'attendre à ce que les premiers volumes d'échanges importants soient lancés via des partenariats bilatéraux nationaux et que les instruments gouvernementaux puissent en outre avoir un effet réducteur sur les WACC. Pour des raisons

de diversification, il ne faut pas non plus s'attendre à ce qu'un seul pays devienne aussi dominant. Toutefois, en raison des potentiels comparativement élevés et avantageux, il faut s'attendre à ce que l'Australie et certains États d'Amérique deviennent à l'avenir des acteurs très importants dans le commerce international de carburants synthétiques.

Si, au lieu de carburants synthétiques, seul l'hydrogène fait l'objet d'un commerce international, les coûts de transport deviennent très importants en raison de ses propriétés physiques et l'importation se fait principalement par pipeline depuis des régions proches. Selon les scénarios, l'UE s'approvisionne principalement elle-même. Ce n'est que dans la variante de scénario WACC_ref que les pays MENA exportent des parts importantes vers l'UE. Les ventes des pays MENA se font principalement dans la région MENA elle-même, en Inde et dans les autres pays européens, notamment la Russie, la Turquie et l'Ukraine. Dans le cas de l'Allemagne, l'approvisionnement provient principalement des pays voisins riches en vent, dont la composition évolue toutefois en partie au fil des décennies. La région MENA n'est un partenaire commercial important que dans les scénarios où les volumes de demande sont comparativement très élevés. Dans les variantes de scénarios WACC_ref, avec un coût du capital identique pour tous les pays, c'est surtout l'Égypte qui représenterait un partenariat intéressant, comme dans les scénarios avec carburants synthétiques. Cela s'explique par le fait que l'Égypte dispose d'un fort potentiel en matière d'ER et qu'elle peut proposer des prix plus avantageux que ses concurrents régionaux, à WACC égal, en raison d'un nombre d'heures de pleine charge plus élevé pour le PV, le CSP et le vent.

Un autre résultat est qu'avec les courbes d'apprentissage supposées, les installations ne peuvent guère se maintenir de manière rentable pendant plusieurs décennies, même si, comme le suppose le modèle, les premières installations en 2030 peuvent s'assurer en priorité les sites avec les heures de pleine charge les plus élevées. Si cette évolution se confirme, on peut supposer que les prix de l'offre augmenteront en raison de la durée de vie supposée plus courte des installations.

6.2 Effets de répartition macroéconomiques, socioéconomiques et environnementaux

Cette partie du rapport suit avec un peu de retard.

7 Évaluation intégrative synthétique

7.1 Évaluation globale

Si l'on se base sur l'état et le prix de revient des technologies actuelles, sur les hypothèses concernant leur développement à long terme, sur les données disponibles concernant les ressources de la région MENA et sur les modèles utilisés ici, neuf aspects permettent de répondre à la question de recherche centrale concernant le rôle futur possible de la région MENA dans l'approvisionnement de l'Allemagne et de l'Europe en électricité ER, en hydrogène et en carburants synthétiques.

- 1 | **Potentiels techniques très élevés pour l'électricité ER, l'hydrogène et les carburants synthétiques :** La région MENA dispose d'un très grand potentiel de production d'énergies renouvelables, avec environ 413 000 TWh/an, notamment en ce qui concerne l'utilisation de l'énergie solaire (PV, CSP). En conséquence, les potentiels de production d'hydrogène et de carburants synthétiques sont également très importants, même en déduisant les besoins propres à long terme de la région MENA pour une conversion complète aux énergies renouvelables. Comparé aux besoins potentiels en carburants synthétiques en Europe en 2050, avec une large variation des technologies de propulsion, les potentiels d'exportation possibles sont dix fois plus élevés (à partir de l'éolien) à 210 fois plus élevés (à partir du solaire). Si l'on considère uniquement l'approvisionnement de l'Allemagne, les facteurs sont encore une fois 5,6 fois plus élevés.
- 2 | **Potentiels très importants et peu coûteux pour l'électricité ER, l'hydrogène et les carburants synthétiques :** Même si les potentiels d'énergies renouvelables sont répartis différemment, presque tous les pays et régions MENA présentent des potentiels de production importants avec des coûts de revient faibles et entrent donc en ligne de compte pour la production de carburants synthétiques. Dans les sites les plus favorables, les coûts de production de la PtL (calculés sur la base de coûts d'investissement moyens) se situent entre 1,92 et 2,65 EUR/l en 2030 et entre 1,22 et 1,65 EUR/l en 2050 (en supposant une évolution positive des conditions d'investissement dans la région). Le potentiel d'exportation de carburants pouvant être produits à moins de 2 EUR/l, même en cas d'évolution négative des conditions d'investissement, s'élève à environ 26 000 TWh/a en 2050. Dans ce cas, il provient principalement de pays ayant un bon potentiel technique et des conditions d'investissement stables. En cas d'évolution positive des conditions d'investissement, ce chiffre s'élève même à environ 48 000 TWh/an.
- 3 | **L'environnement d'investissement détermine les régions d'exportation potentielles** Cependant, l'analyse montre également que dans l'évaluation des potentiels d'exportation possibles de la région MENA, ce n'est pas seulement le potentiel ER le plus rentable qui est décisif, mais aussi l'environnement d'investissement. La prise en compte des risques d'investissement dans les pays de la région MENA a une influence significative sur le coût de l'hydrogène et de ses produits dérivés, et donc sur le choix des pays d'exportation potentiels. Les risques ont ainsi été traduits en coût moyen pondéré du capital (WACC) spécifique à chaque pays. Alors que jusqu'à présent, les WACC spécifiques aux pays

n'ont été intégrés que de manière très limitée dans l'évaluation systématique des potentiels dans le cadre des modèles de systèmes énergétiques, les risques d'investissement ont été évalués ici pour la première fois pour tous les pays MENA considérés et pris en compte dans les prix en conséquence. Malgré les résultats significatifs, une quantification complète des facteurs de risque-pays reste toutefois difficile et est toujours étroitement liée aux développements politiques actuels, qui peuvent également changer considérablement à court terme.

- 4 | **Des modèles complémentaires avec des résultats similaires :** Alors que les résultats des modèles énergétiques présentés ci-dessus se basent uniquement sur l'analyse des prix de revient, le modèle de marché développé en parallèle intègre en plus les restrictions commerciales (embargos) et les droits de douane et analyse en outre un grand nombre d'autres pays en dehors de la région MENA. Le modèle de marché conclut également que les pays MENA, malgré leurs faibles coûts de production et leur très grand potentiel d'exportation, ne deviendraient des partenaires intéressants pour l'Allemagne ou l'UE que si le coût du capital pour les investisseurs atteint un niveau qui leur confère un réel avantage concurrentiel. Sinon, l'UE pourrait d'une part s'approvisionner en grande partie elle-même, et d'autre part, en cas d'ouverture et de disponibilité au niveau mondial, les pays d'Amérique et d'Océanie joueraient un rôle de plus en plus important comme partenaires commerciaux pour l'UE.
- 5 | **L'aménagement des conditions-cadres économiques est important :** Afin de permettre à moyen terme l'exportation de pays présentant un potentiel peu coûteux, mais des coûts de risque élevés, deux options sont en principe possibles : D'une part, les risques pour le secteur des énergies renouvelables et le secteur des carburants synthétiques pourraient être réduits par des mesures appropriées dans les pays eux-mêmes. Cela devrait toutefois être plus difficile dans le domaine des macro-risques, tels que la stabilité politique et économique générale ou un mauvais climat général des affaires, que dans celui des micro-risques, qui se rapportent spécifiquement au développement sectoriel et comprennent par exemple la simplicité et la rapidité des processus d'autorisation, l'expertise technique disponible, mais aussi les priorités politiques générales en matière de développement des énergies renouvelables. D'autre part, des instruments financiers publics ou multilatéraux pourraient fournir des capitaux à moindre coût. L'influence des institutions financières internationales telles que la Banque mondiale, la BERD, la KfW ainsi que les mécanismes internationaux de réduction des risques n'a toutefois pas été analysée séparément dans l'analyse.
- 6 | **Le transport des sources d'énergie est important :** Comme le montrent les résultats du modèle d'approvisionnement énergétique, le niveau des coûts de transport joue un rôle essentiel dans le choix du type de produit à transporter (électricité, hydrogène ou carburants synthétiques). Selon les résultats du modèle, le transport d'énergie de la région MENA vers l'Europe sur de longues distances se ferait principalement sous forme d'hydrogène et de carburants synthétiques. La raison en est que les coûts de transport sont comparativement faibles et que le potentiel de production est mieux exploité sur le lieu de fabrication. L'électricité, en revanche, serait (presque) entièrement produite en Europe, car le transport de l'électricité est lié à des coûts relativement élevés.

- 7 | **Un fort développement des énergies renouvelables dans la région MENA est une condition préalable :** Les travaux sur les scénarios MENA ont montré qu'un approvisionnement énergétique neutre en GES dans les pays MENA, sans recourir aux énergies fossiles, constituera en soi un énorme défi. L'augmentation estimée nécessaire des capacités de production d'électricité solaire et éolienne pour l'auto-alimentation se situe, selon les scénarios, entre 4 500 GW et près de 9 000 GW au total d'ici 2050. De tels ordres de grandeur et les dynamiques de développement nécessaires ne sont pas du tout reflétés dans les objectifs de développement actuels de la plupart des pays MENA. Un développement supplémentaire de la production d'électricité ER dans la région MENA pour l'exportation de carburants synthétiques ne devrait pas se faire au détriment de la propre transition énergétique, sous peine de contrecarrer les objectifs mondiaux. Par conséquent, dans les pays exportateurs potentiels de la région MENA, les objectifs et le développement des ER doivent être considérablement intensifiés en cas de mise en place d'une production de carburants synthétiques à grande échelle. Idéalement, les deux objectifs (approvisionnement national et exportation) devraient se renforcer mutuellement.
- 8 | **Les carburants synthétiques seront presque tous disponibles à grande échelle d'ici 2030 au plus tard :** L'évaluation technologique montre que d'ici 2030, presque tous les carburants synthétiques considérés pourraient être produits à grande échelle si les processus étaient constamment développés. De nombreuses technologies nécessaires, telles que le dessalement de l'eau de mer, les procédés de synthèse ou le processus de méthanol-to-gasoline, sont déjà bien développées - le défi consiste souvent à les intégrer avec la production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables. En revanche, les processus centraux tels que le captage et l'utilisation du CO₂ nécessitent encore un développement plus important. Il en va de même pour les autres procédés de traitement que sont le couplage LOHC, le méthanol-to-DME, le méthanol-to-kerosene et le méthanol-to-OME, pour lesquels on suppose une disponibilité à grande échelle d'ici 2030 ou 2040.
- 9 | **Les écobilans révèlent une forte réduction de l'impact sur le climat :** Pour les chaînes de processus PtL de production de kérosène synthétique par la filière Fischer-Tropsch ainsi que par la filière du méthanol, il apparaît que le carburant synthétique présente un impact climatique inférieur de manière significative à la filière fossile prise pour référence. Lorsque le CO₂ nécessaire à la synthèse est d'origine atmosphérique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre peut atteindre 57 à 84% selon la filière. Les carburants synthétiques obtiennent cependant de moins bons résultats que la référence fossile dans toutes les autres catégories d'impact. C'est le cas, par exemple, des indicateurs relatifs à l'utilisation des sols, à l'acidification terrestre, à l'eutrophisation et à la dépense énergétique cumulée. Cela est principalement dû aux besoins énergétiques élevés pour la production d'hydrogène et l'approvisionnement en CO₂, mais aussi aux besoins plus élevés en matières premières pour la construction des usines nécessaires à chaque étape de ces nouvelles chaînes de processus. Il est, en outre, recommandé de transporter sur de grandes distances non pas l'hydrogène nécessaire, mais le carburant final. Cela permet de réduire les pertes par diffusion de

l'hydrogène et d'exploiter les effets de synergie d'une intégration de la chaleur et de l'eau des différents sous-processus.

7.2 Limites à l'interprétation des résultats

L'étude présentée ayant été réalisée dans le cadre d'une initiative de promotion technique, les questions relatives à la mise en œuvre éventuelle des trajectoires d'importation identifiées n'ont pas été analysées. Cela concerne notamment l'évaluation nécessaire des potentiels d'exportation des pays MENA en fonction de critères de durabilité, l'acceptation locale de la population, les conditions réglementaires des stratégies d'exportation possibles ou le classement géopolitique par rapport aux pays d'exportation potentiels. Seule l'évaluation des risques précédente a examiné une multitude de micro et macro-risques sous différentes perspectives. Les besoins de recherche restants sont présentés dans le chapitre 10.3.

Il convient également de noter que MENA-Fuels a été conçu dans l'idée d'un projet de recherche d'analyse systémique, dans le cadre duquel les évolutions possibles entre 2030 et 2050/60 ont été envisagées par le biais de la modélisation, de l'analyse de scénarios et de l'évaluation technique. Les scénarios montrent des évolutions de type « si-alors », c'est-à-dire qu'ils demandent une évolution possible en fonction d'hypothèses prédéfinies. En fonction de la fourchette des hypothèses, il est ainsi possible de représenter un éventail d'évolutions envisageables, au sein duquel l'évolution réelle se déroulera probablement. En conséquence, les résultats présentés ici ne constituent pas des prévisions et ne sont pas adaptés pour indiquer aux entreprises des possibilités d'investissement concrètes ou pour intervenir dans les décisions d'investissement. Elles constituent plutôt des informations nécessaires pour définir des orientations permettant de prendre des décisions à long terme, avec des horizons plutôt postérieurs à 2030.

De plus, la modélisation n'a pas pris en compte de projets commerciaux concrets dans la région MENA. Ceux-ci pourraient servir d'indice pour un développement à long terme si une tendance correspondante (marché de masse, upscaling) était identifiable. Toutefois, comme il s'agit jusqu'à présent le plus souvent de projets pilotes et souvent seulement de premières annonces, ils ne peuvent pas servir de base pour une analyse de scénarios à long terme. Du point de vue des coûts, les projets individuels ne peuvent pas non plus être comparés aux évolutions de coûts supposées ici, car à ce stade, ils n'ont généralement pas encore suivi le processus habituel de réduction des coûts par l'apprentissage technique, la production de masse et les effets d'échelle. Il s'agit plutôt de subventions publiques, de garanties d'achat, de crédits avantageux ou de possibilités de financement interne, qui visent à encourager l'entrée sur le marché.

7.3 Gestion des incertitudes

Comme c'est généralement le cas dans les projets de recherche, il existe à différents endroits des incertitudes concernant les données collectées dans le cadre de MENA-Fuels. Cela concerne en particulier les déclarations relatives au développement des technologies futures, précisément parce que les technologies considérées ici sont en grande partie encore en cours de développement et que leur application à grande échelle n'aura lieu qu'entre 2030 et 2040. Dans la mesure du possible, il en a été tenu compte, par exemple en présentant les coûts sous la forme d'une fourchette et

pas seulement d'une valeur moyenne. Les sous-rapports correspondants font en outre état des incertitudes possibles quant aux résultats.

Il existe une incertitude générale quant à la poursuite de tendances ou d'évolutions sur plusieurs décennies. Dans le cas des carburants MENA, cela concerne l'évolution future de la demande en carburants, l'évolution des micro et macro-risques des pays MENA ou les futures relations commerciales. Comme indiqué ci-dessus, cette incertitude a été abordée à l'aide de la méthode courante de l'analyse de scénarios. L'élaboration de scénarios consiste à décrire des tendances fondamentales de développement (« storylines »), constituées d'une multitude de paramètres d'entrée différents, qui sont prolongés dans le futur. Au lieu de se fixer sur une évolution particulière, on ouvre un « entonnoir de scénarios » qui englobe différentes évolutions possibles.

Plus les résultats sont agrégés, moins il est possible de voir à quels endroits quelles hypothèses ont été faites et quel est leur degré de certitude. Par conséquent, les résultats de l'analyse concernant les trajectoires d'approvisionnement entre la région MENA et l'Allemagne ou l'Europe reposent sur un certain nombre d'hypothèses clés qui devraient être prises en compte et remises en question lors de la conception des trajectoires de transformation ultérieures. Cela concerne, par exemple, les potentiels déterminés, notamment en ce qui concerne la disponibilité des surfaces et les surfaces d'exclusion ; les technologies utilisées, notamment en ce qui concerne les degrés d'efficacité et les hypothèses de coûts, ou la multitude d'indicateurs de risque des pays MENA.

7.4 Éléments innovants

En résumé, les éléments innovants suivants ont été mis en œuvre dans le projet MENA-Fuels :

- Une évaluation globale de différentes technologies de production de carburants synthétiques et de produits de base met en évidence de manière précoce les opportunités et les risques liés à l'introduction éventuelle de carburants basés sur l'électricité.
- Trois scénarios de demande montrent une demande différente pour l'électricité ER, l'hydrogène et les carburants synthétiques pour le secteur des transports en Allemagne et en Europe.
- Les besoins en substances d'une industrie climatiquement neutre ont également été pris en compte, car ils se recoupent en partie avec la demande du secteur des transports (hydrogène ou substances de base comme le méthanol).
- Afin de prendre en compte les besoins propres de la région MENA, des scénarios énergétiques pour un approvisionnement à 100 % en énergies renouvelables ont été élaborés pour la première fois pour les 17 pays MENA considérés.
- En outre, les coûts de production des énergies renouvelables et des carburants ont été calculés à haute résolution spatiale pour les pays et les régions MENA et convertis en coûts potentiels.

- L'optimisation des trajectoires d'approvisionnement en carburant se traduit par des trajectoires d'approvisionnement à coût minimal entre les pays MENA et l'Allemagne/Europe.
- Une évaluation des risques récemment développée a permis de réaliser pour la première fois des analyses de risques pour les pays MENA considérés, en évaluant les micro et macro-risques à l'aide de plus de 100 indicateurs.
- En outre, une approche a été développée pour traduire les évaluations des risques en majorations du coût du capital spécifiques à chaque pays, qui sont intégrées dans le coût moyen pondéré du capital (WACC).
- Il a ensuite été possible de calculer pour la première fois des trajectoires d'approvisionnement à moindre coût sur la base de WACC spécifiques à chaque pays et d'analyser leurs variations en cas d'évolution générale positive ou difficile dans les pays considérés.
- Les trajectoires d'approvisionnement mondiales ont pu être étudiées à l'aide d'un modèle de commerce mondial qui oriente le commerce vers les opportunités de maximisation du profit et qui prend en compte, outre les coûts de revient, le WACC, les coûts de transport, les restrictions commerciales (embargos) et les droits de douane.
- Les effets des trajectoires d'approvisionnement potentielles ont été analysés pour la première fois d'un point de vue macroéconomique à l'aide d'un modèle d'entrées/sorties multirégional.
- Des études succinctes par pays ont permis de refléter les résultats théoriques pour trois pays sélectionnés en fonction de leurs conditions cadres infrastructurelles et industrielles et d'identifier les parties prenantes pertinentes et leurs intérêts.

8 Présentation des hypothèses et des résultats en détail

Les thèses résumées dans le chapitre 7 sur le rôle que pourrait jouer la région MENA à l'avenir dans l'approvisionnement en ER, en hydrogène et en produits dérivés sont expliquées plus en détail ci-dessous, ainsi qu'une série d'hypothèses.

8.1 Potentiels disponibles en matière d'énergies renouvelables et de carburants dans la région MENA

- Les potentiels techniques des énergies renouvelables ont été déterminés en tenant compte des surfaces exclues, des facteurs de surface et des caractéristiques technologiques des installations mises en place. Au total, la production d'électricité potentielle s'élève à 413 000 TWh/a. Les potentiels de l'énergie solaire (PV, CSP) sont notamment très importants. Même si les contributions varient considérablement d'un pays MENA à l'autre, presque tous les pays MENA présentent d'importants potentiels de production d'ER à faible coût de revient et sont donc susceptibles de produire de l'hydrogène et des sources d'énergie synthétiques.
- De très grands potentiels de production d'énergies renouvelables vont de pair avec de très grands potentiels de production de carburants, même après déduction des besoins propres à long terme des pays MENA. En comparaison : les potentiels d'exportation sont 10 fois (pour l'éolien) à 210 fois (pour le solaire) plus élevés que les besoins potentiels en carburants synthétiques en Europe en 2050, avec une large variation des technologies de propulsion. Si l'on considère uniquement l'approvisionnement de l'Allemagne, les facteurs sont encore une fois 5,6 fois plus élevés.
- Le potentiel d'exportation de carburant provient principalement des pays à grande superficie. Dans les petits pays (notamment Bahreïn et le Liban, mais aussi le Qatar, le Koweït et les EAU), le potentiel de production d'ER propres est dépassé dans les scénarios 100 % ER ou est presque entièrement ou en grande partie nécessaire pour les besoins propres. Cela montre que des relations d'importation et d'exportation d'électricité et de sources d'énergie synthétique doivent également être établies au sein de la région MENA, ce qui est largement ignoré dans les analyses présentées ici. L'influence des besoins propres sur les coûts des énergies exportées repose sur l'hypothèse selon laquelle les potentiels les moins chers sont utilisés pour couvrir les besoins propres.

8.2 Prix de revient des carburants synthétiques dans la région MENA

- Les coûts de revient ont été calculés sur la base d'une installation en îlot, en tenant compte des infrastructures importantes nécessaires. La production de carburant FT se fait en continu. Le carburant FT est produit à proximité de ports d'exportation appropriés, si bien que les coûts supplémentaires de transport vers le port d'exportation sont négligeables.
- Lorsque les composants du système sont conçus de manière à optimiser les coûts, les résultats montrent qu'une grande partie des coûts, soit 43 à 57 %, est imputable à l'installation d'ER. Pour les composants de stockage (batterie ou stockage d'énergie thermique et stockage d'hydrogène), la part est de 17 à 22 %, pour l'électrolyse PEM de 7 à 18 % et pour la synthèse FT, y compris le RWGS et

l'hydrocraquage, de 3 à 5 %. Les coûts infrastructurels (lignes de transport d'électricité) sont de 3 à 9 %. Les coûts pris en compte pour le dessalement de l'eau et le captage du CO₂ sont de 3 à 5 % en cas d'utilisation du CO₂ capté par l'industrie du ciment ou, à long terme, par des installations de DAC peu coûteuses. Les valeurs tirées de la littérature existante concernant les coûts futurs du captage du CO₂ de l'atmosphère à l'aide du DAC sont très disparates. La part des coûts liés au CO₂ pourrait donc augmenter en cas d'hypothèses plus élevées concernant les coûts d'investissement pour les installations de DAC.

- En raison de la part élevée des coûts de production de l'électricité ER, la technologie ER a une influence considérable sur les coûts de production du carburant, qui se réfèrent ci-après, pour des raisons de simplification, au carburant diesel. En supposant des coûts d'investissement moyens, on obtient en 2030 des coûts de revient à partir de 2,00 €/l avec le PV, 1,92 €/l avec le CSP et 2,64 €/l avec l'énergie éolienne pour les sites les plus favorables de la région MENA, avec une évolution positive des risques. À long terme, des rendements plus élevés et des coûts d'investissement plus faibles permettent d'obtenir des prix de revient plus bas - à partir de 1,23 €/l avec le PV, 1,22 €/l avec le CSP et 1,65 €/l avec l'énergie éolienne en 2050. Mais même en cas d'évolution négative des risques, les bons potentiels techniques dans les pays où les risques d'investissement sont stables (Arabie saoudite, Koweït, Qatar, Maroc, Oman et Émirats arabes unis) permettent d'obtenir des prix de revient aussi bas pour les sites les plus favorables.
- En général, les coûts de production de carburant sont similaires pour le PV et le CSP. Cependant, si le PV est légèrement moins cher sur la plupart des sites, certains sites présentent également le CSP comme la variante la plus avantageuse.
- Dans la réalité, il serait possible d'atteindre des prix de revient encore plus bas par rapport aux valeurs calculées, car celles-ci se basent sur des hypothèses de coûts d'investissement moyens qui sont très disparates dans la littérature. En utilisant des coûts d'investissement minimaux, ceux-ci pourraient être beaucoup plus faibles. En outre, une stratégie d'exploitation hybride (mix d'électricité ER) a le potentiel de réduire la part élevée des coûts des composants de stockage et donc les coûts totaux grâce à une meilleure adaptation des courbes de charge.

8.3 Technologies de production d'électricité dans la région MENA

- Dans la région MENA, l'énergie solaire (PV et CSP) peut être utilisée en priorité en raison des potentiels élevés avec des coûts de production d'électricité faibles. Cependant, seule la technologie photovoltaïque est utilisée dans le résultat du modèle d'approvisionnement énergétique. Cela s'explique par le fait que les coûts de production d'électricité spécifiques à chaque pays de la technologie PV (y compris les coûts de stockage) sont légèrement inférieurs à ceux de la technologie CSP. Dans quelques cas, le CSP présente les coûts les plus faibles, comme indiqué dans la section précédente. Ceux-ci se rapportent à des coûts modélisés à un niveau d'agrégation de cellules de grille à plus haute résolution géographique. La technologie PV représente l'option économiquement la plus intéressante du point de vue du modèle d'approvisionnement en énergie optimisé sur une base purement technico-économique, qui prend en compte les coûts de production d'électricité non

pas spécifiquement pour un point de grille, mais de manière agrégée pour un pays entier.

- Il convient toutefois de noter que les avantages potentiels des installations CSP réglables avec stockage de chaleur pour la sécurité d’approvisionnement locale (par ex. mise à disposition d’une puissance garantie ou utilisation de la chaleur résiduelle) n’ont pas été pris en compte.
- En outre, tous les coûts modélisés pour l’avenir, et donc les différences de coûts entre les technologies PV et CSP, sont soumis à des incertitudes. Dans l’ensemble, les résultats montrent clairement que les technologies PV et CSP peuvent toutes deux jouer un rôle important dans la production d’électricité dans la région MENA en raison de leur potentiel élevé et de leur faible coût de production.
- En outre, l’énergie éolienne terrestre est également importante dans la région MENA. Son potentiel favorable est toutefois limité, de sorte que la production d’électricité à partir de l’énergie éolienne est relativement faible par rapport à l’énergie solaire. L’énergie éolienne offshore ne devrait pas jouer un rôle important dans la région MENA en raison de son très faible potentiel, qui ne peut être exploité qu’à des coûts de production relativement élevés.

8.4 Importance des risques-pays pour la sélection des pays exportateurs potentiels de la région MENA

- Les résultats du modèle d’approvisionnement énergétique montrent que deux facteurs en particulier ont une influence décisive sur le prix de revient de l’hydrogène et du carburant synthétique, et donc sur la détermination des pays d’exportation possibles. Il s’agit, d’une part, des potentiels techniques avantageux en matière d’énergies renouvelables, déjà présentés ci-dessus, et d’autre part des risques-pays, qui sont pris en compte sous la forme de majorations du coût du capital.
- Si l’on considère les risques-pays comme un deuxième facteur d’influence, il apparaît clairement que le développement tant du secteur des énergies renouvelables que de celui des carburants synthétiques dépend d’un grand nombre de facteurs qui vont bien au-delà de simples considérations de coûts. Il s’agit, d’une part, de macro-risques tels que la stabilité politique et économique générale des pays, qui ne sont pas facilement influençables. D’autre part, il faut tenir compte de ce que l’on appelle les micro-risques, qui se rapportent spécifiquement au développement du secteur et comprennent, par exemple, la simplicité et la rapidité des processus d’autorisation, l’expertise technique disponible, mais aussi les priorités politiques générales en matière de développement des énergies renouvelables. L’analyse des risques a montré que les pays présentant des scores de risque plus élevés sont davantage caractérisés par des scores plus faibles en matière de macro-risques, tels que les conflits internes et externes ou le mauvais climat économique général, ce qui peut avoir un impact important sur le développement du secteur. Il est en outre probable que la réduction des macro-risques sera beaucoup plus difficile pour les pays que de réaliser des améliorations dans le domaine des micro-risques. Concrètement, la situation économique d’un pays, par exemple, ne peut pas s’améliorer aussi rapidement que l’introduction ou l’optimisation de réglementations pour la mise en œuvre de projets. Néanmoins, un environnement

très favorable et des incitations attrayantes pour les énergies renouvelables ou les produits dérivés synthétiques peuvent théoriquement conduire à des investissements et au développement de ces secteurs, même dans un pays économiquement ou politiquement plus instable. Toutefois, dans ces cas, des instruments externes sont généralement disponibles pour minimiser les risques, par exemple par le biais de financements institutionnels ou de garanties.

- Jusqu'à présent, ces facteurs spécifiques aux pays ne sont que très peu pris en compte dans l'évaluation systématique du potentiel des pays. Ainsi, lors de la modélisation de scénarios énergétiques pour tous les pays, les hypothèses relatives au coût du capital sont généralement uniformes ou varient au maximum entre un et trois taux de coût du capital (WACC). Les résultats présentés ici montrent toutefois que la prise en compte des risques pays sous la forme de majorations du coût du capital spécifiques à chaque pays et intégrées dans les WACC a une influence significative sur le choix des pays d'exportation potentiels.
- La présente étude identifie en particulier comme pays d'exportation potentiels les pays à grande superficie dont le WACC est plus faible en comparaison régionale et dont les risques sont pour la plupart moins élevés. En revanche, les potentiels favorables des petits pays sont principalement utilisés pour leurs propres besoins. Cependant, les résultats montrent également qu'il n'est pas possible de tirer des conclusions claires sur les pays d'exportation privilégiés, car ceux-ci varient en fonction de l'accent mis sur l'évaluation des risques, le coût des risques, le potentiel de l'offre et de la demande et l'intégration des flux commerciaux.

8.5 Importance des importations de la région MENA pour l'approvisionnement de l'Allemagne et de l'Europe en électricité ER et en sources d'énergie synthétiques

- Comme le montre le résultat du modèle d'approvisionnement énergétique, les importations de sources d'énergie de la région MENA, tant vers l'Allemagne que vers le reste de l'Europe, pourraient potentiellement jouer un rôle important en raison des faibles coûts de production des ER dans la région MENA. D'un point de vue économique, l'importation d'hydrogène et de carburants synthétique est à privilégier en raison de leurs coûts de transport relativement faibles. En conséquence, la région MENA a l'opportunité de mettre en place sa chaîne de valeur complète - de la production d'électricité au processus de synthèse. Les importations d'électricité en provenance de la région MENA ne jouent qu'un rôle secondaire en raison des coûts de transport relativement élevés de l'électricité. Pour tous les pays du monde, les besoins en électricité seraient principalement couverts par la production d'électricité au sein de l'Allemagne ou de l'Europe. Ces résultats sont valables pour les trois scénarios de demande utilisés et peuvent donc être considérés (sous les hypothèses des modélisations de systèmes effectuées) comme solides par rapport à l'évolution future de la demande.
- Si les risques d'investissement décrits ci-dessus sont pris en compte, le modèle montre une production accrue de sources d'énergie en Allemagne ou en Europe et une baisse correspondante des importations en provenance de la région MENA. Cela s'explique par le risque d'investissement comparativement faible dans de nombreux pays européens. Pour le scénario d'une évolution modérée de la

demande future de carburants synthétiques, les effets d'une évolution négative du risque d'investissement dans la région MENA ont également été étudiés. Dans ce cas, les importations ne joueraient plus aucun rôle et toute la production se ferait en Europe. Cela montre également que, dans les hypothèses retenues, le potentiel des ER serait suffisant pour que l'Europe soit totalement autosuffisante en matière d'électricité ER, d'hydrogène et de carburants synthétiques.

- Si l'on tient également compte de l'influence d'un commerce mondial sur les relations entre la région MENA et l'Europe, les pays de la région MENA ne s'imposent dans le modèle de commerce, avec les hypothèses retenues, que si tous les WACC sont au même niveau ou si ceux-ci baissent considérablement d'ici 2050 par rapport à leur niveau actuel. Cela vaut aussi bien pour l'hydrogène vert que pour ses produits dérivés synthétiques.

8.6 Hypothèses pour l'auto-approvisionnement à long terme de la région MENA

- Afin de permettre aux pays MENA eux-mêmes de parvenir à une économie climatiquement neutre d'ici 2050, nous avons tout d'abord déterminé les besoins propres des pays qui pourraient résulter de la transformation de leurs systèmes énergétiques, de transport et industriels. Dans deux scénarios un approvisionnement complet avec 100 % d'énergies renouvelables a été modélisé, sur la base d'hypothèses correspondantes concernant le développement économique des différents pays. Alors que dans un scénario très ambitieux en termes d'efficacité et d'électrification (ADV), la demande d'énergie finale dans le secteur des transports resterait à peu près du même ordre de grandeur qu'aujourd'hui à long terme, elle augmenterait sensiblement dans une trajectoire modérée et éventuellement plus réaliste (ALT). En conséquence, les besoins propres en sources d'énergie synthétiques évolueraient de manière différente.
- Les grilles quantitatives des scénarios montrent également à quel point les effets correspondants sur les besoins propres en électricité renouvelable seraient différents, estimés en tenant compte uniquement des potentiels spécifiques au pays, c'est-à-dire sans les éventuelles importations en provenance des pays voisins. Dans les deux cas, les exigences en matière de transformation des systèmes énergétiques nationaux et de développement des capacités de production renouvelables seraient énormes, voire deux fois plus élevées dans le cas du scénario modéré, qui prévoit un besoin plus important en sources d'énergie synthétiques (ALT2 versus ADV). Une comparaison avec les plans de développement actuels des pays montre que ces exigences sont encore loin d'être prises en compte dans la politique énergétique des pays et qu'un changement fondamental d'orientation vers les énergies renouvelables serait nécessaire. Une telle évolution devrait également avoir lieu afin de créer les bases énergétiques nécessaires au développement de capacités de production supplémentaires pour les exportations d'énergie.
- Lors de la détermination des coûts potentiels de l'hydrogène et des carburants synthétiques, les besoins propres des pays ainsi déterminés ont été préalablement déduits des potentiels techniques. Pour ce faire, les potentiels d'énergies renouvelables les plus avantageux ont été réservés à l'utilisation nationale et n'ont donc

pas été imputés au potentiel d'exportation du pays concerné. Comme indiqué plus haut, la part ainsi réservée dans les pays de grande superficie ne représente qu'une faible part du potentiel total. Toutefois, dans les petits pays que sont le Bahreïn, le Liban, le Qatar, le Koweït et les EAU, cela exclurait une très grande partie des exportations ou rendrait l'exportation irréalisable.

- Cette hypothèse ne signifie toutefois pas que les pays concernés mettent d'abord en œuvre leur propre transformation énergétique avant d'exporter de l'hydrogène et des produits dérivés. La transformation étant un processus à long terme, l'idéal serait d'avoir un développement parallèle lors de la mise en place de CV - d'une part l'utilisation domestique d'énergies renouvelables et d'hydrogène (sur les meilleures surfaces disponibles à cet effet), d'autre part l'exportation avec génération simultanée de revenus (sur des surfaces généralement pas beaucoup moins productives). Dans le modèle d'approvisionnement énergétique sous-jacent, l'exportation d'hydrogène et de carburants synthétiques a donc déjà lieu à partir de 2030.

8.7 Niveau des coûts de transport de l'hydrogène par rapport aux carburants synthétiques

- Dans MENA-Fuels, les coûts de transport des sources d'énergie considérées ont également été pris en compte. L'accent a été mis sur le transport de grandes quantités sur de longues distances. Le transport maritime et, le cas échéant, les pipelines sont disponibles à cet effet ; pour les pays enclavés, le transport vers le port le plus proche a également été pris en compte.
- Comme les sources d'énergie gazeuses présentent de très faibles densités d'énergie volumétriques dans des conditions normales, elles sont liquéfiées par refroidissement pour le transport. Même après la liquéfaction, la densité énergétique volumétrique de l'hydrogène est faible. En raison des processus nécessaires au transport, de l'isolation et, le cas échéant, du refroidissement requis, ainsi que de la faible densité énergétique, les coûts spécifiques de transport de l'hydrogène sont très élevés. Cela vaut surtout en comparaison avec les sources d'énergie liquides dans des conditions normales, comme le méthanol ou les carburants synthétiques, pour lesquels il existe en outre une longue expérience en matière de transport. Ainsi, les coûts spécifiques d'un transport d'hydrogène du Maroc à Hambourg par liquéfaction s'élèvent à environ 47 EUR/MWh, contre 1,8 EUR/MWh pour le méthanol. Il convient de noter que les données relatives à l'hydrogène sont particulièrement incertaines, car les technologies utilisées n'ont pas encore atteint la maturité commerciale. Néanmoins, les coûts spécifiques de transport de l'hydrogène sont toujours élevés en comparaison. Il semble donc judicieux de ne transporter de l'hydrogène que s'il est utilisé en tant que tel dans le pays de destination. Si l'on a besoin de carburants synthétiques, il y a de nombreuses raisons de les produire directement sur place à partir d'hydrogène et de les transporter ensuite. Il faut toutefois aussi tenir compte du fait que l'on peut supposer des différences de coûts plus importantes selon les pays pour le traitement ultérieur de l'hydrogène et que ces différences sont suffisamment importantes pour compenser l'avantage des coûts de transport.

- Si l'on compare le transport par bateau et par pipeline, il apparaît pour l'hydrogène que, pour une grande partie de la région MENA, le transport par pipeline pourrait être plus rentable que le transport maritime. C'est notamment le cas s'il était possible de réaffecter des gazoducs à l'hydrogène. Pour les sources d'énergie liquides, dont les coûts de transport maritime sont faibles, le transport par bateau peut également s'avérer plus avantageux. Il convient également de souligner la grande incertitude qui entoure les coûts de construction d'un nouveau gazoduc, car ils dépendent de multiples facteurs d'influence tels que la densité de population, le profil géographique et la nature du sol, ainsi que la proportion de gazoducs offshore et leur coût par rapport aux gazoducs onshore.

8.8 Voies de transport de l'électricité, de l'hydrogène et des carburants synthétiques vers l'Europe

- Le transport de l'électricité ER, de l'hydrogène et du carburant synthétique et les coûts associés sont explicitement pris en compte dans le cadre du modèle d'approvisionnement énergétique. Le transport par pipeline et par navire-citerne est pris en compte pour les sources d'énergie gazeuses et liquides (pour l'ammoniac, seul le transport par pipeline est modélisé) ; pour le transport par pipeline, une distinction est faite entre l'onshore et l'offshore afin de tenir compte des coûts plus élevés du transport offshore. Pour l'électricité, les lignes HVDC sont représentées dans le modèle.
- Les explications ci-dessus concernant les coûts de transport sont étayées par les résultats du modèle d'approvisionnement en énergie : selon ces derniers, l'hydrogène et les carburants synthétiques ont tendance à être transportés. Le transport des sources d'énergie gazeuses et liquides s'effectue principalement par pipeline pour les distances données dans la région EUMENA ; les sources d'énergie liquides sont en outre transportées en petites quantités par des pétroliers, de préférence sur de longues distances. Pour le transport de la région MENA vers l'Europe, la préférence est donnée aux routes de pipeline onshore via le cluster *Proche-Orient* vers l'Europe du Sud ainsi que via le cluster *Maghreb sans Tun/Alg* vers l'Europe de l'Ouest - la raison étant les coûts de transport plus faibles du transport onshore par rapport au transport offshore. Il faut toutefois tenir compte du fait que la distance du seuil de rentabilité, c'est-à-dire la distance à laquelle le transport par pipeline et par navire-citerne présente les mêmes coûts, est également soumise à une incertitude en raison de l'incertitude des données relatives aux coûts de transport. Les analyses de sensibilité sur la baisse des coûts de transport par navire-citerne dans le cadre du modèle d'approvisionnement énergétique ainsi que les résultats du modèle de marché montrent que le transport par navire-citerne peut également représenter une option de transport économiquement avantageuse, en particulier pour les sources d'énergie liquides, compte tenu des distances existantes dans la région EUMENA.
- Selon les résultats du modèle, l'électricité est presque entièrement produite en Europe. Le transport d'électricité est relativement coûteux par rapport au transport de sources d'énergie synthétiques, de sorte que, d'un point de vue économique, il est préférable de satisfaire la demande finale d'électricité en grande partie grâce à des potentiels d'ER avantageux en Europe.

8.9 Besoin de développement technologique pour une production de carburants synthétiques à grande échelle

- Il ressort de l'évaluation technologique qu'à moyen terme, d'ici 2030, une grande partie de tous les carburants synthétiques et produits industriels considérés pourraient déjà être fournis à grande échelle par au moins une trajectoire à la fois. Pour cela, il faut que le développement de la maturité technologique des processus soit soutenu par des aides à la recherche et d'autres mesures de politique industrielle. De nombreuses technologies nécessaires le long des trajectoires sont déjà connues et largement développées depuis des décennies ou sont même utilisées dans le monde entier depuis des années sur la base d'énergies fossiles. C'est le cas, par exemple, du dessalement de l'eau de mer ou des réacteurs Fischer-Tropsch. Le défi ici est souvent l'intégration complète avec la production d'électricité et de chaleur renouvelables, qui est encore peu étudiée et testée.
- En revanche, d'autres étapes de synthèse sont encore relativement peu développées, bien qu'elles soient considérées comme centrales pour la fabrication de tous les produits dérivés basés sur les énergies renouvelables. C'est notamment le cas pour le captage et l'utilisation du CO₂. Cependant, le développement observé ces dernières années, en particulier pour les procédés DAC, indique que des solutions techniques pour la capture directe du CO₂ seront également probablement disponibles d'ici 2030 dans un ordre de grandeur qui pourrait couvrir les besoins identifiés dans MENA-Fuels pour la production de carburants synthétiques.
- Il existe également des besoins de développement technologique intensif là où les processus jusqu'ici favorisés le long des chaînes PtX pourraient être remplacés à l'avenir par des processus alternatifs qui présentent des avantages en ce qui concerne des aspects centraux tels que l'efficacité ou la rentabilité. Ainsi, selon l'évaluation de la technique, les processus solaires thermiques en circuit fermé (thermochimie) associés aux centrales CSP (tours solaires) présentent, en plus de l'électrolyse HT, les coûts de production d'hydrogène et donc de gaz de synthèse les plus avantageux à long terme. Combinées au fort potentiel de rayonnement solaire de la région MENA, elles devraient donc également constituer une technologie pertinente. Les activités actuelles du marché montrent qu'elles pourraient être disponibles plus tôt que prévu.

8.10 Évaluation écologique des trajectoires PtX à l'instar du kérosène synthétique

- Dans la catégorie d'impact « Changement climatique » (Global Warming Potential, GWP), toutes les trajectoires synthétiques analysées obtiennent de meilleurs résultats que la référence fossile en 2050 lorsque le CO₂ utilisé provient de capture directe du dioxyde de carbone (Direct Air Capture, DAC) considérée comme climatiquement neutre. L'utilisation de CO₂ atmosphérique dans les filières PtL - malgré des émissions de CO₂ plus élevées pendant la phase « d'extraction » - entraîne, en termes de bilan, donc y compris les émissions de CO₂ dues à la combustion du carburant, un impact climatique nettement plus faible par rapport à la référence. On obtient une réduction nette de 57 à 84 % selon la trajectoire choisie.

- Cependant, toutes les autres catégories d'impact présentent des inconvénients, notamment en ce qui concerne l'utilisation des sols (ALOP), l'acidification terrestre, l'eutrophisation et les dépenses énergétiques cumulées (DEC). Cela s'explique en premier lieu par la forte demande en énergie pour la production d'hydrogène et la fourniture de CO₂ mais aussi par les besoins en matières premières également élevés pour la construction d'usines PtL. Le type de source d'électricité et la fourniture de chaleur se cristallisent comme des facteurs d'influence essentiels sur l'impact environnemental, l'utilisation exclusive de sources renouvelables s'avérant avantageuse sur les sites où les heures de pleine charge sont élevées.
- Le transport d'hydrogène sur de longues distances est lié à des pertes importantes en raison de sa capacité de diffusion, et donc à une consommation d'énergie accrue. La séparation spatiale de la production d'hydrogène et de carburants supprime, en outre, les effets de synergie d'une intégration de la chaleur et de l'eau des différents sous-processus. Il est, d'ailleurs, recommandé de transporter sur de grandes distances non pas l'hydrogène nécessaire, mais le carburant final.

8.11 Concurrence mondiale et incertitudes pour les modèles d'entreprise

- Les résultats du modèle d'échanges commerciaux (modèle de marché) montrent qu'avec les conditions-cadres supposées concernant le potentiel, le WACC et l'évolution des coûts technologiques, d'autres pays en dehors de la région MENA pourraient tout à fait représenter des concurrents solides. Dans la mesure où il est supposé que les coûts de toutes les nouvelles technologies sont identiques pour tous les utilisateurs et que les frais de personnel n'entrent pas en ligne de compte, les potentiels par pays ainsi que le WACC jouent un rôle décisif. En conséquence, il n'existe pas d'avantage de savoir-faire de certaines nations susceptibles d'être traduit financièrement.
- Dans l'hypothèse d'un marché libre, les relations de livraison changent fréquemment. À part dans les scénarios qui utilisent le même WACC, le nombre de pays exportateurs (y compris l'autoproduction) est limité. Certains pays ne commenceront à produire que dans le courant des années 2040, car l'autosuffisance ou l'exportation ne sont pas financièrement intéressantes avant cette date. Plusieurs pays comme les États-Unis, le Canada, l'Irlande et la Nouvelle-Zélande connaissent en outre, dans de nombreux scénarios, un fort pic d'exportation dans les années 2030 ou 40, mais ce pic retombe ensuite fortement jusqu'au début des années 2050 en raison de l'évolution de la situation concurrentielle.
- La maximisation de la marge étant une prémisses essentielle du modèle de marché, certaines constellations de scénarios impliquent également l'approvisionnement des pays MENA par des pays de l'UE. Cela s'explique par le fait que les fournisseurs potentiels proches de la région MENA proposent déjà leurs ressources à des tiers à des prix de revient plus avantageux. Toutefois, la région MENA aurait tendance à être approvisionnée par l'Australie et l'Amérique. Ce n'est que dans les scénarios de base, avec un WACC identique pour tous les pays, que l'Arabie saoudite et l'Égypte approvisionneraient en priorité la région MENA. Ces constellations peuvent toutefois changer si la demande mondiale de carburants synthétiques augmente et si les matières premières chimiques telles que l'ammoniac et le

méthanol sont prises en compte de manière appropriée dans tous les scénarios de demande.

- Les dégressions de coûts supposées font toutefois que de nombreuses installations ne sont guère compétitives longtemps par rapport aux nouvelles installations. Cette expérience, déjà acquise lors de la fabrication de modules photovoltaïques, devrait être prise en compte lors du développement d'un modèle de marché ou de la planification des installations.

9 Transférabilité à d'autres pays fournisseurs

Même si l'analyse des pays fournisseurs potentiels pour l'Allemagne dans le cadre de ce projet porte sur les pays de la région MENA très ensoleillés et venteux, d'autres pays ou régions pourraient fournir de l'hydrogène vert et des carburants synthétiques (par exemple la Chine, le Chili, l'Australie, l'Afrique du Sud, le Brésil). Les travaux de recherche menés dans le cadre du sous-projet B.II ont permis d'y voir plus clair, mais ils ne visaient pas à optimiser l'approvisionnement énergétique. Le modèle de marché visait plutôt à déterminer quelles autres nations pourraient être des partenaires commerciaux potentiels pour la région MENA, l'Europe et l'Allemagne, et comment elles pourraient influencer le commerce dans les limites du système établi dans ce projet autour de la région MENA et de l'Europe.

Comme on peut le constater, les deux approches, le modèle d'approvisionnement énergétique du Wuppertal Institut et le modèle de marché de l'IZES, arrivent à la conclusion que les pays MENA ne peuvent devenir des partenaires intéressants, malgré leurs faibles coûts de production et leur très grand potentiel, que si les WACC atteignent un niveau qui permette aux investisseurs de bénéficier d'un réel avantage concurrentiel. Sinon, l'Europe pourrait et serait largement autosuffisante ou, en cas d'ouverture globale, les pays d'Amérique et d'Océanie joueraient un rôle de plus en plus important en tant que partenaires commerciaux. Le modèle de marché montre quels pays pourraient l'être dans différents scénarios et donne ainsi des indications précieuses sur les pays vers lesquels le modèle d'approvisionnement énergétique pourrait être étendu sans perdre nettement de son dynamisme en intégrant un très grand nombre de pays.

En complément des Fig. 5-7 et Fig. 9-2, nous présentons quelques exemples de coûts potentiels dans d'autres pays. Les potentiels de carburants synthétiques spécifiques à chaque pays en TWh/a en 2050 sont représentés par catégorie de coûts, une fois en tenant compte du scénario de référence WACC avec un WACC identique pour tous les pays, ainsi que dans le scénario WACC_bau, dans lequel des majorations spécifiques du coût du risque sur le WACC ont été déterminées pour tous les pays et maintenues constantes pour l'avenir (voir également le chapitre 6.1). Les capacités de production d'électricité déjà existantes ne sont pas encore déduites dans la représentation.

Les raisons qui conduisent finalement à une forte importation en provenance d'Océanie sont que l'Australie possède de grands potentiels au bas de l'échelle des catégories de coûts, alors que d'autres nations situent plutôt leurs potentiels au milieu ou au sommet de l'échelle. Il convient également de noter que la demande totale de carburants synthétiques des pays considérés dans le modèle de marché, y compris en partie utilisés comme matières premières, est d'environ 6 750 TWh dans le scénario avec la demande de carburants synthétiques la plus élevée, ce qui ne correspond même pas à un tiers des potentiels de la catégorie de coûts la moins chère « < 1,25 €/l » dans le scénario WACC_bau. Les pays MENA ne sont représentés que par environ 160 TWh. Dans le scénario WACC_ref, l'offre de la catégorie de coûts la moins chère est moins importante, avec environ 7 830 TWh, car un WACC de 6 % est supposé pour toutes les nations. Néanmoins, cette offre est également inférieure à la demande totale dans le scénario avec la demande de carburants synthétiques la plus

élevée. Avec une part de 350 TWh, la part des pays MENA est cependant plus que doublée.

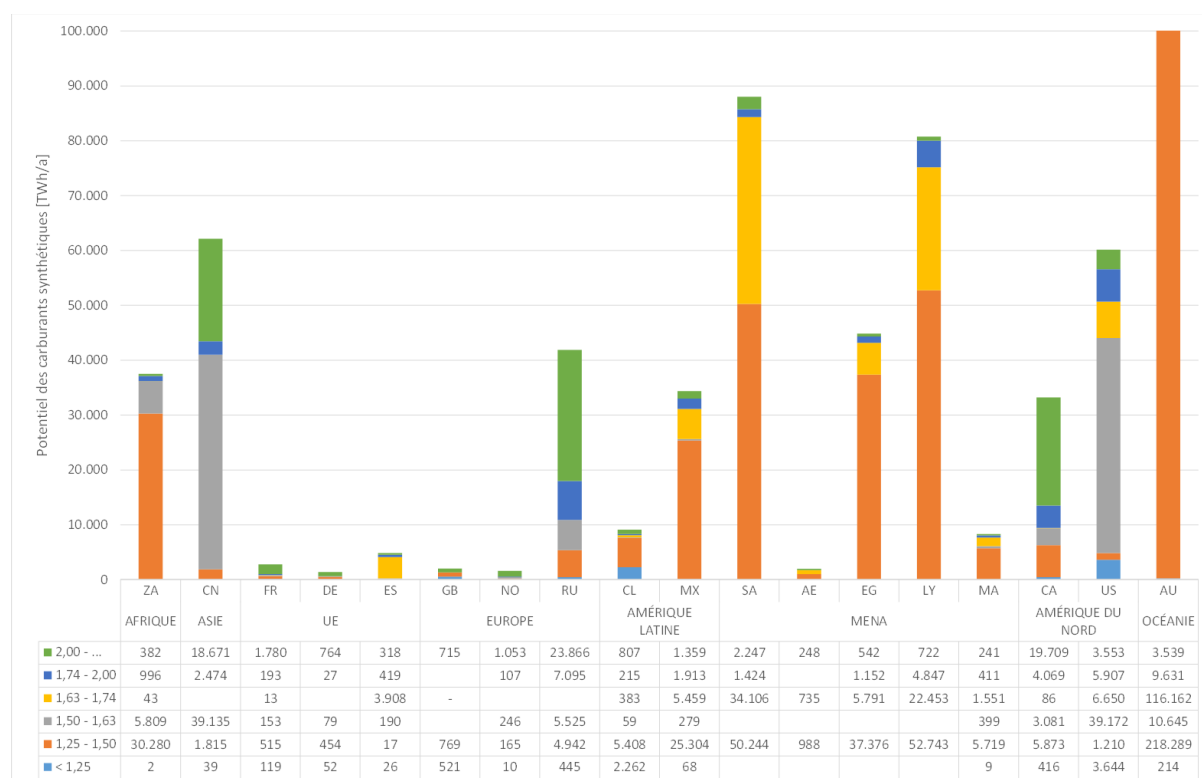


Fig. 9-1 Potentiels nationaux de carburants synthétiques issus d'énergies renouvelables en 2050, classés par catégories de coûts [€/l] ; scénario WACC_ref (6 %)

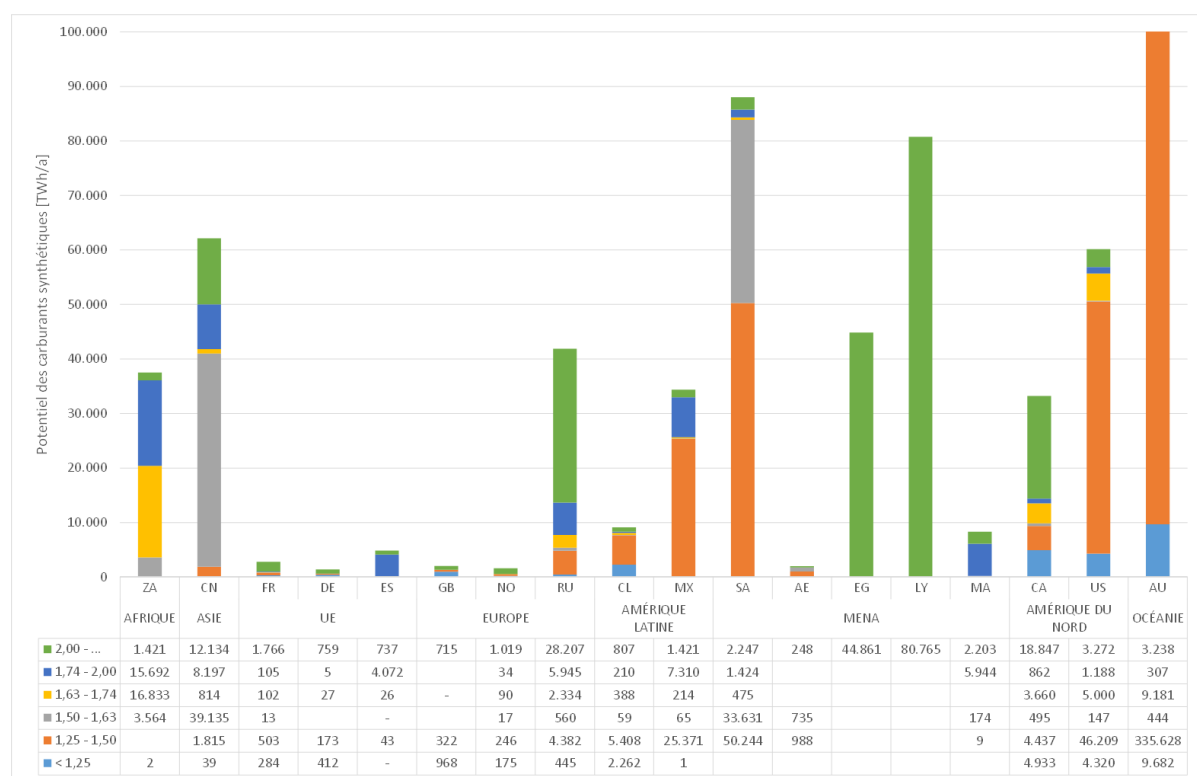


Fig. 9-2 Potentiels nationaux de carburants synthétiques issus d'énergies renouvelables en 2050, classés par catégories de coûts [€/l] ; scénario WACC_bau

Du seul point de vue de l'approche des deux modèles, on peut néanmoins s'attendre à un résultat différent en ce qui concerne les relations commerciales entre des pays spécifiques, pour un même choix de pays. Il semble intéressant d'examiner conjointement les deux aspects centraux suivants, notamment en ce qui concerne le développement de stratégies visant à garantir la sécurité d'approvisionnement au niveau politique, mais aussi le développement de stratégies d'entreprise au sein des entreprises énergétiques (et de celles qui utilisent des combustibles/carburants comme matières premières), car cela permet de confronter des objectifs différents (sécurité d'approvisionnement et maximisation des bénéfices) et de mettre en évidence les interactions :

- Comment l'approvisionnement énergétique devrait-il être structuré afin de fournir un résultat optimal en termes de coûts pour toutes les économies nationales ?
- Comment les entreprises indépendantes agissent-elles sur un marché mondial et quelles sont les interactions qui en résultent pour les économies nationales ?

Si les deux modèles couvrent le même champ d'observation, les futures études devraient être suivies d'une évaluation critique mettant en lumière de manière approfondie les interactions économiques, écologiques et sociales.

D'un point de vue technique, l'extension des pays ne pose pas de problème, mais les algorithmes d'optimisation du modèle d'approvisionnement en énergie limitent actuellement une granularité élevée, si bien que certains pays ont dû être regroupés en régions. Toutefois, dans la mesure où l'on dispose de suffisamment d'informations sur d'autres pays ou régions, les approches et les méthodes utilisées dans ce projet peuvent être relativement bien transposées.

10 Pistes d'action et besoins de recherche

En conclusion, les résultats obtenus jusqu'à présent permettent de dégager des options d'action stratégiques pour l'industrie et la politique. Celles-ci indiquent notamment quels processus pourraient être mis en place pour la réalisation éventuelle d'une importation de carburants synthétiques. D'autres **besoins de recherche** sont également esquissés, qui se recoupent en partie avec les pistes d'action.

10.1 Pistes d'action pour les décideurs politiques

Plusieurs pistes sont envisageables au niveau politique pour soutenir la transition de la région MENA vers une région d'approvisionnement économiquement attractive pour la production et l'approvisionnement à grande échelle d'hydrogène vert et de produits dérivés synthétiques :

- Afin de garantir la sécurité de la planification pour les investisseurs, il convient de créer un **cadre politique stable à long terme pour un marché de l'hydrogène vert et des produits dérivés synthétiques**. Cela concerne notamment des questions réglementaires telles que la définition de la durabilité de l'hydrogène et des carburants synthétiques⁶. Il s'agit ici de définir, d'une part, les conditions pour les composants de base des carburants (hydrogène vert et CO₂ neutre pour le climat ainsi que leur origine) et, d'autre part, les critères de durabilité pour l'ensemble de la CV, aussi bien en Allemagne que pour les pays exportateurs. L'un des principaux objectifs d'une politique énergétique allemande et européenne visant à importer doit donc être de promouvoir les objectifs et le développement des énergies renouvelables dans les pays MENA, par exemple en les soutenant par le biais de partenariats énergétiques et climatiques.
- Un autre aspect de la sécurité de la planification concerne la stabilité politique et le cadre d'investissement dans les pays producteurs potentiels de la région MENA. Celle-ci peut également être créée en aidant les pays exportateurs potentiels à créer des conditions favorables, mais aussi en développant des instruments de financement et en les mettant à disposition, par exemple, via des banques de développement allemandes (KfW) et des garanties (HERMES). Une coordination étroite avec les institutions financières internationales est utile à cet égard afin de parvenir à une cohérence. L'établissement de relations stables au niveau bilatéral ou multilatéral afin d'accroître la sécurité et la fiabilité pour les investisseurs potentiels revêt une importance stratégique si l'on veut que la région MENA devienne une région d'approvisionnement en énergie verte dans une perspective d'avenir. Même si c'est déjà en partie le cas, les efforts dans ce sens doivent être considérablement accrus afin de permettre une mise en œuvre rapide et d'assurer l'énorme besoin de financement non seulement pour des projets pilotes individuels, mais aussi pour des secteurs entiers.
- Mais il ne faut pas non plus négliger l'exploitation des **potentiels intra-européens** en matière d'énergies renouvelables. Comme l'ont montré les résultats tant du modèle d'approvisionnement énergétique que du modèle d'échange, l'Europe

⁶ Un exemple négatif est la réglementation sur les biocarburants, qui a souvent été adaptée par le passé.

pourrait théoriquement - en cas de demande modérée de carburants synthétiques - être entièrement autosuffisante. Dans ce domaine, la mise en place de **partenariats énergétiques avec des pays européens** pourrait favoriser un développement rapide des installations et des infrastructures.

- Cela nous amène directement à l'aspect de la **sécurité d'approvisionnement**. Dans le cadre de la politique énergétique extérieure, il convient d'évaluer la manière dont les trajectoires d'approvisionnement devraient être diversifiées à l'avenir. Cela pourrait conduire à ne pas établir de relations commerciales uniquement avec quelques pays privilégiés, mais à choisir d'emblée un large éventail de pays exportateurs. Mais l'on pourrait aussi envisager d'exploiter pleinement les ressources énergétiques renouvelables européennes pour des raisons stratégiques et pas seulement pour des raisons d'avantage économique.
- En revanche, si une grande partie des produits dérivés synthétiques étaient importés de la région MENA en raison de bonnes conditions d'investissement, d'autres **questions devraient être discutées du point de vue de la politique industrielle**. Le transfert de l'ensemble de la CV des carburants et des produits intermédiaires (comme le méthanol) vers la région MENA (Renewables Pull⁷) accélérerait fortement la transformation de l'industrie chimique en Allemagne. Il y a encore un grand besoin de recherche en ce qui concerne la résilience des CV. Au niveau politique, il convient de développer très tôt une compréhension du rôle futur de l'industrie chimique et de concevoir des instruments permettant de **promouvoir des modèles commerciaux** alternatifs (par exemple, transformation des raffineries en simples « raffineries de matières premières », construction d'installations de production d'ER et d'installations de conversion, exportation du savoir-faire technologique, joint-ventures avec l'industrie chimique dans les pays d'exportation potentiels, mais aussi, le cas échéant, promotion ciblée des sites actuels en Allemagne, si cela s'impose pour des raisons de sécurité d'approvisionnement).
- D'une manière générale, **l'hydrogène et les sources d'énergie synthétiques** devraient toujours être « **pensés** » ensemble, y compris du point de vue politique, et les stratégies ne devraient pas se focaliser uniquement sur l'importation d'hydrogène. Les évaluations du comité consultatif international MENA-Fuels ont très clairement montré que la région MENA ne veut pas être réduite à un simple fournisseur d'hydrogène vert. Outre l'avantage économique et technique de transporter directement les produits dérivés synthétiques au lieu de l'hydrogène, la mise en place de centrales de cogénération complètes dans la région MENA s'accompagne également de questions de développement économique dont l'impact sur la stabilité d'une région ne devrait pas être sous-estimé.
- La fourchette des analyses de coûts potentiels ainsi que l'approche pratique de la maximisation des bénéfices dans le modèle de marché montrent clairement que les prix d'importation, après actualisation au pouvoir d'achat actuel, sont à peu près équivalents à ceux des énergies fossiles actuelles avant distribution et taxes.

⁷ À propos des « Renewables Pull », voir Samadi et al. (2021).

L'utilisation de l'hydrogène et des carburants synthétiques n'aura donc lieu que là où il n'existe pas d'alternatives ou une disposition à payer correspondante. Du point de vue de la durabilité, il est donc judicieux de continuer à miser sur **l'utilisation la plus efficace possible de l'hydrogène et des carburants synthétiques** et, en particulier, de développer des alternatives à ceux-ci. Ainsi, dans le **secteur de la mobilité**, il faudrait non seulement continuer à développer un changement de motorisation, mais aussi concevoir un meilleur **cadre politique** qui encourage le changement modal au détriment du transport motorisé, réduisant ainsi à la fois les besoins en carburant et en matières premières.

- Le plus grand défi à cet égard devrait être la transformation vers un transport aérien climatiquement neutre. Comme le montrent les résultats des écobilans, l'impact climatique du kérosène lié au CO₂ peut être massivement réduit en utilisant du kérosène synthétique basé sur des énergies renouvelables et du CO₂ capté dans l'atmosphère. Ces émissions ne représentent toutefois qu'un tiers environ de l'impact climatique de l'aviation, les deux autres tiers étant dus à des effets non liés au CO₂, comme la formation de traînées de condensation et cirrus. L'utilisation de carburants synthétiques ne peut donc apporter qu'une contribution limitée à la neutralité climatique du transport aérien. Il convient donc de renforcer massivement la recherche sur les moteurs alternatifs dans le transport aérien.

10.2 Pistes d'action pour le secteur industriel

Une base essentielle de l'industrie pour le développement et l'utilisation conséquents de technologies, d'applications et de modèles commerciaux est la **sécurité de planification à long terme et les conditions marginales** qui permettent des investissements tant politiques qu'économiques. Mais l'industrie elle-même dispose également d'un certain nombre d'options pour soutenir la transition vers l'hydrogène vert et les carburants synthétiques :

- L'évaluation des techniques a mis en évidence un grand nombre de questions en suspens pour un certain nombre de technologies (notamment les technologies de synthèse, mais aussi la production d'hydrogène et la capture directe du CO₂). Celles-ci concernent notamment le développement technique futur, mais aussi des questions en aval concernant l'évaluation d'un point de vue économique et écologique. Une contribution de l'industrie serait donc notamment d'intensifier considérablement ses **efforts de recherche et de développement** afin de mettre les technologies sur le marché dans des délais courts et de permettre des réductions de coûts (par l'apprentissage technique, la montée en gamme et la production de masse). Dans ce contexte, le développement devrait être indifférent au type de technologie afin de minimiser le risque de développements erronés et d'éventuels revers. Étant donné qu'un certain nombre de technologies sont développées dans le cadre des projets techniques de *l'initiative en faveur d'un tournant énergétique dans les transports*, il convient également de se référer ici aux recommandations plus détaillées de la recherche d'accompagnement BEniVer.
- En raison de l'urgence de la transition énergétique, il est également nécessaire de **développer rapidement des modèles commerciaux**. Étant donné que ce projet était de nature systémique et qu'il a mis en évidence les relations

fondamentales pour les voies d'approvisionnement de l'Europe à partir de la région MENA, la dérivation de modèles commerciaux nécessite une réflexion propre à laquelle les scientifiques impliqués peuvent contribuer même après la fin du projet. Les résultats du modèle d'échange montrent en outre que si la dégression des coûts des électrolyseurs et de la synthèse Fischer-Tropsch, supposée ici, se réalise, les installations pionnières des années 2030 et 2040 ne pourront guère subsister une décennie sans **contrats fournisseurs** à long terme. Les modèles d'entreprise doivent donc absolument tenir compte du fait que les processus doivent être adaptés à intervalles rapprochés afin de ne pas se retrouver dans la même problématique que celle de la production photovoltaïque en Allemagne.

- Le projet ne prévoyait pas non plus de mesures concrètes **pour mettre en œuvre les pistes de transformation identifiées**. Même si cela n'est pas encore possible à l'heure actuelle, la direction générale et la nécessité d'agir sont déjà données par les objectifs de neutralité climatique adoptés. Celles-ci ne laissent qu'une petite fenêtre d'opportunité pour la mise en œuvre et il convient donc, du point de vue de l'industrie, de clarifier si les taux massifs d'augmentation des technologies nécessaires sont réalisables ou quelles mesures seront nécessaires pour la montée en puissance des capacités de production à « l'échelle du giga ».
- Alors que l'industrie allemande est très engagée dans le **développement de technologies de synthèse et de production d'hydrogène**, les développements correspondants dans le domaine de la **capture directe du CO₂** (Direct Air Capture, DAC) font défaut. Jusqu'à présent, l'industrie allemande n'a fait état d'aucun développement dans ce domaine, bien que la technologie DAC soit centrale pour la production de carburants synthétiques neutres pour le climat (et d'émissions négatives en général) (Viebahn et al., 2019). Comme on peut s'attendre à un très grand potentiel de marché et à un grand marché d'exportation, l'industrie allemande devrait réfléchir à accéder à cette technologie d'avenir.
- Comme pour d'autres projets de recherche, le soutien de MENA-Fuels par le comité consultatif de l'industrie s'est avéré très utile et constructif. De manière générale, la **collaboration entre la recherche et l'industrie** pourrait toutefois être plus étroite pour de tels projets orientés vers l'analyse systémique, dans l'esprit d'une situation gagnant-gagnant. Alors que la science a besoin de données solides provenant de l'industrie comme base pour sa modélisation et son évaluation technique, et que les connaissances pratiques sur les marchés futurs peuvent également étayer ses analyses, elle fournit en contrepartie des informations sur lesquelles l'industrie peut s'appuyer pour orienter stratégiquement ses développements. Même si ces informations ne peuvent pas être considérées comme des prévisions, les espaces de scénarios (dans le sens d'analyses « si-alors ») montrent au moins un éventail de développements possibles auxquels l'industrie devrait être préparée.

10.3 Besoin de recherche

La **science a un rôle crucial à jouer en tant que catalyseur de l'innovation**, en particulier dans la phase actuelle de mise sur le marché et de développement des capacités d'une économie de l'hydrogène et des carburants synthétiques. Dans ce

contexte, il convient de veiller à la **cohérence et à la diversité des stratégies** qui découlent des espaces de scénarios présentés, dans un **objectif de résilience et de durabilité à long terme**. L'orientation vers un objectif, en l'occurrence la défossilisation ou la décarbonisation des transports en Allemagne et en Europe, et la diversité des solutions ne sont pas contradictoires, mais constituent la base d'une sécurité d'approvisionnement durable à long terme. Il est donc nécessaire de poursuivre les recherches afin de pouvoir mettre en œuvre les stratégies requises de manière ciblée.

- Les scénarios du modèle d'approvisionnement énergétique se basent sur les objectifs antérieurs en matière de protection du climat (réduction de 95 % des émissions de GES d'ici 2050). Des **objectifs plus ambitieux en matière de protection du climat** ayant été adoptés entre-temps, les analyses devraient être mises à jour. Il faudrait ainsi se demander quelles seraient les implications de l'objectif actuel de neutralité climatique de l'Allemagne d'ici 2045, par exemple en ce qui concerne l'augmentation nécessaire de la taille des installations nécessaires, la construction plus rapide d'installations ER, le besoin plus précoce de CO₂ climatiquement neutre pour les synthèses, etc.
- En outre, il existe une grande incertitude quant aux données concernant les **coûts de transport**. Les décisions relatives au mode de transport (par exemple, pipeline versus navire-citerne pour les sources d'énergie liquides) en dépendent, mais aussi et surtout le degré de CV dans le pays d'exportation potentiel (par exemple, fabrication du produit final versus transport de produits intermédiaires ou d'hydrogène). Des analyses plus approfondies et des illustrations plus détaillées des coûts de transport pourraient donner des résultats plus précis dans ce domaine.
- Dans le cadre du modèle d'approvisionnement en énergie, seule la liaison de transport entre les différentes régions est modélisée, le transport au sein d'une région n'est pas représenté. En conséquence, aucune **planification concrète et globale des infrastructures** n'est possible sur la base de ces résultats. Les questions en suspens sont, par exemple, de savoir si la production d'hydrogène vert et de carburants synthétiques devrait plutôt se faire à proximité des potentiels d'énergies renouvelables, souvent situés sur le territoire national, ou directement aux points d'exportation tels que les ports ou les pipelines existants. De même, les sources de CO₂ pourraient varier. Il est également nécessaire d'**analyser les stratégies d'exploitation et de localisation** de la production de carburants synthétiques et leur impact sur les prix de revient. Des stratégies adaptées peuvent être plus intéressantes du point de vue des coûts et conduire à une réduction des prix de revient. Par exemple, une répartition locale différente des composants du système PtX, une intégration au réseau ou des installations ER hybrides (par exemple, des installations CSP-PV combinées) peuvent contribuer à réduire les coûts infrastructurels, d'électricité ER et de stockage.
- La question de savoir quels pays pourront à l'avenir respecter les **exigences ambitieuses de l'UE en matière d'hydrogène vert et de produits dérivés** et comment la situation de l'offre et les partenaires commerciaux potentiels s'en trouveront encore modifiés reste également ouverte.
- La détermination concrète des trajectoires d'importation potentielles a été effectuée dans le cadre de MENA-Fuels à partir d'une modélisation optimisant les

coûts. Pour une évaluation réaliste des possibilités d'exportation des différents pays de la région MENA, il est toutefois nécessaire de procéder à une étude plus approfondie **du point de vue des pays exportateurs potentiels** eux-mêmes, qui va bien au-delà de la prise en compte théorique de leurs propres besoins.

- Cela implique, d'une part, des questions sur les **potentiels concrets de développement** économique et social, par exemple si et comment des CV locales peuvent être créées dans le contexte du ou en relation avec le développement des capacités d'exportation d'énergies renouvelables.
- Mais les **questions de durabilité locale** devraient également être étudiées, notamment en ce qui concerne la satisfaction des besoins considérables en eau.
- En outre, il existe un grand besoin de recherche sur les **facteurs pertinents pour le choix d'un site**, tant du point de vue des investisseurs que des différents pays. Il convient de s'interroger sur les opportunités qui peuvent être exploitées, mais aussi sur les obstacles qui doivent être supprimés sur place pour pouvoir développer un secteur des carburants synthétiques.
- Les résultats de ces analyses plus approfondies devraient ensuite être conciliés avec les résultats du modèle d'approvisionnement énergétique et du modèle de marché, de sorte que, dans l'ensemble, il soit possible de déterminer des **trajectoires d'approvisionnement** qui ne soient pas optimales sur le plan économique, mais qui soient **durables** d'un point de vue global. La multitude d'aspects à prendre en compte montre en même temps la nécessité de lier les questions d'une **évaluation multicritère** (des facteurs de localisation) à la **modélisation** (des flux énergétiques et commerciaux).
- Parallèlement, la « **frontière du système** » de l'analyse devrait être élargie. On peut se demander dans quelle mesure les résultats du modèle d'approvisionnement énergétique concernant la région MENA seraient valables si des pays fournisseurs potentiels pertinents mais plus éloignés, comme le Chili ou l'Australie, étaient inclus dans l'analyse. L'essentiel est de savoir comment ces pays se situeraient par rapport à la région MENA en ce qui concerne les trois critères de décision centraux (prix de revient des énergies renouvelables, risque d'investissement et coûts de transport). Le modèle de marché développé dans le projet de recherche en donne une première impression, mais il suit une autre approche d'optimisation que le modèle d'approvisionnement en énergie. Il convient, en outre, d'élargir ces analyses aux exigences concrètes en matière d'infrastructure.
- Enfin, la production d'hydrocarbures synthétiques à partir d'hydrogène vert et de CO₂ sera également liée à des objectifs de politique industrielle dans les pays producteurs de la région MENA. Il pourrait en résulter un effet dit de « **Renewables Pull** », soit d'attraction des énergies renouvelables qui, d'un côté, apporterait des potentiels de développement positifs pour la région MENA. D'un autre côté, cela entraînerait des difficultés dans la chaîne de valeur centrale de l'industrie chimique, qui repose aujourd'hui sur les produits pétrochimiques de base dans l'UE. Il en résulte à la fois des défis et des opportunités. Malgré leur importance stratégique pour l'industrie, les effets et les interactions exactes sur les CV n'ont pas été étudiés jusqu'à présent.

- Pour traiter des analyses plus étendues, il faudrait en outre examiner dans quelle mesure les mesures nécessaires ici pour **réduire la complexité** en ce qui concerne le nombre de régions modélisées et la résolution temporelle en cours d'année peuvent être compensées d'une autre manière, par exemple par le développement de méthodes de résolution spécifiques au problème, afin de contrecarrer les réductions de la pertinence qui en découlent.
- Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour **prendre en compte explicitement l'incertitude** dans le modèle d'approvisionnement énergétique. Celle-ci augmenterait toutefois encore la complexité du modèle ; les méthodes de résolution développées doivent être adaptées en conséquence. Il s'agit, en outre, d'identifier les décisions prises « à pile ou face » et de les adresser de manière appropriée afin d'augmenter la pertinence et la fiabilité des résultats.
- De même, les analyses des **effets macroéconomiques** n'ont pu être réalisées que de manière très approximative en raison du manque de données, qu'il s'agisse des **effets macroéconomiques** des trajectoires d'approvisionnement en Allemagne et en Europe, mais surtout des statistiques macroéconomiques inexistantes dans la région MENA. Pour pouvoir reproduire les effets dans leur intégralité, il faudrait un projet de recherche indépendant et de grande envergure.

11 Bibliographie

Littérature citée

- Agora Energiewende, Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.
- Bundesregierung (2021). Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).
<https://www.bmuv.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz>
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolus, J., Bazillian, M., Roehrl, A. (2011). OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy*, 39(10), 5850–5870.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- IEA (2017a). International Energy Agency (IEA): World Energy Balances 2017. OECD
- IEA (2017b). International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2017. OECD
- Keramidas, K., Fosse, F., Diaz-Vazquez, A., Schade, B., Tchung-Ming, S., Weitzel, M., Vandyck, T., Wojtowicz, K. (2021). Global Energy and Climate Outlook. A new normal beyond Covid-19: estimating the effects of the pandemic on the energy system, with a focus on the transport sector. <https://doi.org/10.2760/608429>
- Royal Institute of Technology (KTH), International Atomic Energy Agency, Energy Institute, University College London, Stockholm Environmental Institute (SEI), Stanford University, Paul Scherrer Institute, Energy Research Centre, University of Cape Town, North Carolina State University, United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) (2022). Structure of OSeMOSYS. <https://osemosys.readthedocs.io/en/latest/manual/Structure%20of%20OSeMOSYS.html>
- Samadi, S., Lechtenböhmer, S., Viebahn, P., Fischer, A. (2021). Renewables Pull—Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 71(7–8), 10–13.
- Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs—Development of the REMix model and application for Europe. Universität Stuttgart.
- Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy model – global renewable energy potentials optimized power plant siting and scenario validation. A thesis submitted to the Faculty of Energy Technology, Process and Biological Engineering of the University of Stuttgart in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Engineering Sciences (Dr.-Ing.). Universität Stuttgart.
- Teske, S. (Hrsg.) (2019). Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C. Springer International Publishing.
<https://www.springer.com/gp/book/9783030058425>

- Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O. (2019). Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture: Ergebnis einer multidimensionalen Analyse. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/start/2/rows/10/sort-field/year_sort/sortorder/desc/searchtype/advanced/author_search/%22Zelt%2C+Ole%22+OR+%22Soukup%2C+Ole%22/author_searchmodifier/contains_all/doctypesq/article/docId/7438
- Waissbein, O., Glemarec, Y., Bayraktar, H., Schmidt, T. (2013). Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries. United Nations Development Programme. <https://www.undp.org/publications/original-drei-report>

Sous-rapports

- Acosta-Fernández, J., Viebahn, P., Hanke, T., Block, S. (2023). Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 13 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Braun, J., Kern, J., Scholz, Y., Hu, W., Moser, M., Schillings, C., Simon, S., Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J. (2022). Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 10 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Doré, L., Krüger, C., Janßen, T. (2022). Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien. MENA-Fuels: Teilbericht 7 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J., Viebahn, P., Pregger, T., Braun, J. (2022). Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman. MENA-Fuels: Teilbericht 11 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Horst, J., Klann, U. (2022). MENA-Fuels—Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen. MENA-Fuels: Teilbericht 12 des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Jülich, A., Zelt, O. (2022). Ökobilanzen für synthetisches Kerosin—Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland. MENA-Fuels: Teilbericht 2 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L. (2022). Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen. MENA-Fuels: Teilbericht 5 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L., Janßen, T. (2022). Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung. MENA-Fuels: Teilbericht 6 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Pregger, T. (2022). Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder. MENA-Fuels: Teilbericht 9 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Saurat, M., Doré, L., Janßen, T., Kiefer, S., Krüger, C., Nebel, A. (2022). Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I. MENA-Fuels: Teilbericht 4 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

- Terrapon-Pfaff, J., Prantner, M., Ersoy, S. R. (2022). Risikobewertung und Risiko-kostenanalyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 8 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022a). Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. Teilbericht 14 des Wuppertal Instituts, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022b). Synthesis and courses of action. Report on results of the MENA-Fuels project. Sub-report 14 to the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK). Wuppertal Institut, German Aerospace Center (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (Institute for Future Energy and Material Flow Systems, IZES).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, L., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022c) : synthèse et pistes d'action. Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels. Sous-rapport 14 au ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK). Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES).
- Zelt, O., Kobiela, G., Ortiz, W., Scholz, A., Monnerie, N., Rosenstiel, A., Viebahn, P. (2020). Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. MENA-Fuels: Teilbericht 3 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Zelt, O., Scholz, A., Viebahn, P. (2021). Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien. MENA-Fuels: Teilbericht 1 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

12 Annexe : comités consultatifs du projet

Tab. 12-1 Liste des membres du comité consultatif de l'industrie

Entreprise	Membre	Fonction
Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft (AV)	Katarina Kunert	Consultant for North and Central Africa
Daimler Truck AG	Volker Hasenberg	External Affairs / Automotive Regulatory Strategy / Commercial Vehicles
Daimler Truck AG	Dr. Manfred Schuckert	External Affairs / Automotive Regulatory Strategy / Commercial Vehicles
DECHEMA e. V.	Prof. Dr. Kurt Wagemann	Head of Kopernicus Power-to-x project
Deutsche Post DHL Group	Dr. Henrik v. Storch	Senior Expert GoGreen
Deutsche Shell Holding GmbH	Jens Mueller-Belau	Energy Transition Manager Deutschland
EDL Anlagenbau GmbH	Dr.-Ing. Michael Haid	Managing Director
FEV Europe GmbH	Dr. Thorsten Schnorbus	Senior Project Manager Research and Innovation
INERATEC GmbH	Dr.-Ing. Tim Boeltken	Managing Director
Innogy SE	Dr. Frank-Detlef Drake	Head of Strategy and Technology
Innogy SE	Dr. Christian Lorenz	Senior Innovation Manager Research & Technology
MAN Energy Solutions SE	Dr. Matthias Auer	Head of Test & Validation
Raffinerie Heide GmbH	Dirk Burmeister	Managing Director Entwicklungsagentur Region Heide
Siemens AG	Dr. Michael Metzger	Principal Key Expert Energy Systems
Sunfire GmbH	Dr. Jens Baumgartner	Business Development Manager Electrolysis
Thyssenkrupp AG	Dr.-Ing. Hans-Jörn Weddige	Group Coordinator Energy, Climate and Environmental Policy
Uniper	Dr. Harald Hecking	Innovation Manager
Worley	Dr. Hans D. Hermes	Vice President Clean Hydrogen

Tab. 12-2 Liste des membres du comité consultatif international de MENA-Fuels

Organisation	Membre	Fonction
Acwa Power	Paddy Padmanathan	CEO
Arab-German Chamber of Commerce and Industry e.V. (GHORFA)	Abdulaziz Al-Mikhlaifi	Secretary General
Association of Mediterranean Energy Regulators (MEDREG)	Hasan Ozkoc	Secretary General
Clean Energy Business Council MENA (CEBC)	Dr. Raed Bkayrat	Managing Director
Dii - Desert Energy	Paul van Son	Executive at innogy SE & Dii Desert Energy
European Investment Bank (EIB)	Mondher Chargui, Roland Schulze	Senior Energy specialist
International Renewable Energy Agency (IRENA)	Zoheir Hamedi	Regional Programme Officer - Middle East and North Africa
Middle East Gases Association (MEGA)	Roger Sayah	Secretary General
Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE)	Dr. Maged Mahmoud	Director of Projects and Technical Affairs
Union for the Mediterranean (UfM)	Grammenos Mastrojeni	Deputy Secretary General Energy & Climate Action
United Nations Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA)	Radia Sedaoui	Chief of the Energy Section
United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)	Dr. Tareq Emtairah	Director of Energy Department

Aperçu des sous-rapports dans le cadre de MENA-Fuels

Tous les sous-rapports seront publiés sur le site Internet suivant au cours du deuxième semestre 2022 : www.wupperinst.org/MENA-Fuels/

Teilprojekt A.I: Technologiebewertung für synthetische Kraftstoffe

- 1 Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien
- 2 Ökobilanzen für synthetisches Kerosin – Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland
- 3 Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe

Teilprojekt A.II: Potenzial- und Infrastrukturanalyse für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte

- 4 Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I
- 5 Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen
- 6 Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung
- 7 Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien
- 8 Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region

Teilprojekt B.I: Analyse der Exportpotenziale in den MENA-Ländern

- 9 Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder
- 10 Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region
- 11 Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman

Teilprojekt B.II: Künftige Märkte, Handelsprodukte und Wertschöpfungsketten

- 12 MENA-Fuels – Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen
- 13 Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region

Teilprojekt B.III: Synthese und Handlungsoptionen

- 14 (DE) Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels
- 14 (EN) Synthesis and courses of action – Report on results of the MENA-Fuels project
- 14 (FR) Synthèse et pistes d'action – Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels

L'avenir de la mobilité en Allemagne et dans l'UE offre un portefeuille varié de technologies et de solutions. Outre l'électromobilité, l'utilisation de carburants synthétiques est une solution envisageable.

La production de grandes quantités de carburants synthétiques (et de matières premières) nécessite des quantités considérables d'énergies renouvelables bon marché. En particulier, les pays de la région MENA (Afrique du Nord et Proche-Orient), très ensoleillés et venteux et dotés d'un important potentiel d'énergies renouvelables, sont des sites idéaux pour la production de carburants synthétiques et de leurs produits intermédiaires. En outre, il existe déjà des relations commerciales et des infrastructures avec de nombreux pays, sur lesquelles il est possible de s'appuyer.

Mais quels sont les potentiels disponibles dans les différents pays ? A quel coût les ressources correspondantes sont-elles disponibles ? Quelles sont les structures de transport nécessaires ? Quel est l'impact d'une importation sur la création de valeur, tant en Allemagne que dans les pays MENA ?

Quel est l'intérêt des États de la région MENA eux-mêmes à exploiter leurs potentiels d'énergies renouvelables pour l'approvisionnement national, mais aussi pour l'exportation ? Quel est l'intérêt des États de la région MENA eux-mêmes à exploiter leur potentiel d'énergies renouvelables pour l'approvisionnement national, mais aussi pour l'exportation ? Quels sont les concurrents auxquels il faut s'attendre en dehors de la région MENA et de l'UE ?

Dans le contexte de ces questions, le projet MENA-Fuels a analysé dans quelle mesure la région MENA peut être un partenaire commercial stratégiquement important dans l'approvisionnement de l'Allemagne (et de l'UE) en carburants synthétiques ou en produits intermédiaires.

www.wupperinst.org/MENA-Fuels/

