Green H2 Tunisia

RÉPUBLIQUE TUNISIENNE

Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie

STRATÉGIE NATIONALE POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE VERT ET SES DÉRIVÉS EN TUNISIE

STRATÉGIE NATIONALE POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE VERT ET DE SES DÉRIVÉS EN TUNISIE

Synthèse - Mai 2024

Table des Matières

Liste des figures 6

Liste des tableaux 7

Liste des Abréviations 9

Résumé exécutif 11

1. Contexte tunisien : opportunités d'utilisation de l'hydrogène vert 12
- **1.1 Politique nationale et climat 13**
- **1.2 L'énergie et le développement des énergies renouvelables 14**
- **1.3 L'infrastructure 15**
- 1.3.1 Les ports 15
- 1.3.2 Les pipelines de gaz naturel 15
- 1.3.3 Le réseau de transport d'électricité 16
- **1.4 Secteurs prioritaires pour les applications de l'H_2V 16**
- 1.4.1 Le secteur de l'industrie 17
- 1.4.2 Le secteur des transports 18
- 1.4.3 Le secteur de l'électricité et du gaz 19

2 Vision et cadre logique 20

3 Cibles et scénario de la feuille de route 24
- **3.1 Filières prioritaires d'hydrogène vert pour la Tunisie 26**
- **3.2 Le scénario de développement de l'H_2V en Tunisie 27**
- 3.2.1 Synthèse du scénario de développement de l'H_2V : marché local et export 27
- **3.3 Effets économiques 28**
- 3.3.1 Investissements requis 28
- 3.3.2 Balance commerciale 30

4 La stratégie nationale 32
- **4.1 Le parcours de la stratégie et l'engagement avec les parties prenantes 33**
- **4.2 Vision d'ensemble et implementation de la FdR 33**
- 4.2.1 Cadre réglementaire et institutionnel spécifique pour l'H_2V/PtX 34
- **4.3 La liaison entre centres de production et centres de demande d'H_2 35**
- **4.4 La stratégie du marché d'export 39**
- 4.4.1 Cadre réglementaire et institutionnel du marché de l'export 39
- 4.4.2 L'infrastructure de transport de l'H_2V et ses dérivés 39
- 4.4.3 Le transport de l'hydrogène par pipelines : le backbone tunisien de l'H_2V 40
- **4.5 La stratégie du marché local 45**
- 4.5.1 Cadre réglementaire et institutionnel 46
- 4.5.2 R&D et développement de compétences 47

5 Le financement de la FdR 50
- **5.1 Financer et de-risquer le marché local et l'infrastructure 53**
- 5.1.1 Accords et engagements d'achat avec l'union europeenne 53
- 5.1.2 Le european fund for sustainable development plus 54
- 5.1.3 Mécanismes financiers de l'UE 54
- 5.1.4 La banque européenne d'investissement 54
- 5.1.5 La Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) 55
- 5.1.6 H_2Global 55
- **5.2 Incitations fiscales 57**
- 5.2.1 Marché carbone 57
- 5.2.2 Révisions sur ETS 57
- 5.2.3 Mécanisme d'ajustement carbone aux frontieres – macf/cbam 58
- 5.2.4 Relations de l'UE avec les marchés internationaux du carbone 59

6 La transition énergetique juste 60

7 Annexes 64
- Principales études en cours 65
- Principales études ultérieures a mener 65
- Liste des documents et études consultés 65

Liste des Figures

Figure 1 :	Branchement pour l'alimentation du backbone hydrogène en 2050	15
Figure 2 :	Le cadre logique de la FdR	22
Figure 3 :	Cibles de la FdR nationale et chronologie	25
Figure 4 :	Besoins en H_2V pour le marché local et export	27
Figure 5 :	Étapes de l'implémentation de la FdR	28
Figure 6 :	Besoins en investissements	29
Figure 7 :	Impact sur la balance commerciale de la Tunisie	30
Figure 8 :	Schéma descriptif de la stratégie nationale	33
Figure 9 :	Développement de la production d'H_2V jusqu'à 2050	37
Figure 10 :	Localisation du site pour la production de l'ammoniac	38
Figure 11 :	Options de routing pour le backbone tunisien	41
Figure 12 :	Plan de production et export	44
Figure 13 :	Échéancier de réalisation des travaux pour l'infrastructure H_2 (2024-2050)	45
Figure 14 :	Sommaire de la stratégie financière	52
Figure 15 :	Chronologie de la stratégie de financement	56
Figure 16 :	Illustration simplifiée du MACF (source: www.conference-board.org)	58

Liste des Tableaux

Tableau 1: Synthèse des objectifs énergétiques de la stratégie du secteur de l'énergie a l'horizon 2035 **14**

Tableau 2 : Ports de déchargement des produits pétroliers **15**

Tableau 3 : Réseau de transport électrique en **2021** **16**

Tableau 4 : Synthèse du potentiel de développement de l'H_2V dans les principales applications industrielles **13**

Tableau 5: Synthèse du potentiel de développement de l'H_2V dans les principales applications du secteur des transports **18**

Tableau 6 : Potentiel d'utilisation de l'H_2V dans les secteurs de l'électricite et du gaz **19**

Tableau 7 : Prévision des besoins en eau dessalée pour la production de l'H_2V **28**

Tableau 8 : Répartition de la consommation d'H_2V entre le marché local et le marché d'export (1000 t) **30**

Tableau 9 : Capacité de production ER pour la production de l'H_2V(GW) **37**

Tableau 10 : Facteur de charge moyen pondéré et LCOH **39**

Tableau 11 : Evolution des quantités (kt) d'H_2 transportées par pipelines selon le produit final consommé **42**

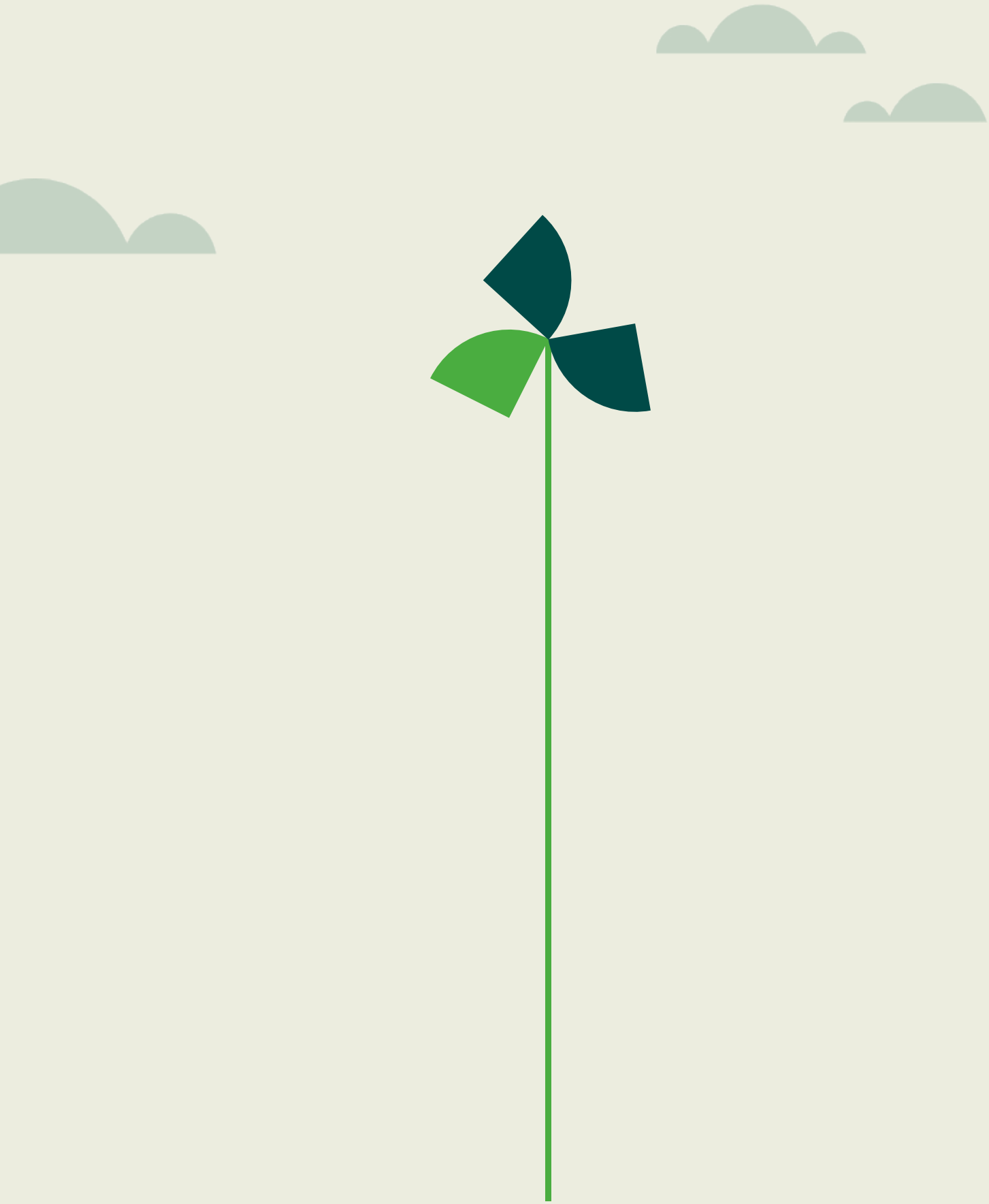
Tableau 12 : Infrastructures nécessaires pour la construction de l'H_2 backbone tunisien **44**

Tableau 13 : Description des coûts d'investissement **44**

Tableau 14 : Variabilité des coûts d'investissement (million USD 2022) **45**

Liste des Abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
ATI	Agence Tunisienne de l'internet
CCNUCC	La Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CDN	Contribution Déterminée au niveau National
CONECT	Confédération des Entreprises Citoyennes de Tunisie
COPIL	COmité de PILotage
DAP	Di-Ammonium Phosphate
DCP	Phosphate bicalcique
DFIs	Institutions Financières de Développement (Developement Finance Institutions)
DT	Dinar Tunisien
ER	Energies Renouvelables
FdR	Feuille de Route
GCT	Groupe Chimique Tunisien
GES	Gaz à Effet de Serre
GN	Gaz Naturel
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
H_2	Hydrogène (pour désigner le dihydrogène)
H_2V	Hydrogène Vert
ITCEQ	Institut Tunisien de la Compétitivité et des Etudes Quantitatives
ktep	kilo tonnes d'équivalent pétrole
MAP	Mono-Ammonium Phosphate
MARHP	Ministre de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche Maritime
MIME	Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie
MT	Moyenne Tension
MW	Mégawatt
NDC	Nationally Determined Contributions
OMMP	Office de la Marine Marchande et des Ports
ONEM	Obsevatoire National de l'Energie et des Mines
PA	Plan d'Actions
PtX	Power to X
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et Développement
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
TIA	Tunisia Investment Authority
UE	Union Européenne
UTICA	Union Tunisienne de l'industrie, du Commerce et de l'Artisanat
VH_2	Vallée d'hydrogène vert
ZES	Zone Economique Spéciale



RÉSUMÉ EXECUTIF

La Feuille de Route (FdR), la Stratégie Nationale (SN) et le Plan d'Actions (PA) pour le développement de l'Hydrogène Vert (H_2V) et de ses produits dérivés en Tunisie à l'horizon de 2050 ont été élaborés dans le cadre d'un processus participatif impliquant les parties prenantes clés, sous l'égide du Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie (MIME). A cet égard et après la tenue de plusieurs réunions techniques avec le MIME, un atelier de lancement a été organisé en novembre 2022 en présence du Comité de Pilotage (COPIL) de l'hydrogène vert, suivi de plusieurs autres réunions avec ce comité ainsi que d'un dialogue avec les représentants du secteur public et privé via des rencontres bilatérales. Les principaux résultats techniques une fois validés, un dialogue avec les acteurs concernés par la chaîne de valeur de l'H_2V/PtX (acteurs publics, privés, société civile, académiciens, bailleurs de fonds, etc.) a été organisé le 04 octobre 2023 accueillant plus de 200 personnes à l'occasion duquel le MIME a présenté les grandes lignes de la stratégie et a répondu aux questions des participants. Les suggestions proposées dans ce dialogue ont été évaluées et intégrées dans cette étude.

Du point de vue de la vision stratégique, la FdR préconise une combinaison entre le marché local et le marché de l'exportation, ce dernier étant, à terme, le moteur du développement économique et industriel grâce à l'introduction de l'hydrogène vert (H_2V) et de ses dérivés. Le marché local, quant à lui, sera le premier à être activé à court-terme à travers un projet commercial articulé autour de la production d'ammoniac vert pour le secteur des engrais.

Dans ce contexte, la Stratégie Nationale (SN) propose un plan pour atteindre les cibles identifiées dans la FdR, afin que la Tunisie devienne un exportateur net de l'H_2V et fasse partie de la dorsale hydrogène « Hydrogen Backbone » de l'UE. Les cibles de la FdR sont ambitieuses et visent essentiellement à exporter environ 6,3 Mt H_2 par an d'ici 2050 vers l'UE par pipeline et alimenter le marché local par environ 2 Mt, sous forme d'H_2V ou dérivés, tels que l'ammoniac vert, le méthanol vert et les carburants synthétiques verts. La faisabilité de la mise en œuvre de la FdR repose sur le soutien financier et organisationnel international et sur la signature d'accords-cadres à long-terme avec des off-takers/producteurs et partenaires/développeurs.

Pour cette raison, la SN définit un plan et une structure dédiée pour la mise en œuvre de la FdR, nécessaires pour atteindre les objectifs identifiés et clairement signaler aux investisseurs et partenaires internationaux le potentiel de l'H_2V et de ses dérivés en Tunisie.

L'analyse de ce potentiel et des opportunités offertes pour le pays est le sujet du premier chapitre de ce rapport, visant à souligner et élaborer les composants sur lesquels la stratégie nationale devrait se concentrer pour maximiser les résultats finaux : l'export de l'H_2V et la production de l'ammoniac vert (pour le marché local et l'export).

Dans les trois chapitres suivants (2-4), la vision et les scenarios ainsi que les effets économiques de la FdR sont récapitulés pour introduire les éléments constitutifs de la stratégie ainsi qu'un cadre réglementaire et institutionnel dédié à l'H_2V/PtX. Ces éléments clés sont à mettre en place d'ici 2025 pour construire les bases de la mise en oeuvre de la FdR. La stratégie décrit ces éléments en détail et présente un plan échelonné de réduction des risques et de garantie de leur opérationnalité. Ensuite, le plan fournit une proposition de connexion entre les centres de production de l'H_2V et de ses dérivés avec les centres de demande pour le marché local et celui de l'export. L'introduction d'un « H_2 backbone tunisien » à partir du sud du pays reliée à celle de l'UE au Nord permettrait ainsi l'optimisation énergétique et économique du stockage et du transport d'énergie/H_2V, en exploitant, dès que possible, l'infrastructure gazière existante et en prévoyant des nouvelles connexions et ramifications pour alimenter le marché local et celui de l'export.

La recherche et développement (R&D) est également abordée, en tant qu'aspect fondamental du renforcement des capacités locales à travers la collaboration internationale. La R&D fournira aussi les compétences au secteur privé en vue des défis de ce nouveau secteur économique (chapitre 5).

Une stratégie de financement est aussi proposée pour dérisquer la mise en oeuvre de la FdR. Celle-ci intègre une description des incitations qui peuvent être mises en place en se basant sur les meilleures pratiques au niveau international et dans la région (chapitre 6).

La transition énergétique juste (chapitre 7) est partie intégrante de la SN et alignée avec la politique nationale de décarbonation qui prévoit l'introduction massive des ER. Elle permet à la fois de stimuler le développement économique, créer des emplois durables et mettre les émissions de gaz à effet serre (GES) sur une trajectoire descendante, assurant ainsi un approvisionnement en électricité qui ne compromette pas la croissance économique.

01

CONTEXTE TUNISIEN: OPPORTUNITES D'UTILISATION DE L'HYDROGENE VERT

1.1 Politique nationale et climat

La Tunisie s'est engagée, depuis l'adoption de la CCNUCC et sa ratification en 1992, dans la lutte contre les changements climatiques aussi bien sur le volet « Atténuation » qu' « Adaptation ». Cet engagement a été ensuite confirmé par la soumission à la CCNUCC de sa Contribution Déterminée au niveau National (CDN) en 2015 et sa révision en 2021, par laquelle elle s'est fixée comme objectif de réduire son intensité carbone de 45% en 2030 par rapport à 2010. De plus, sur le plus long terme, la Tunisie a adopté, en 2022, une Stratégie Nationale Bas Carbone dans le secteur de l'énergie (SNBC) qui vise à diviser par un facteur de 5 l'intensité carbone en 2050 par rapport à celle de 2010 dans ce secteur. Cela permettrait de faire baisser les émissions de 2050 de plus de 22% par rapport à celles de 2021 malgré la croissance économique attendue de la Tunisie.

1.2 L'énergie et le développement des énergies renouvelables

Le secteur de l'énergie connaît, depuis plusieurs années, une baisse continue de la production des hydrocarbures conjuguée à une croissance soutenue de la demande d'énergie. Il s'ensuit un déficit énergétique structurel qui a atteint environ 50% en 2023 contre uniquement 10% en 2010.

Pour faire face à cette situation, la Tunisie s'est fixée des objectifs ambitieux en termes de transition énergétique. En effet, la SNBC pour le secteur de l'énergie prévoit une part des ER d'environ 80% en 2050 et une baisse de 68% de l'intensité d'énergie primaire en 2050 par rapport à 2020.

La stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035 adoptée début 2023 (Tableau 1) prévoit une réforme en profondeur de ce secteur en vue d'accélérer la décarbonation de l'économie, de réduire le risque majeur d'approvisionnement énergétique tout en luttant contre la précarité énergétique. Cette stratégie, sans pour autant annoncer d'objectifs quantifiés sur le développement de l'H_2V, insiste sur la nécessité de mesures politiques, techniques et réglementaires nécessaires pour développer à terme une filière conséquente.

Le tableau ci-après présente les principaux objectifs énergétiques de la stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035.

INDICATEUR DE SUIVI	VALEUR DE DEPART (2021)	VALEUR CIBLE EN 2035
Intensité d'énergie finale	0,105 tep/1000 DT de 2010	0,070 tep/1000 DT de 2010
Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale	24%	30%
Part des voitures électriques dans le parc roulant de voitures particulières	0%	5% à 10%
Consommation d'énergie primaire (hors biomasse)	9 990 ktep	11 300 ktep
Intensité d'énergie primaire	0,143 tep/1000 DT de 2010	0,085 tep/1000 DT de 2010
Capacité ER installée pour la production électrique	400 MW	8350 MW
Part des ER dans la consommation d'énergie primaire	0.7%	18%
Part des ER dans le mix de production électrique	4%	50%
Ratio de dépendance énergétique	57%	76% à 33% selon le développement des ressources fossiles

***Tableau 1** : Synthèse des objectifs énergétiques de la stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035*

1.3 L'infrastructure

1.3.1 Les ports

Les ports de commerce sont au nombre de sept. En termes d'infrastructure portuaire de déchargement de produits finis pétroliers et de capacité de traitement des différentes sources de carburant, la Tunisie dispose de cinq ports gérés par l'Office de la Marine Marchande et des Ports (OMMP).

Les caractéristiques des ports de déchargement et des infrastructures portuaires connexes sont résumées dans le tableau ci-après. Pour le GNL, il n'est pas utilisé actuellement dans le pays et la Tunisie ne dispose pas d'infrastructures spécifiques pour ce produit.

PORT	TIRANT D'EAU (PIEDS)	LONGUEUR DU QUAI (METRES)	PRODUITS PETROLIERS
SKHIRA Station de chargement 1 (PP) Station de chargement 2 (brut et PP) Station de chargement 1 (PC)	 37 47-50 marées hautes 24-27 marées basses	60-300 100-300	Essence, gasoil et carburant
BIZERTE Quai A Quai B	 35 26	 250 150	GPL, essence, gasoil, et carburant
RADES	31	170	GPL, gasoil, jet aviation, et carburant
GABES	10,5	120	GPL
ZARZIS	28	175	Essence, gasoil et jet aviation

Tableau 2 : *Ports de déchargement des produits pétroliers*

1.3.2 Les pipelines de Gaz Naturel

Un des plus grands atouts de la Tunisie pour le développement du marché de l'export de H_2V est la connexion avec l'Europe à travers le gazoduc du gaz naturel, qui préconise l'opportunité pour le pays de faire partie de la H_2 backbone européen[1] (voire chapitre 5.4.3 et 5.1.2 du rapport de la FDR), et en particulier du corridor A (figure 1).

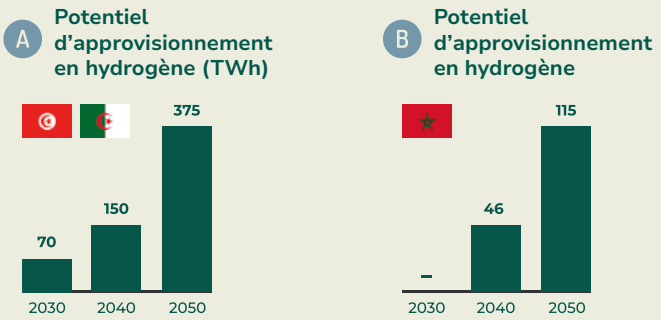


Figure 1 : *Branchement pour l'alimentation du backbone hydrogène en 2050*

1. EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE, Guide house, 2022

En 2021, la longueur totale du réseau de transport de gaz et de celui du réseau de distribution (à l'exclusion du réseau transcontinental) a atteint respectivement 3 016 km et 17 548 km.

En ce qui concerne les gazoducs de transit tunisiens, ils font partie du système Transmed qui transporte le gaz naturel de Hassi R'Mel (Algérie) vers la Sicile et le marché italien. Le tronçon algérien est exploité par la société publique «Sonatrach». La section tunisienne (deux pipelines de 48 pouces) appartient à «Sotugat» (Société Tunisienne du Gazoduc Trans-tunisien), qui est contrôlée, exploitée et entretenue par des filiales d'Eni TTPC (Trans-Tunisian Pipeline Company) et de Sergaz. La section sous-marine entre la Tunisie et la Sicile se compose de trois pipelines de 20 pouces et de deux pipelines de 26 pouces. Elle appartient à la Transmediterranean Pipeline Company Limited (TMPC) et est exploitée par Transmed Sp.A - deux coentreprises entre Eni et Sonatrach.

1.3.3 Le réseau de transport d'électricité

En 2021, le parc de production d'électricité en Tunisie a atteint une capacité totale de 5 944 MW, dont 48% est assurée par des turbines à combustion et 35% par des centrales à cycle combiné.

En ce qui concerne le réseau de transport à haute tension, les niveaux de tension utilisés pour le réseau sont de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 90 kV. Le réseau est essentiellement constitué de lignes aériennes, sauf dans la capitale où, pour des raisons d'urbanisme et de servitudes, certaines connexions sont souterraines.

Le réseau haute tension est totalement interconnecté et relie toutes les centrales de production aux centres de consommation. En 2021, le réseau de transport électrique totalisait environ 6790 km. La répartition du réseau de transport pour les différents niveaux est donnée dans le tableau suivant (année 2021).

TENSION	LONGUEUR (KM)
400 kV	210
225 kV	2902
150 kV	2331
90 kV	1350
Total	6793

***Tableau 3 :** Réseau de transport électrique en 2021 (Source : STEG)*

1.4 Secteurs prioritaires pour les applications de l'H_2V

L'évaluation du potentiel pour le développement de l'H_2V au niveau national, fait apparaitre trois secteurs qui peuvent constituer un potentiel important pour les applications H_2/PtX. Il s'agit notamment du secteur industriel, le secteur du transport et le secteur de l'énergie.

1.4.1 Le secteur de l'industrie

Le potentiel d'utilisation de l'H_2V dans les différentes applications industrielles est résumé dans le tableau suivant.

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
Raffinage du pétrole	La Tunisie possède une seule raffinerie dont le processus ne nécessite pas d'hydrogène. La construction d'une nouvelle raffinerie ou l'ajout d'unités de traitement à la raffinerie existante pourrait créer une demande d'hydrogène à l'avenir, mais qui serait limitée. De plus, ces options comportent des risques tels que des effets de verrou technologique ou des investissements échoués. Il est à noter que la stratégie énergétique 2035 prévoit la réhabilitation et l'extension de la STIR afin d'augmenter la capacité de raffinage de 50% à l'horizon 2030-2035.
Production d'ammoniac	L'ammoniac est utilisé directement comme engrais (Ammonitrate agricole) ou pour la production de fertilisants -essentiellement DAP et MAP- par le GCT. Actuellement, il n'y a pas de production nationale d'ammoniac. Ce produit est totalement importé. La demande d'ammoniac en Tunisie pourrait augmenter dans l'avenir si la production d'engrais revenait à son régime de croisière. Potentiellement, l'ammoniac vert pourrait être produit en Tunisie à partir d'hydrogène vert pour couvrir cette demande. Ce secteur est considéré comme la cible principale pour le développement du marché local et même d'export (ammoniac et engrais) dans le moyen terme.
Production de méthanol	Le méthanol est utilisé en faibles quantités dans divers domaines industriels en Tunisie. Actuellement, il n'y a pas de production de méthanol en Tunisie. Il est totalement importé. Le potentiel de croissance de la demande de méthanol restera limité. Le méthanol, pour le marché local, pourrait être produit à partir d'hydrogène vert, mais plutôt en sous-produit dérivant de la stratégie générale, et non pas la structurant.
Production d'acier par réduction directe du minerai de fer	La Tunisie possède une seule aciérie avec une production d'acier secondaire à partir de ferrailles dans un four à arc électrique. Ce processus ne nécessite pas d'hydrogène. N'ayant pas de réserves de minéral de fer, la demande future d'hydrogène associée à la production d'acier en Tunisie reste peu probable hors scénario pro-actif de spécialisation de near-shoring par exemple.
Utilisation de l'H_2 dans des procédés industriels	L'hydrogène est utilisé en faibles quantités dans diverses applications (centrales électriques, industries agroalimentaires, etc.).
Production de chaleur à haute température	Il n'existe pas d'application de l'hydrogène pour la production de chaleur dans l'industrie en Tunisie actuellement. Pareillement, il n'existe pas d'applications potentielles en Tunisie à court et moyen terme mais le développement de la demande à long terme reste possible. En effet, l'utilisation directe de la chaleur solaire concentrée pourrait être une option plus réalisable.

***Tableau 4 :** Synthèse du potentiel de développement de l'H_2V dans les principales applications industrielles*

1.4.2 Le secteur des transports

Le tableau ci-dessous présente la synthèse du potentiel de développement de l'hydrogène vert dans le secteur des transports.

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
Voitures et camionnettes (véhicules légers)	Faible potentiel de développement compte tenu de la faible rentabilité technico-économique.
Transport lourd de marchandises	• Faible potentiel à court et moyen terme. • Fort potentiel à long terme pour les véhicules lourds dans des flottes dédiées, avec un kilométrage quotidien élevé sur des itinéraires fixes et un ravitaillement centralisé.
Bus	• Faible potentiel à court et moyen terme. • Fort potentiel à long terme avec un kilométrage quotidien élevé sur des itinéraires fixes et un ravitaillement centralisé.
Transport maritime – carburant pour navires : • **Ammoniac** • **Méthanol** • **Hydrogène**	• Fort potentiel à court, moyen et long terme, à l'export et pour le plein des navires accostant en Tunisie.
Transport ferroviaire	• Une petite partie des voies ferrées est électrifiée. • Très faible potentiel à court et moyen terme. • Faible potentiel à long terme. • Les trains à hydrogène comme alternative aux trains légers sur rail et les trains régionaux[2] est l'option la plus probable pour décarboner le secteur ferroviaire.
Aviation – avions à hydrogène ou à carburant synthétique (jet fuel/ méthanol)	• Très faible potentiel à court et moyen terme. • Moyen à fort potentiel à long terme en vue des contraintes internationales de décarbonation (CORSIA). • Les efforts de décarbonation de l'industrie aéronautique et l'augmentation potentielle des coûts de compensation des émissions pour les vols à destination et en provenance de la Tunisie pourraient susciter l'intérêt d'utiliser des carburants synthétiques à partir d'hydrogène en Tunisie.

Tableau 5 : *Synthèse du potentiel de développement de l'H_2V dans les principales applications industrielles*

2. En plus des ces typologies des trains, l'intérêt pour les trains de fret et les trains lourds fonctionnant à l'hydrogène est croissant.

1.4.3 Le secteur de l'électricité et du gaz

Le tableau ci-dessous présente le potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

APPLICATIONS	ETAT ACTUEL ET POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT FUTUR POUR LA TUNISIE
L'hydrogène pour la production et le stockage de l'électricité	• Très faible potentiel à court et moyen terme : en Tunisie, compte tenu de la faible part des énergies renouvelables dans le mix électrique, le besoin d'options de flexibilité dues à la variabilité des énergies renouvelables est actuellement très limité et serait disponible via d'autres technologies (batteries). • Faible potentiel à long terme : pour que l'hydrogène à fins d'électrification et de stockage électrique devienne une option viable en Tunisie, il faut que la part des énergies renouvelables augmente considérablement dans le futur.
L'hydrogène comme combustible pour la production de chaleur dans les bâtiments	L'hydrogène peut être injecté dans le réseau du gaz naturel (jusqu'à 20%) pour générer de la chaleur. Cette option n'est pas prise en considération à ce stade car d'autres technologies (par ex. pompes à chaleur) offrent des solutions plus efficientes et compétitives.

Tableau 6 : *Potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert dans les secteurs de l'électricité et du gaz*

02

VISION & CADRE LOGIQUE

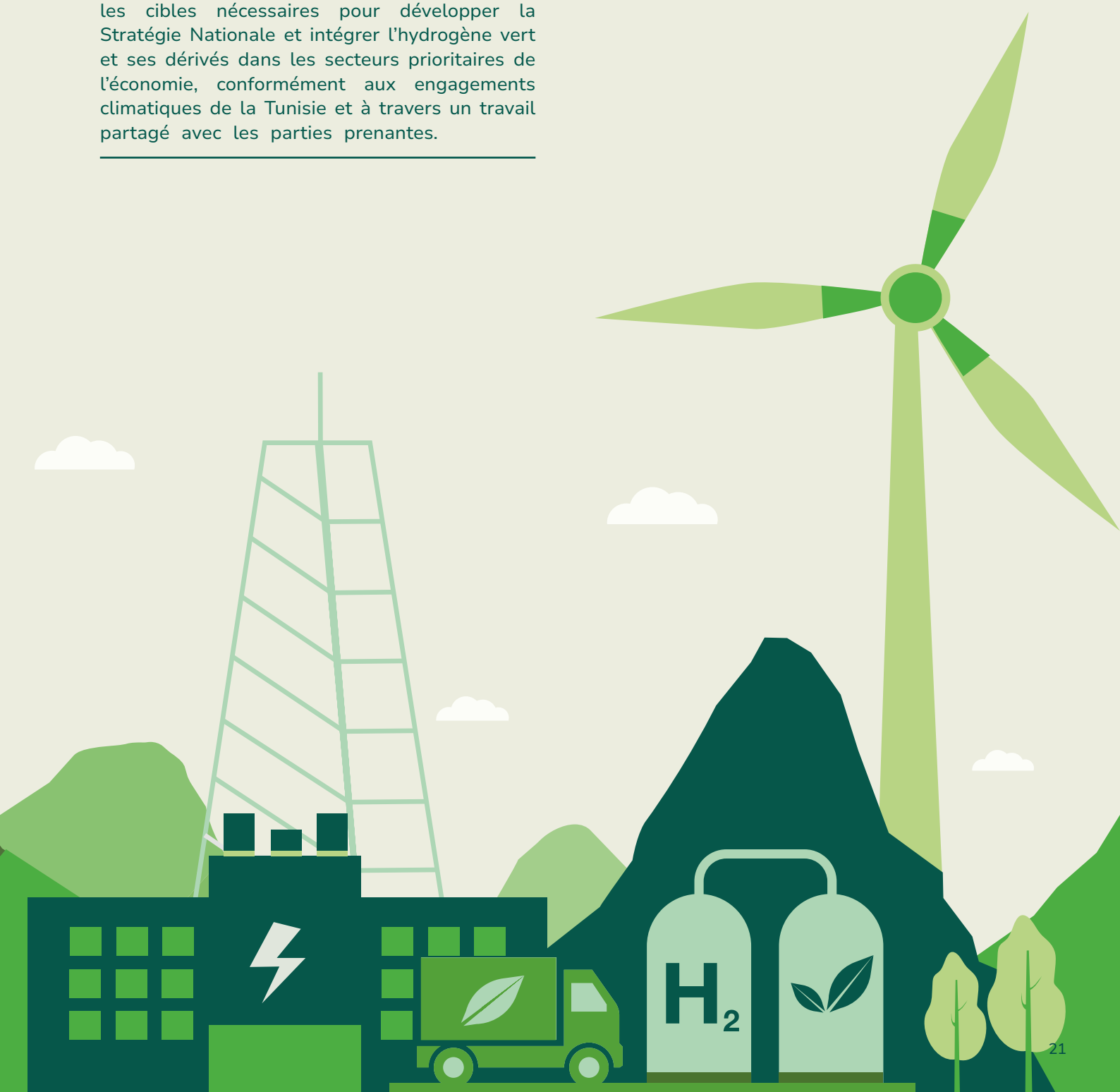
2.1 La vision tunisienne pour le développement de l'hydrogène vert

La vision soutenant la FdR et la stratégie a été co-définie avec les acteurs clés concernés par l'hydrogène vert en Tunisie comme suit : **La Tunisie est une économie durable, neutre en carbone et inclusive de l'hydrogène vert d'ici à 2050.**

Dans ce sens, la FdR de l'hydrogène vert définit les cibles nécessaires pour développer la Stratégie Nationale et intégrer l'hydrogène vert et ses dérivés dans les secteurs prioritaires de l'économie, conformément aux engagements climatiques de la Tunisie et à travers un travail partagé avec les parties prenantes.

2.2 Cadre logique

Le cadre logique illustre la manière dont les contributions et les activités des partenaires se traduisent en outputs qui, à leur tour, se traduisent en leviers de changement permettant l'atteinte des résultats partiaux (outcomes) de la FdR, contribuant ainsi aux objectifs généraux. Le cadre logique de la FdR nationale de la Tunisie, validé par le COPIL, est illustré dans la figure 2.



BUT: LA TUNISIE EST UNE ÉCONOMIE DURABLE, NEUTRE EN

Objectifs

Réduction des émissions de GES (NDC)

Outcomes

- Décarbonaton du secteur énergique (électricité et eéseaux du gaz)
- Décarbonaton du transport: lourd, véhicules, navires, aviation, chemin de fer
- Décarbonaton de l'industrie lourde (raffineries, chimie, cement)

Leviers du changement

- Infrastructure de l'H_2 et Support politique
- Cadre règlementaire y compris foncier
- Accès à la finance verte

Outputs
(Activités et livrables)

- Mesures économiques & financières (avantages fiscaux, taxation,...)
- Investissement en R&D
- Cadre réglementaire et institutionnel

Contribution des parties prenantes

- ATI
- CONECT
- GCT-CPG
- Min. Agriculture
- Min. des Finances
- Min. de l'Economie et de la Planification
- MIME
- Min. Transport
- OMMP
- SOTUGAT
- STEG
- STIR
- UTICA

- MIME
- Min. Domaines de l'Etat
- Min. Transport
- Présidence du Gouvernement

- Banques
- CDC
- Fonds d'investissements
- Min. des Finances
- Min. de l'Economie et de la Planification
- Organismes de coopération internationale
- TIA

CARBONE ET INCLUSIVE DE L'HYDROGÈNE VERT D'ICI À 2050

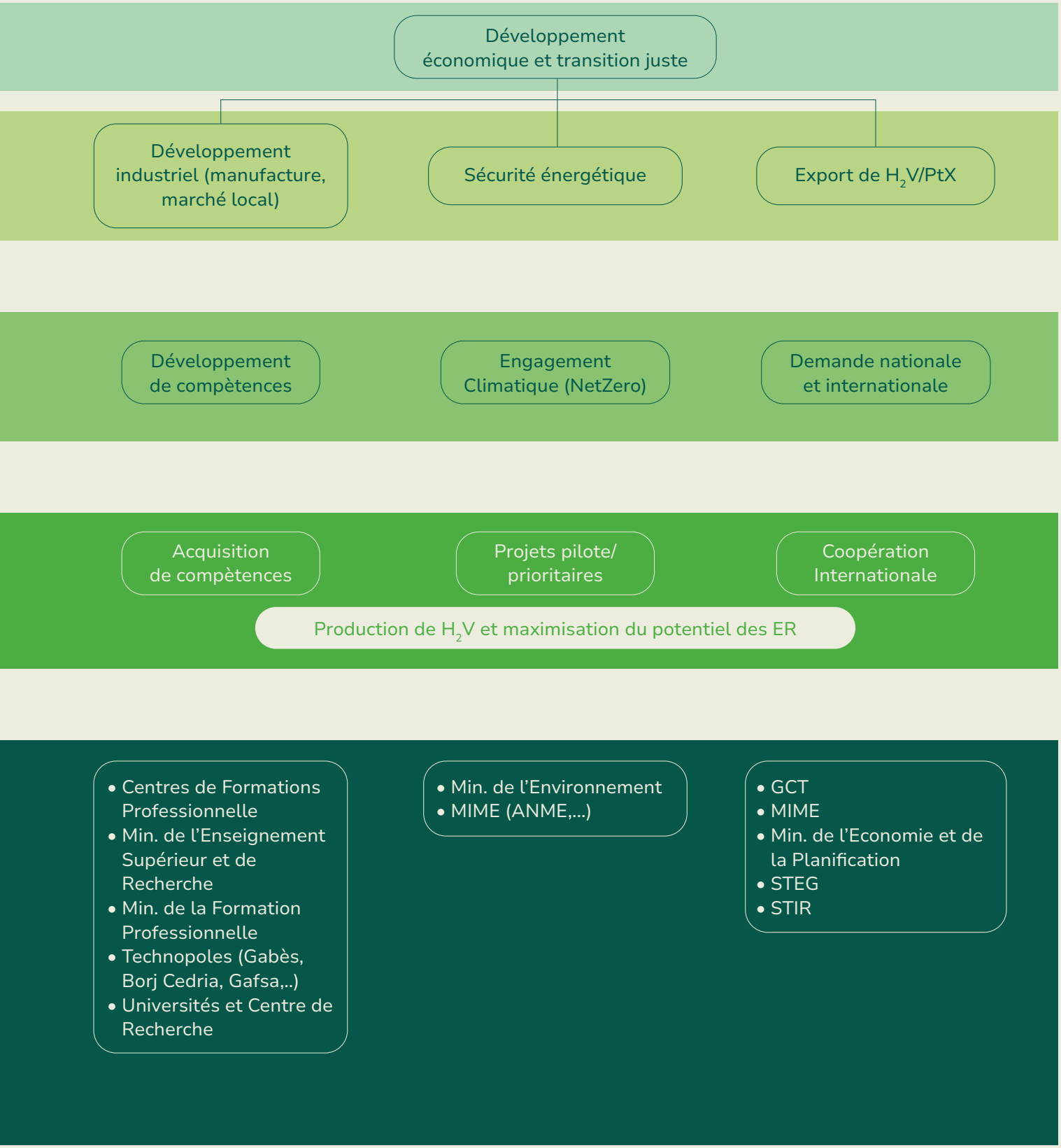
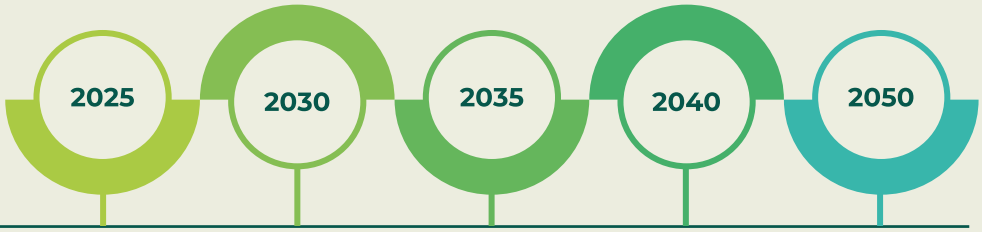


Figure 2 : *Le cadre logique de la FdR*

03

CIBLES ET SCENARIO DE LA FEUILLE DE ROUTE

Les cibles de la FdR sont résumées dans la figure 3. Environ 8,3 Mt de production d'H_2V sont visées d'ici 2050, dont environ 6 Mt pour l'export par pipeline et un peu plus de 2Mt pour le marché local et l'export sous forme de dérivés. Une capacité d'environ 100 GW des ER sera nécessaire pour cette production.



		2025	2030	2035	2040	2050
Production d'H_2* (kt)		-	~ 320	~ 1100	~ 2100	~ 8300 6000 export H_2V par pipes
Capacités électrolyse (GW)		-	3,85	12,9	23,3	86,8
Capacités ER (GW)		-	~ 5	16,4	28,4	~ 100
Emplois (n)		-	19000	64000	116000	434000
Émissions évitées (kt CO_2eq)		-	217	1400	4800	19000

Figure 3 : *Cibles de la FdR nationale et chronologie*

En ce qui concerne les calculs des besoins en ER et d'électrolyse, l'amélioration des technologies en termes d'efficience et la diminution du coût dans le temps grâce à un déploiement massif ont été prises en compte[3,4]. Il faut noter que les cibles décrites dans le tableau sont le résultat d'une modélisation qui ne considère pas de stockage d'énergie comme première approximation, même à la lumière de la haute prédominance de l'export dans la quantité de production totale d'hydrogène d'ici 2050. Cependant, les pertes de transmissions et l'énergie nécessaire pour la production de l'eau dessalée ont été inclues dans les calculs. Ces chiffres sont donc illustratifs.

Dans le cas de projets spécifiques de production d'H_2V et de ses dérivés (surtout en régime d'autoconsommation, prédominant en Tunisie), un surdimensionnement de la capacité des ER et de celle de l'électrolyseur sont normalement prévus pour augmenter le facteur de charge de l'électrolyseur et produire un surplus d'H_2 à fins de stockage. La présence d'une technologie additionnelle pour l'équilibre énergétique (i.e., batteries) est aussi essentielle pour le couplage de l'électrolyseur avec les sites industriels de production des dérivés (e.g., ammoniac, méthanol).

La réaction d'électrolyse nécessite une valeur stœchiométrique de 9 litres d'eau pour produire 1 kg d'H_2. La purification de l'eau et le refroidissement du processus requièrent un espace supplémentaire d'environ 10-20 L/kg H_2[5]. Par conséquent, la consommation totale d'eau est estimée à un intervalle de 20-30 L/kg d'hydrogène vert (voir tableau 7).

3. IRENAinsights (2020), Wind and Solar PV – what we need by 2050, REMap Team, Elisa Asmelash, Gayathri Prakask, Maisarah Kadir
4. IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5ºC Climate Goal
5. https://doi.org/10.2172/1224980

De plus, des quantités d'eau supplémentaires devront être considérées, par exemple:

- Le nettoyage périodique des panneaux photovoltaïques, afin d'assurer un rendement énergétique constant;
- L'évaporation et les pertes de transport entre l'unité de dessalement et le site de production, etc.

La Tunisie présente un taux de stress hydrique élevé. Selon le rapport du SDG6[6] (Water and Sanitation) de l'United Nations Water, le coefficient de stress hydrique du pays est de 96%, (ce coefficient indique le prélèvement d'eau douce en proportion des ressources en eau douce disponibles).

A cet effet, notre stratégie prévoit le dessalement de l'eau de mer[7] comme source principale d'eau pour la production de l'H_2V et ses dérivés : aucune goutte d'eau douce ne sera utilisée pour produire l'hydrogène vert et de ses dérivés. Le dessalement offre une solution avec un impact presque négligeable sur le coût de l'H_2V (augmentation des coûts totaux de production de 0,01 à 0,02 USD/kgH_2) à cause de la faible consommation énergétique de cette technologie (3-4 kWh/m3 d'eau dessalée) par rapport à celle de l'électrolyse - environ 50-55 kWh/kg d'hydrogène, ou ~5 500 kWh/m3 d'eau électrolysée, (IEA 2019). Cette différence énergétique représente même un avantage précieux en termes d'ER nécessaire pour alimenter le site de dessalement qui ne représentera pourtant qu'une fraction minime du total d'énergie consommée (~1%).

	2030	2035	2040	2045	2050
Besoins en eau (Mm3/an)	6,4-9,6	23-34,2	42,2-63,3	86-129	165,4-248,2

***Tableau 7 :** Prévision des besoins en eau dessalée pour la production de l'H_2V*

Il est à souligner que la mise en œuvre de la Feuille de Route ne devrait en aucune manière rentrer en concurrence avec la réalisation des objectifs fixés dans le cadre de la Stratégie Nationale Bas Carbone du secteur de l'énergie, particulièrement en ce qui concerne l'objectif en matière des ER pour la production d'électricité destinée à la consommation d'énergie finale locale. Rappelons que la Stratégie Bas Carbone prévoit environ 20 GW en 2050 connectés au réseau soit en production centralisée ou en autoconsommation. Toutefois, le potentiel identifié d'énergie solaire PV et d'éolien dépasse de loin les capacités nécessaires pour l'objectif de la Feuille de Route H_2V et la SBC, cumulées.

3.1 Filières prioritaires d'hydrogène vert pour la Tunisie

Les priorités de la Tunisie en termes de développement des différentes filières liées à l'hydrogène vert ont été définies sur la base d'une méthodologie d'évaluation multicritère qualitative prenant en compte les quatre domaines : économique, marché, climatique et social[8].
Sur la base des résultats de cette évaluation, le développement de l'H_2V, pour les besoins du marché local, peut être considéré comme prioritaire, pour :

- L'ammoniac et le méthanol dès la période 2025 – 2035;
- Le méthanol pour le soutage des navires locaux dès 2030, mais peut être accéléré par le soutage international;

6. Sustainable Development Goal numéro 6 - https://www.unwater.org/
7. L'utilisation de l'eau de mèr sera la solution primaire à cause des quantités élevées d'H_2V à produire. La technologie de référence est l'osmose inverse. Pour des projets spécifiques l'eau non potable/eau usée pourra même être prise en considération après une opportune analyse des impacts environnementaux.
8. La méthodologie a été décrite dans le chapitre 5 du rapport de la FDR (paragraphe 5.2).

- L'hydrogène pour la raffinerie, dès que la raffinerie sera réhabilitée, probablement en 2030, mais les quantités sont faibles (20 kt/an);
- L'H_2V pour la production de chaleur industrielle, dès 2030 – 2040;[9]
- Le SAF entre 2040-2050, mais peut être accéléré par le soutage international;
- Le carburant synthétique pour le transport routier lourd local dès 2040;
- Le stockage pour la production électrique, dès 2040;

Les trois derniers points sont cités ici en tant qu'options potentielles à long terme. Cependant ils devront être revérifiés et proprement sélectionnées selon le développement du marché et les priorités actualisées du pays dans le contexte du processus de suivi de la FdR.

En appliquant la même approche méthodologique, l'export d'hydrogène par pipeline est pertinent dès 2030 - 2035, d'ammoniac dès 2025 - 2040, le soutage ammoniac l'est dès 2030-2045, le soutage méthanol dès 2030 - 2040 et enfin le SAF dès 2040 - 2045.

3.2 Le scénario de développement de l'H_2V en Tunisie

3.2.2 Synthèse du scénario de développement de l'H_2V : Marché local et export

Le graphique suivant présente l'agrégation du marché local et du marché d'exportation pour le scénario de développement de l'H_2V.

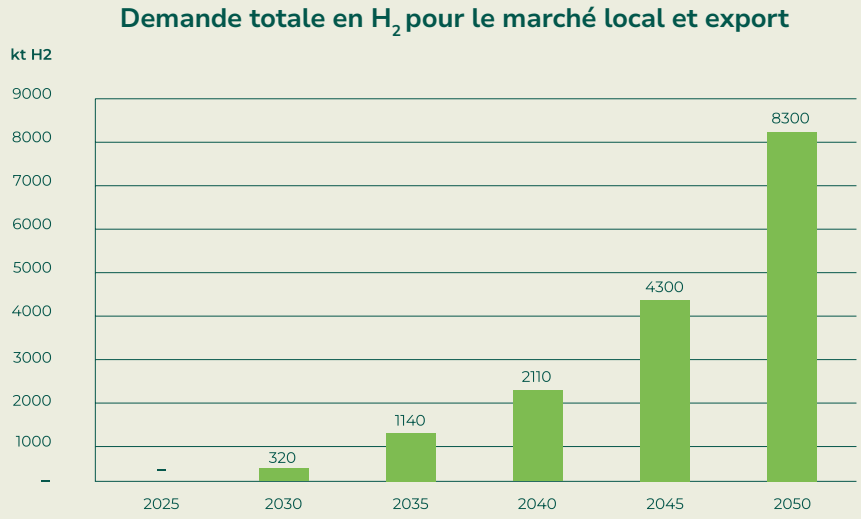


***Figure 4 :** Besoins en H_2V pour le marché local et export*

9. Le blending avec H_2V (jusqu'à 20 %) est une option potentielle qui pourrait être considérée pour le gazoduc de Nawara dans le sud dans une phase transitoire et en présence d'un off-taker pertinent, pour alimenter l'H_2 valley au sud est dans le court terme. De toute façon, cette option pose des difficultés en termes infrastructurelles et de coûts, et elle ne va pas introduire des bénéfices importants de décarbonation. Un étude technique spécifique devra évaluer si le gazoduc actuel peut être réutilisé avec 100% H_2. Sinon, un nouveau pipeline dédié, parallèle au gazoduc actuel Nawara-Gabes devrait être construit. Il est intéressant de citer que le document de la European Hydrogen Backbone (Guide house, 2022) prévoit la possibilité d'export d'H_2V en blending vers l'Europe dans une phase initiale transitoire. La SN ne considère pas cette option pour l'export et néanmoins pour le marché local.

Le tableau suivant présente la répartition de la consommation d'hydrogène entre le marché local et le marché d'export :

	2030	2035	2040	2045	2050
Marché local	20	140	480	1 080	1 900
Export	300	1 000	1 630	3 220	6 400
Total	**320**	**1 140**	**2 110**	**4 300**	**8 300**

***Tableau 8 :** Répartition de la consommation d'H_2V entre le marché local et le marché d'export (1000 t)*

Ainsi, le scénario de la SN prévoit une demande totale d'H_2 estimée à environ 0.3 Mt en 2030, 2.1 Mt en 2040 et 8.3 Mt en 2050. Une synthèse des principales étapes de la mise en œuvre de la FdR est présentée dans la figure ci-dessous.

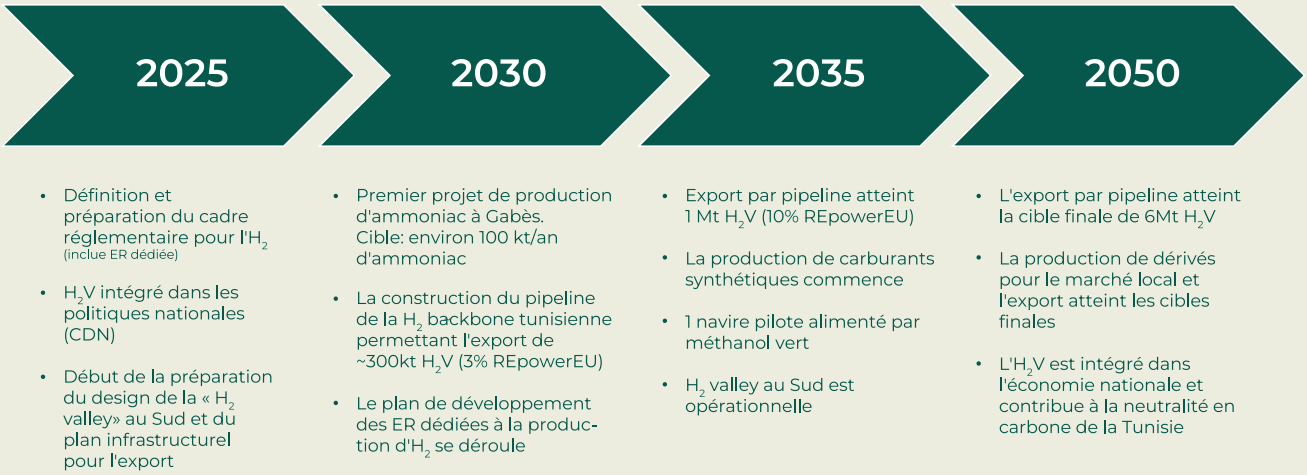


***Figure 5** : Etapes de l'implémentation de la FdR*

3.3 Effets Economiques

3.3.1 Investissements requis

Les investissements requis pour la mise en œuvre de la FdR sont estimés à environ 120 milliards d'euros.

Ces investissements sont programmés sur la base d'un scénario de capacités et de volumes de production pour atteindre 8,3 millions de tonnes équivalent d'hydrogène et de produits PtX. Les investissements initiaux au cours de la période 2025-2030 sont axés notamment sur la construction des capacités d'énergie renouvelable dans le sud et la production d'ammoniac vert à Gabès pour le marché local d'engrais.

D'autres étapes principales envisagent la construction/la réaffectation de l'infrastructure en termes de capacité du pipeline (Nawara-Gabès) et le stockage tampon afin de permettre une utilisation optimisée pour les opérations PtX en aval ainsi que pour l'augmentation des exportations d'H_2V vers l'UE. La taille et le mode de stockage (e.g., batteries, stockage en H_2) dépendra de différents facteurs, par exemple la possibilité d'échanger avec le réseau électrique. Dans ce cas, un dimensionnement approprié devra être basé sur des projets spécifiques en analysant les conditions réelles d'utilisation finale.

A partir de 2030, l'exportation ciblée d'hydrogène vers l'Europe représenterait la contribution de la Tunisie (300 kt en 2030, 1,6 Mt en 2040) à l'approvisionnement européen à travers le « Corridor A Afrique du Nord & Europe du Sud » de l'UE, prévu pour 3 Mt en 2030 passant à 10 Mt en 2040 (Etudes du Backbone Hydrogène Européen). Les investissements dans les centrales électriques d'ER, les électrolyseurs et l'infrastructure seront encore augmentés pour atteindre l'objectif d'exportation de 6,3 Mt d'H_2V en 2050. Les investissements dans la production du carburant synthétique pour l'aviation et le transport routier seront renforcés à partir de 2040.

Les investissements sont indiqués dans les graphiques suivants. Le coût de l'infrastructure d'H_2V comprend la construction des gazoducs et des stations de compression (réaménagées), les conduites d'eau incluant le pompage et le système de dessalement, le stockage de l'H_2, etc.

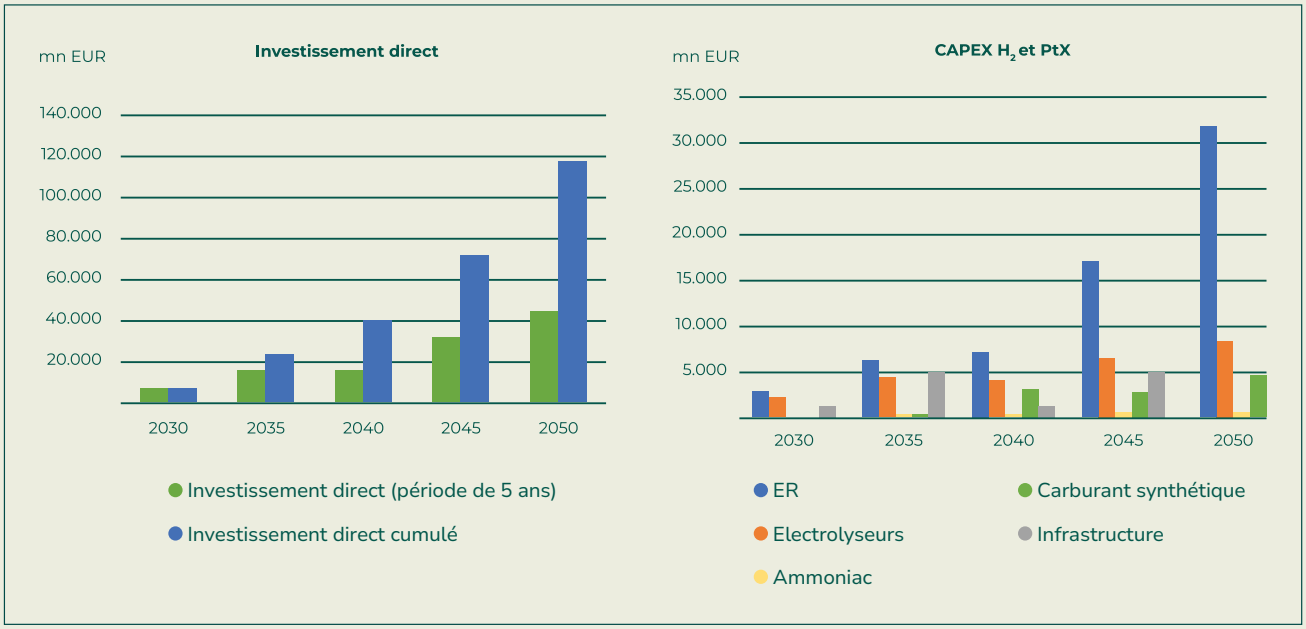


***Figure 6 :** Besoins en investissements*

Les investissements sont présentés dans le graphique à gauche de la figure 6, à la fois en termes cumulé et par période de 5 ans.

Ces investissements proviendront principalement de l'étranger, les sources prévues sont l'UE ainsi que d'autres institutions multilatérales.

Les accords de prélèvement direct tels que H_2Global peuvent aider avec des infrastructures à grande échelle, telles que les pipelines nécessaires. Le financement à long terme fournira une réduction supplémentaire des risques grâce à la maturation du marché et aux engagements contraignants qui en résultent pour la demande tant tunisienne qu'européenne.

Les principales institutions financières de l'UE susceptibles d'intervenir sont notamment :

- La Banque européenne d'investissement (BEI)
- Le Fonds Européen de Développement Durable Plus (FEDD+)
- La Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD)

En outre, le Groupe de la Banque mondiale, impliqué dans plusieurs projets liés au secteur de l'hydrogène dans la région MENA, pourrait être fortement intéressé par le financement de ces investissements.

3.3.2 Balance Commerciale

La balance commerciale représente la différence entre les exportations et les importations d'un pays et constitue un indicateur important de sa santé économique. L'exportation d'hydrogène vert et de ses dérivés ainsi que la substitution des importations par la production nationale, comme l'ammoniac et les produits énergétiques, auraient un impact favorable sur la balance commerciale de la Tunisie. Comme le montre le graphique suivant, L'effet positif annuel sur la balance commerciale atteindrait environ 2,1 milliards EUR en 2035 et 8,6 milliards EUR en 2050. La majeure partie de cet effet sera obtenue grâce à l'exportation d'hydrogène gazeux via les gazoducs du corridor dorsal européen de l'hydrogène « A » vers les acheteurs de l'UE. Par rapport à une évolution projetée linéairement du déficit de la balance commerciale actuelle, les bénéfices introduits par le secteur de l'hydrogène vert peuvent largement réduire les déficits commerciaux (les bénéfices représentent 63% des déficits estimés des autres échanges en 2050).

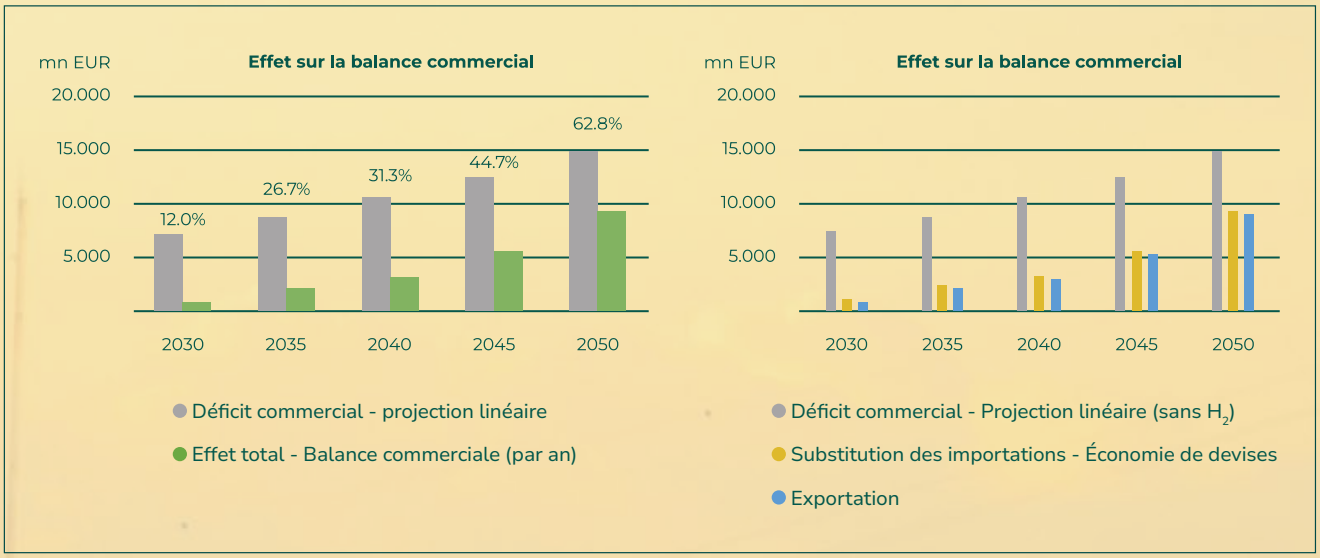


***Figure 7 :** Impact sur la balance commerciale de la Tunisie*

04

LA STRATEGIE NATIONALE

4.1 Le cheminement de la stratégie et l'engagement avec les parties prenantes

La définition des cibles de la feuille de route et les axes de la stratégie ont fait l'objet d'un large processus de consultation qui s'est étalé sur environ une année afin d'engager les parties prenantes clés, intégrant l'administration, le secteur public et le secteur privé.

La consultation, appelée «dialogue avec les acteurs publics et privés» qui s'est déroulé de novembre 2022 à juin 2023 avait pour objectif d'identifier les contraintes qui pourraient entraver le développement de l'H_2V en Tunisie et de recueillir les recommandations d'ordre politique, techno-économique, réglementaire, institutionnel et financier pour lever ces barrières et accélérer le démarrage du secteur.

Un dialogue plus élargi s'adressant à tous les acteurs concernés par la chaîne de valeur de l'H_2V a été organisé en octobre 2023 et a rassemblé plus de 200 personnes dont les remarques et suggestions ont été prises en considération pour la mise à jour de cette stratégie.

La stratégie de l'hydrogène vert et de ses produits dérivés en Tunisie à l'horizon de 2050 se veut inclusive et porteuse des aspirations de toutes les parties concernées ainsi que de la population locale.

4.2 Vision d'ensemble et implémentation de la FdR

La Stratégie Nationale définit le plan pour l'aboutissement des cibles de la FdR et elle est articulée à travers les différentes étapes établies jusqu'à 2050.

La FdR vise des objectifs ambitieux qui nécessitent une structure institutionnelle et réglementaire exceptionnelle pour accompagner sa mise en œuvre et garantir sa crédibilité vis-à-vis des partenaires internationaux, qui seront indispensables à son implémentation. Pour cette raison, deux principaux piliers ont été considérés, soutenus par un cadre réglementaire pour l'H_2V et de ses dérivés avec un cadre spécifique pour l'H_2V/PtX ciblé autour de zones économiques spéciales (ZES).

Figure 8 : *Schéma descriptif de la stratégie nationale*

4.2.1 Cadre réglementaire et institutionnel spécifique pour l'H_2V/PtX

Le cadre réglementaire qui sera adoptée contribuera à fixer et faciliter les procédures de développement des projets, fiscales, l'orientation des investissements dans le cadre de la mutualisation et l'optimisation afin de maîtriser les coûts, promouvoir la gouvernance du secteur et garantir une transition juste.

La réglementation nationale devra prévoir la création d'un cadre juridique dédié incluant :

- La définition légale de l'hydrogène vert[10];
- Les procédures d'autorisation des projets de production d'hydrogène vert (y compris l'étude d'impact environnemental et social) ;
- Les critères de détermination des zones d'implantation des électrolyseurs au moyen de la création d'un système foncier consacré aux projets d'hydrogène vert, avec l'identification des terrains qui peuvent être librement exploités par les investisseurs nationaux et étrangers sans autorisation administrative préalable ;
- La procédure pour l'utilisation de l'eau de mer pour les opérations de dessalement ainsi que l'occupation du domaine public maritime pour l'installation des équipements adéquats au moyen des instruments juridiques disponibles et adéquats ;
- Les normes de sécurité pour la production, le transport et le stockage de l'hydrogène, y compris les prérequis pour intégrer l'hydrogène dans le réseau du gaz naturel[11];
- Les conditions de développement des vallées de l'hydrogène vert (vallées H_2, VH_2), avec une réglementation spécifique applicable à l'autoconsommation ;
- Les conditions d'accès au réseau électrique ;
- Le cadre fiscal y compris l'application d'une redevance en faveur de l'Etat tunisien paramétrée en fonction de la taille des projets et compte tenu de l'état de développement de ce naissant marché international. ;
- Les mécanismes d'incitation et de support financier (droit à l'injection, tarifs de rachat, GOs[12] combinés à des obligations d'achat, etc.).

La réalisation des nouveaux projets hydrogène devrait être soumise à une procédure simplifiée grâce à un processus de préapprobation à l'échelle nationale des zones éligibles qui pourrait envisager, selon le cas, une analyse d'impact réduite et donc accélérée (avec une évaluation préférentielle des projets relatifs à l'hydrogène par rapport aux autres projets).

Dans ce cadre, les nécessaires études d'impact sur l'environnement doivent faire la distinction entre la production d'hydrogène à des fins industrielles et la production d'hydrogène comme vecteur énergétique.

Particulièrement, en considérant l'étendue des projets d'hydrogène vert, le régime de «concession» pourra être utilisé. Toutefois ce régime devra être structuré comme un système d'offre spontanée privée à l'Etat tunisien plutôt qu'un mécanisme d'appel d'offre. Le processus décisionnel pour obtenir le droit d'investissement devrait être réglementé afin de rationaliser et d'accélérer les étapes. Dans ce contexte, il est important d'avoir un cadre cohérent et homogène garantissant la transparence des critères et procédures relatives à l'offre spontanée, afin de promouvoir une bonne gouvernance et éviter de troubler la programmation budgétaire. Un cahier de charges sera déterminé par un décret dédié afin d'établir les exigences techno-économiques auxquelles doit répondre le développeur et les conditions de traitement des demandes.

10. Afin de pouvoir définir l'hydrogène vert, il sera crucial pour la Tunisie de prendre en compte les lignes directrices pertinentes au niveau de l'UE (RED III et Actes Délégués), d'autant plus que les pays qui veulent exporter de l'hydrogène vert vers l'UE seront soumis au cadre réglementaire communautaire, notamment le MACF/CBAM (voir paragraphe 6.3.3).!
11. Les normes techniques applicables à chaque phase de l'industrie hydrogène/gazière devront être révisées en tenant compte de l'impact environnemental réduit lié à la chaine de valeur de l'hydrogène vert, avec référence aux aspects suivants : combustion, aspects qualitatifs, composants/équipements, mesure du gaz, pureté, sécurité, valves, digitalisation, électrolyseurs, métrologie, vecteur hydrogène, moteurs à gaz, turbines, infrastructure gazière/hydrogène, stockage, injection dans le réseau. En outre, des normes techniques spécifiques devront être élaborées en ce qui concerne les technologies de production d'hydrogène et autres équipements comme base de calcul de l'efficacité et des indicateurs clés de performance (KPI), ainsi que toutes les émissions et les catégories d'impact attribuables à l'amont, aux fins de la certification de l'origine de l'hydrogène vert.
12. Le système de GOs doit être élaboré en conformité avec le système européen afin des faciliter les échanges internationaux. A ce propos, la RED II prévoit l'extension aux gaz renouvelables (y compris l'hydrogène) du système de GOs actuellement en place pour les énergies renouvelables électriques.

4.3 La liaison entre centres de production et centres de demande d'H_2V

Tenant compte du scénario proposé pour le mix des technologies renouvelables et en prenant en considération les objectifs de la production d'hydrogène vert aux différents horizons, la capacité ER totale à installer s'élève à environ 100 GW en 2050, répartie entre le marché local et le marché d'export comme indiqué dans le tableau suivant :

	2030	2035	2040	2045	2050
Marché local	0,3	2	8	14	23
Export	4,7	14	22	41	77
Total	**5**	**16**	**30**	**55**	**100**

Tableau 9 : *Capacité de production ER pour la production de l'H_2V(GW)*

Pour des raisons d'optimisation économique et compte tenu de l'incapacité du réseau électrique national (réseau STEG) à transporter l'électricité nécessaire pour la production de l'H_2V, l'approche proposée pour la répartition spatiale des centres de production d'H_2 consiste à les implémenter au niveau des sites de production d'ER, disposant des bonnes conditions pour produire l'hydrogène vert avec le LCOH (Levelised Cost Of Hydrogen calculator) le moins élevé.

La sélection des zones pouvant abriter les sites potentiels pour la production d'H_2 à partir du solaire PV et de l'éolien onshore est basée sur plusieurs données et critères, dont notamment :

- Les cartographies du coût global actualisé de l'hydrogène vert produit à partir des différentes technologies ER (réalisées dans le cadre de la FdR);
- La disponibilité des infrastructures nécessaires (gazoducs et routes), particulièrement pour les centres de production à mettre en place à court et moyen termes (avant 2035) ;
- La proximité des sites par rapport au gazoduc existant « Nawara » pour les projets H_2 à réaliser avant 2035 ;
- La proximité des sites par rapport aux réseaux projetés de transport d'H_2 et de transport de l'eau pour les centres de production à implémenter durant 2035-2050 ;
- La disposition des sites à abriter des centrales ER de grandes puissances permettant d'approvisionner des unités d'électrolyse de grandes capacités pour des raisons de compétitivité des coûts (puissances ER généralement supérieures à 2 000 MW) ;
- L'absence de contraintes : vocation agricole des terrains, zones de réserve ou d'interdiction.

De plus, les résultats de l'étude IRENA[13], élaborée en 2023 et ayant identifié une centaine de sites éoliens et PV les plus favorables en Tunisie, ont été utilisés pour croiser les données et confirmer les emplacements des sites.

Tenant compte de tous les facteurs ci-dessus présentés, 39 sites pouvant être des centres potentiels de production d'H_2V ont été identifiés, dont 23 à partir du solaire PV et 16 par l'éolien onshore. Les emplacements de ces sites ainsi que leurs capacités ER sont détaillés en annexe.

La planification de la mise en place de ces sites pourrait se résumer comme suit :

- D'ici 2030, les centres de production seront situés dans la partie sud est à proximité du gazoduc de Nawara (24''), dont 75% de la capacité est libre et pourrait être utilisée entièrement pour le transport d'H_2V dans une perspective de moyen terme[14]. L'alimentation en eau de ces centres sera assurée à travers le premier tronçon du pipeline principal de transfert d'eau dédié aux projets d'hydrogène qui devrait être mis en place et qui serait étendu par la suite vers le sud pour alimenter les futurs centres de production d'H_2 ;
- Durant la période 2030-2035, cinq nouveaux centres de production pourront être mis en place principalement dans les gouvernorats au centre, sud et sud-est. Durant cette même période il sera nécessaire de :
  - o Construire la première partie du pipeline spécifique au transport de l'hydrogène reliant tous les centres de production. Pour optimiser les délais, ce pipeline pourrait être réalisé en utilisant l'emprise du gazoduc Nawara ;
  - o Faire une extension du pipeline de transfert d'eau pour permettre l'alimentation des électrolyseurs.
- La période 2035-2040 sera marquée par le développement de 4 unités de production d'H_2 au niveau des gouvernorats du sud, ainsi que l'extension des pipelines H_2 et eau afin de permettre l'alimentation de ces unités en eau et l'injection de leur production d'hydrogène ;
- La décennie 2040-2050 sera caractérisée par un développement à grande échelle de la production d'H_2, avec la mise en place de 17 centres fonctionnant au solaire PV et 10 centres par l'éolien. La quasi-totalité de ces unités sera implantée au Sud. Le développement de la production dans ces zones nécessitera le dédoublement de la longueur du pipeline de transfert d'eau et de celui du transport d'H_2 ainsi que le renforcement de leurs capacités.

Durant la période 2040-2050 les sites de production de l'H_2V incluront l'éolien offshore. Ces sites doivent disposer des facteurs de charge les plus élevés, ce qui permet d'avoir le LCOH le plus bas, tout en étant proches du pipeline exportant l'H_2 vers l'Europe.

Cette planification a été conçue dans une optique de mutualisation et optimisation des ressources en eau (dessalement) et énergétiques grâce à l'approvisionnement d'H_2V à travers la backbone tunisienne, en ligne avec le concept de VH_2 qui est le pivot du développement du secteur en Tunisie.

Le tableau suivant présente le facteur de charge moyen considéré avec ce mix des ER ainsi que le LCOH qui en résulte. Outre l'augmentation du facteur de charge, la diminution du LCOH est motivée par deux aspects principaux : la réduction du coût des technologies dans le temps à cause du facteur d'économie à l'échelle associé au numéro croissant des installations des ER ; l'amélioration de l'efficience des électrolyseurs[15].

13. IRENA (2023), Planning and prospects for renewable power: North Africa, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
14. Une analyse technique de l'infrastructure de propriété de OMV-ETAP devra être conduite pour évaluer ce potentiel d'utilisation avec 100% H_2.
15. En concernant le PV et éolien onshore les estimations des couts sont basées sur IRENA insights (2020), Wind and Solar PV – what we need by 2050, REMap Team, Elisa Asmelash, Gayathri Prakask, Maisarah Kadir ; pour l'éolien offshore : https://atb.nrel.gov/electricity/2021/offshore_wind

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Facteur de charge moyen	21,2%	33,1%	35,1%	36,0%	36,9%	37,8%
LCOH selon le mix ER considéré (€/kg H_2)	4,74	2,81	2,26	1,95	1,67	1,42

Tableau 10 : *Facteur de charge moyen pondéré et LCOH*

Tenant compte de ces facteurs, les sites les mieux indiqués pour l'implémentation de ces centres offshores de production d'H_2V se situent au niveau de la zone maritime du nord du Cap-bon.

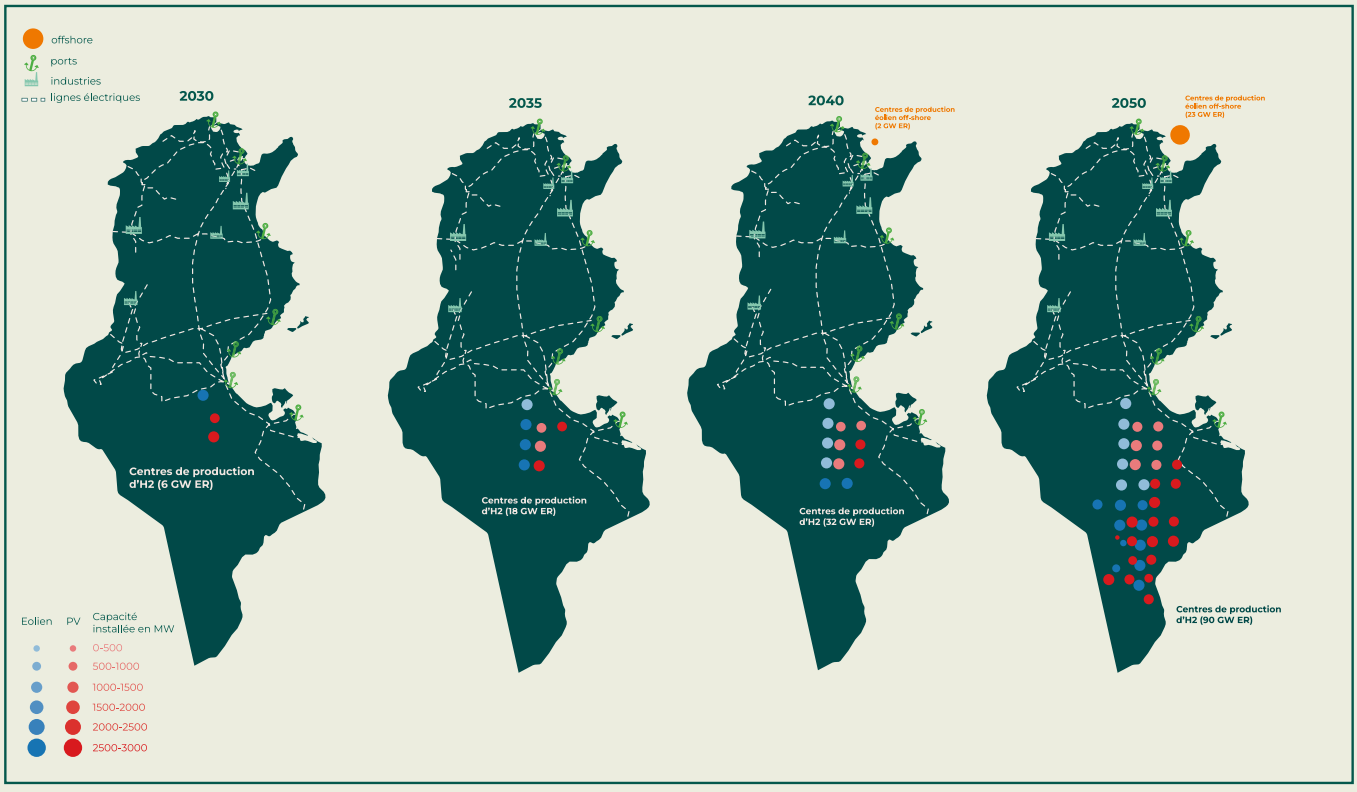


Figure 9 : *Développement de la production d'H_2V jusqu'à 2050*

PROJET PILOTE À GABÈS

La FdR propose le développement d'un premier projet commercial en Tunisie pour la production de l'ammoniac vert entre 2025 - 2030. A cet effet, il est prévu de commencer par une première phase pilote. Dans ce cadre, en se référant à l'étude de préfaisabilité par le ministère de l'énergie, le projet pilote sera composé principalement d'un parc photovoltaïque raccordé au réseau électrique national d'une puissance de 8 MW, d'une unité de dessalement de l'eau de mer, d'un électrolyseur et d'une unité de synthèse Haber-Bosch. Pour le stockage de l'énergie, l'étude prévoit un système de stockage d'H_2 et la mise en place d'une pile à combustible comme technologie tampon.

La quantité annuelle produite d'H_2V dans ce projet sera de l'ordre de 220 tonnes. Environ 70% de l'H_2V produit sera destiné à la production d'ammoniac vert et les 30% restants serviront au stockage d'énergie pour alimenter la pile à combustible et assurer la continuité de l'approvisionnement de l'unité de production d'ammoniac en électricité verte. La production annuelle d'ammoniac vert est estimée à environ 630 tonnes.

A part la centrale PV, tous les composants du projet seront installés sur le site de l'usine du Groupe Chimique Tunisien (GCT) à Gabes (ZI Ghannouch), se trouvant juste à côté de la mer. Le parc PV sera implanté sur un site déporté, situé à l'Ouest de la ville de Oudhref et à une distance d'environ 18 km de l'usine du GCT. Le site se trouvé à proximité du réseau électrique de la STEG pour faciliter le transport de sa production électrique jusqu'à l'usine GCT. Les sites sélectionnés dans le cadre de l'étude permettent d'avoir les réserves foncières nécessaires pour l'extension de la capacité de production du projet à une taille commerciale.

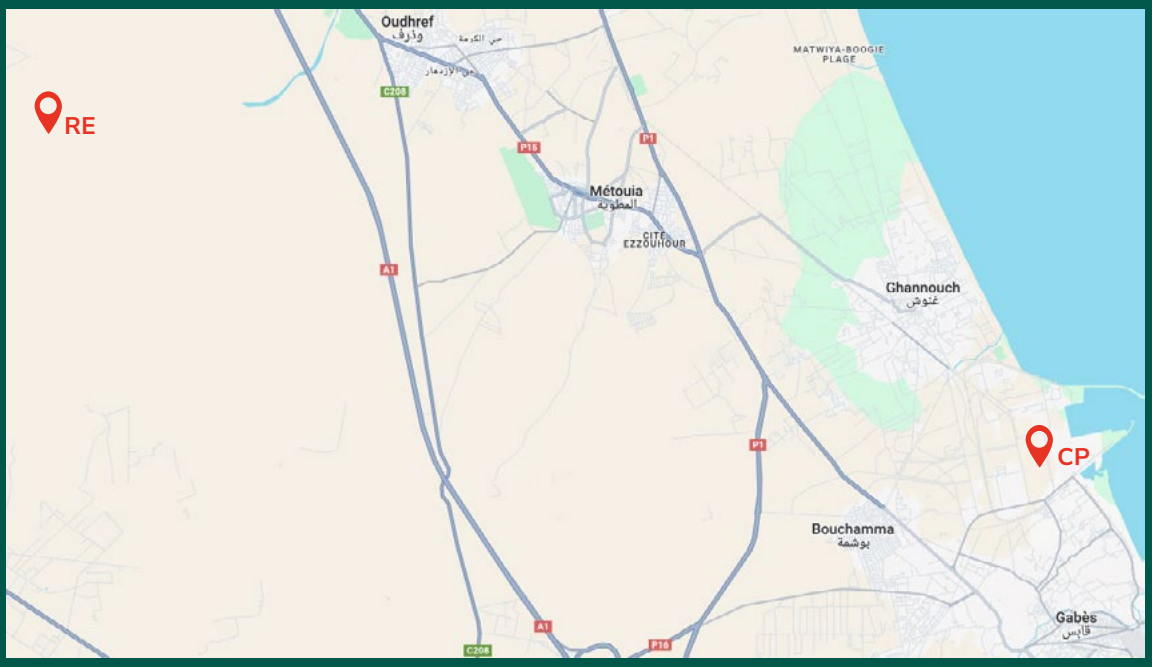


Figure 10 : *Localisation du site pour la production de l'ammoniac*

(CP: Site production ammoniac – GCT de Gabes - RE : Site du parc solaire PV)

4.4 La stratégie du marché d'export

Ce chapitre présente les principales actions pour le déroulement du marché de l'export en termes de cadre réglementaire et institutionnel et au niveau infrastructurel.

4.4.1 Cadre réglementaire et institutionnel du marché de l'export

Comme souligné dans la section 4.2, le cadre réglementaire et institutionnel est un point clé de la stratégie, car il permet de créer un environnement propice pour le développement du secteur H_2V/PtX et représente lui-même un moyen de soutien et de réduction des risques commerciaux.

Une série d'actions ont été identifiées pour structurer ce cadre dans le court-terme, à l'horizon de 2025 (tant pour le marché de l'exportation que pour le marché local).

4.4.2 L'infrastructure de transport de l'H_2V et ses dérivés

L'objet de cette section est de présenter les grandes lignes des infrastructures de transport de l'hydrogène et ses dérivés à mettre en place dans le cadre de la FdR, notamment pour l'export.

L'export des dérivés de l'H_2

La FdR prévoit la production et la commercialisation de trois produits dérivés de l'H_2V en Tunisie : l'ammoniac, le méthanol et les carburants synthétiques.

Sur ces trois produits, l'ammoniac vert est le produit le plus propice à être développé en premier lieu en Tunisie. En effet, le pays dispose d'un savoir de longue date en ce qui concerne la manipulation de l'ammoniac grâce à l'expérience acquise par le Groupe Chimique Tunisien qui stocke et utilise d'importantes quantités d'ammoniac importées pour la production des engrais chimiques destinés à la fois pour le marché local et celui de l'export.

L'Ammoniac vert pour l'industrie chimique locale et l'export :

Il a été recommandé dans la FdR que l'ammoniac destiné à l'export soit produit autour du **port de Zarzis** dans le Sud Est Tunisien, avec l'idée de le promouvoir comme une «vallée hydrogène» spécialisée dans la production et l'export d'ammoniac. Le port de Zarzis dispose en effet d'une superficie disponible de 134 hectares qui peut abriter des installations de production d'ammoniac vert destiné à être exporté à partir de ce port. L'exportation commencerait en 2035 avec une quantité de 134 kt qui augmenterait progressivement pour atteindre 600 kt d'ammoniac en 2050. Pour ce port, il faudra mettre en place une infrastructure de stockage tampon de l'ammoniac et les jetées nécessaires pour charger des navires transportant ce produit.

Le port de Gabès, avec une superficie disponible plus faible (environ 4,5 hectares), peut être réservé plutôt à la fabrication d'ammoniac vert destinée à la consommation locale par le Groupe Chimique Tunisien (capacité maximale de 400 kt par an) pour la production d'engrais. Ceci n'exclue pas d'utiliser ce port pour l'export des quantités non consommées localement, ce qui permettrait une flexibilité dans la production locale d'ammoniac.

Au port de Gabès, une jetée est principalement dédiée à la réception par bateau de l'ammoniac, dont les principaux fournisseurs sont la Russie et l'Espagne. L'ammoniac réceptionné est acheminé par un pipeline de 150 mm de diamètre vers l'usine dun GCT pour être stocké. Le port de Gabès, dispose de trois réservoirs d'ammoniac : 2x12 500 m3 et 1x25 000 m3. L'utilisation de ces réservoirs dépend de l'activité de l'usine qui a été très irrégulière au cours des dernières années, oscillant entre 150 et 250 kt. La production locale, d'une capacité de 400 kt, nécessiterait au moins un doublement des capacités actuelles de stockage d'ammoniac.

Le soutage des navires internationaux :

La Tunisie vise à capter une part du trafic maritime international pour le soutage des navires fonctionnant à l'ammoniac ou au méthanol combustibles. **Le port de Bizerte** est à la fois bien équipé et bien situé pour pouvoir capter une partie du trafic maritime passant par le canal de Sicile avec un objectif de fournir environ 180 kt d'ammoniac vert dès 2040 et 60 kt de méthanol vert dès 2035. Il est prévu que ces quantités atteignent respectivement 596 kt et 290 kt en 2050. La production d'ammoniac et de méthanol pourrait venir **du port de Zarzis par camions où par cabotage.**

Export de carburants synthétiques :

L'export de carburants synthétiques commencerait, dans les meilleurs cas, en 2040 avec une petite quantité estimée à une cinquantaine de kt par an et évoluerait à 125 kt en 2050. Ces quantités peuvent être produites autour des ports de Skhira et Zarzis et exportées à partir de ces derniers.

Le CO_2 peut être collecté auprès des différentes sources biogéniques et non biogéniques (Cimenteries notamment) et transporté vers les sites de production de carburants synthétiques.

4.4.3 Le transport de l'hydrogène par pipelines : le backbone Tunisien de l'H_2V

Les options de transport par pipelines

L'export de l'H_2V vers l'Europe est l'axe majeur de la stratégie tunisienne au-delà du développement du marché local. La Tunisie compte exporter dès 2030, une quantité annuelle équivalente à 300 kt d'hydrogène et qui atteindraient environ 1000 kt en 2035, puis 6300 kt en 2050.

Sur le marché local, la logistique de l'H_2V devrait permettre de :

- Substituer graduellement le gaz naturel utilisé dans les usages thermiques, voir en partie dans la production d'électricité pour permettre une forte pénétration des ER. Cela se pourrait se faire initialement par blending puis par transformation graduelle des réseaux de gaz naturel existants en réseau H_2, en attendant un étude technique spécifique sur les gazoducs existants. Quoi qu'il en soit, la stratégie ne suggère pas l'option du blending, qui n'introduit pas de bénéfices de décarbonation appréciables alors qu'elle nécessite des ajustements technique et introduire des coûts additionnels;
- Fournir l'hydrogène nécessaire aux unités de fabrication des produits dérivés destinés au marché local et à l'export.

Le tableau suivant rappelle l'évolution des quantités (kt) d'H_2 transportées par pipelines que ce soit pour l'export où la consommation locale.

	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniac	20	70	125	230	350
Méthanol	-	25	65	110	200
Hydrogène	300	1 045	1 800	3 720	7 350
Carburants synthétiques	-	-	120	240	400
Quantités d'hydrogène vert en kt	**320**	**1140**	**2110**	**4300**	**8300**

Tableau 11 : *Evolution des quantités (kt) d'H_2 transportées par pipelines selon le produit final consommé*

L'idée et de mettre en place progressivement un gazoduc constituant le « Backbone Hydrogène Tunisien » qui :

- Collectera l'H_2V produit par les différents projets dans le pays ;
- Alimentera simultanément, par des piquages, les besoins locaux en hydrogène que ce soit pour l'usage direct ou pour la fabrication des produits dérivés destinés à l'export ou la consommation locale ;
- Permettra l'optimisation du système de transport et stockage de l'H_2V au niveau national.

À court et moyen terme, la transformation du gazoduc Transmed (TTPC et TMPC) en gazoduc totalement dédié à l'hydrogène vert ne semble pas une option envisageable, notamment du fait de l'augmentation des exportations de gaz naturel par l'Algérie vers l'Italie, suite aux derniers accords entre les deux pays.

Ainsi, un nouveau gazoduc dédié serait nécessaire pour assurer la collecte d'H_2V produit dans le sud tunisien et son acheminement vers le nord du pays et ensuite vers l'Italie, tout en assurant l'alimentation en partie du marché local à travers un réseau local dédié de distribution d'H_2V, à construire progressivement. Dans un premier temps ce réseau alimentera, les gros consommateurs industriels et les zones d'activités importantes, comme les zones industrielles et touristiques.

Trois options de routing sont possibles pour la mise en place du nouveau gazoduc hydrogène, comme le montre le schéma suivant :

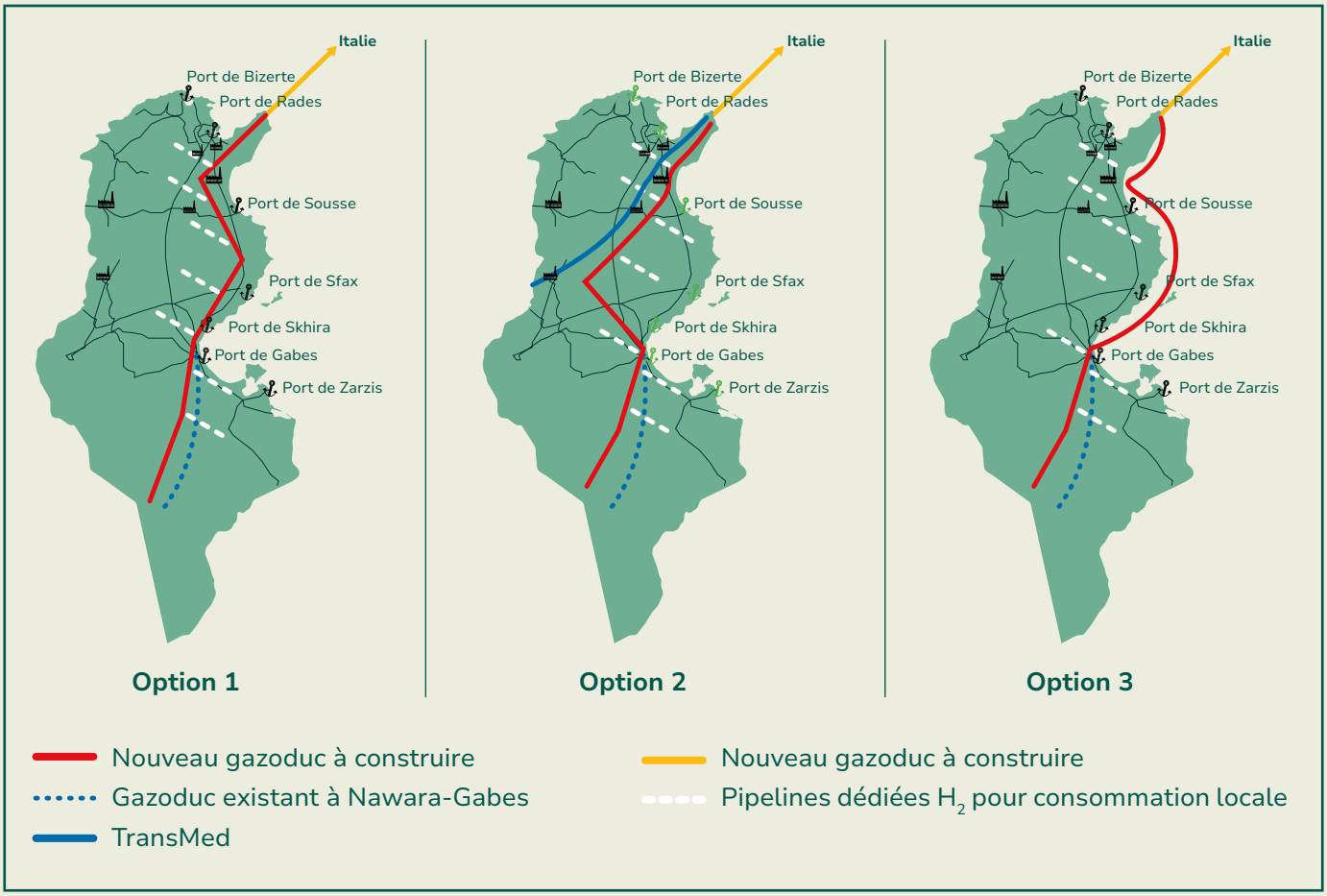


***Figure 11 :** Options de routing pour le backbone tunisien*

L'option 1	consiste à construire un nouveau gazoduc onshore allant de Gabes jusqu'au point d'entrée en mer de TRANSMED. Afin d'éviter les problèmes d'expropriation, et notamment l'effet de retard du projet, ce nouveau gazoduc onshore pourra être intégré dans l'emprise de l'autoroute Tunis-Gabés, si cela est possible ;
L'option 2	consiste à construire un nouveau pipeline de Gabès à Haouaria s'insérant dans l'emprise du gazoduc existant de Transmed. Cette solution rapproche le réseau H_2 de plusieurs utilisateurs potentiels, en plus de la réduction des coûts financiers et des retards éventuels dus à l'expropriation. Toutefois, la disponibilité de l'emprise de Transmed reste à confirmer ;
L'option 3	consiste à construire un gazoduc en mer avec un routing « near-shore » de Gabès jusqu'à Haouaria, pour rejoindre TRANSMED au point d'entrée en mer.

Pour les trois options, il faudra prendre en compte les considérations suivantes :

- Le pipeline de Nawara – Gabés, qui dispose actuellement d'une capacité non utilisée d'environ 75%, serait utilisé dans un premier temps pour couvrir les besoins en transport d'H_2 des zones de production dans le Sud jusqu'à Gabès, et ce jusqu'à environ 2033 ;
- Cela se fera par blending après avoir mis à niveau le pipeline. Pour cela, une unité de séparation de l'H_2 du GN devrait être prévue à Gabés pour extraire l'H_2 avant son injection au Gazoduc dédié Gabes-Haouaria. Au-delà de 2033, des capacités additionnelles de transport par gazoduc doivent être construites pour acheminer les productions attendues d'H_2 dans le sud vers Gabès. Pour ce faire, il serait utile de s'insérer dans des emprises existantes ;
- Des piquages auront lieu sur le gazoduc principal construit entre Gabès et Haouaria pour alimenter le nouveau réseau dédié d'H_2 pour la consommation locale.
- Comme déjà indiqué plus haut, un pipeline offshore doit être construit entre la Tunisie et l'Italie au même titre que le pipeline de gaz naturel existant, pour exporter l'H_2 de Haouaria vers l'Europe via l'Italie.

Estimation du coût d'investissement

Le tableau suivant présente les infrastructures à mettre en place pour le backbone d'H_2 Tunisien. Cela n'intègre pas les ramifications du réseau à construire pour la distribution de l'H_2 destiné à la consommation locale.

	Pipeline onshore 2 x 48" (km)	Pipeline offshore 2 x 48" (km)	Nombre de stations de compression terrestre (250 à 300 MW)	Nombre de stations compression offshore (500 à 600 MW)
Option 1	610	155	4	1
Option 2	540	155	4	1
Option 3	150	450	1	3

Tableau 12 : *Infrastructures nécessaires pour la construction de l'H_2 backbone tunisien*

Gazoduc/station de compression	Estimation de coût	Moyenne
Gazoduc terrestre (48")	2,8 - 3,4 M€/km	3,1 M€/km
Stations de compression terrestres	3,4 M€/MW	3,4 M€/MW
Gazoduc offshore (48")	4,8 - 5,8 M€/km	5,3 M€/km
Station de compression offshore	3,4 M€/MW	3,4 M€/MW

Tableau 13 : *Description des coûts d'investissement*
Source: A European Hydrogen infrastructure: vision covering 28 countries, EHB, April 2022.

Sur cette base, le coût d'investissement pour la mise en place du nouveau gazoduc, avec ces deux parties onshore et offshore, se situe entre 9,6 milliards d'euro et 13,4 milliards d'euros selon les options, comme le montre le tableau suivant :

	Minimum	Maximum	Moyenne
Option 1	10 004	12 066	11 035
Option 2	9 612	11 590	10 601
Option 3	11 110	13 380	12 245

Tableau 14 : *Variabilité des coûts d'investissement (million USD 2022)*[16]

16. Les prix de l'été 2023 et à prix constant. Il n'y aura pas d'amélioration de la courbe d'apprentissage (learning curve) sur les pipes car la technologie et le marché seraient stabilisés depuis longtemps.

Feuille de Route des investissements dans l'infrastructure de transport

La préparation de l'infrastructure de transport est très liée au plan de production de l'H_2V et ses dérivés, qui se présente comme suit :

	24	...	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Plan de production et export																							
Ammoniac vert (kt ammoniac)			100					334					583					1067					1596
Local			100					200					200					400					400
Export								134					200					300					600
Soutage international													183					367					596
Méthanol vert (kt méthanol)								108					272					461					840
Local								46					147					295					549
Soutage international								62					125					166					291
Carburants synthétiques (kt carburants synthétiques)													325					653					1096
Local													269					556					971
Export													56					97					125
Hydrogène vert (kt Hydrogène)			322					1143					2112					4297					8274
Production produit dérivés			22					98					310					581					947
Consommation locale finale								85					302					716					1327
Export H_2V			300					960					1500					3000					6000

Figure 12 : *Plan de production et export*

Sur cette base, le planning suivant présente de manière schématique l'échéancier de réalisation des travaux pour la mise en place de l'infrastructure nécessaire relative au stockage et le transport de l'H_2 vert et de ses dérivés.

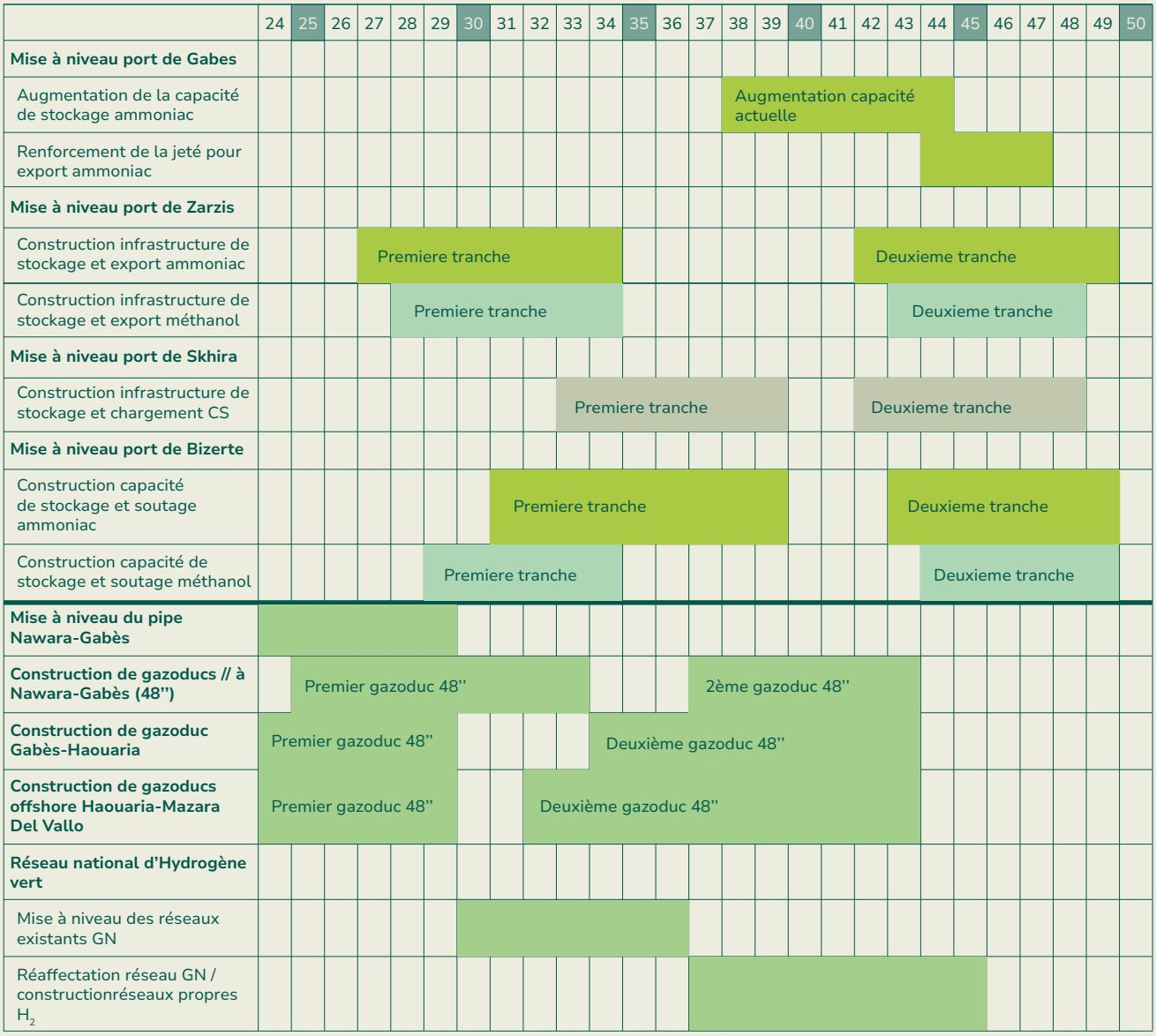


Figure 13 : *Echéancier de réalisation des travaux pour l'infrastructure H_2 (2024-2050)*

4.5 La stratégie du marché local

La stratégie du marché local tourne autour du secteur de l'ammoniac comme pionnier de développement et identifie la zone sud autour de Gabès pour l'installation d'une première usine de fabrication de l'ammoniac vert.

Le concept du « Vallée H_2 » ou « H_2 Valley » est à la base de cette stratégie. Une vallée hydrogène est en fait un écosystème où la production et la demande d'H_2V/dérivés sont concentrées et constitue ainsi un multiplicateur d'opportunités de business et de projets puisqu'elle englobe toute la chaîne de valeur de l'H_2 pour une utilisation locale et potentiellement pour l'export (en cas de proximité d'un port par exemple).

Ces H_2 valleys seront placées dans des Zones Economiques Spéciales (ZES) existantes (ou à créer) pour profiter des conditions économiques favorables et spécifiques pour le déclanchement du secteur. Si elles sont situées au long des corridors de transport, les H_2 Valleys peuvent tirer parti de la coopération internationale. Enfin, une liste de projets stratégiques à forte valeur ajoutée à l'échelle nationale (SIP) sera préparée à travers une consultation avec les parties prenantes. Ces projets, idéalement placés dans les H_2 Valleys, profiteront de conditions économiques et fiscales favorables pour faciliter leurs implémentations.

4.5.1 Cadre réglementaire et institutionnel

Action 1 : Définition de Zones Economiques Spéciales (ZES) consacrées à la production et demande d'H_2/PtX.

Le cadre réglementaire prévoit une phase préliminaire, d'une durée d'environ une année, afin de permettre le lancement du secteur qui envisagera la structuration de pôles industriels dans lesquels les entreprises existantes ou nouvellement établies peuvent bénéficier d'allègements fiscaux et de simplifications administratives.

Ces structures (ZES) créent des conditions favorables aux instruments de financement privés et pourraient également être retenues à un stade ultérieur du développement du marché pour des catégories de projets particulières.

Action 2 : Prévisions spécifiques applicables aux projets pour autoconsommation hors du réseau.

En relation avec les ZES susmentionnées, par rapport aux projets pour autoconsommation hors du réseau, le développement pourra être plus immédiat, car il s'agit, même dans la réglementation existante, d'une activité libre qui n'est pas régie par des prévisions spécifiques.

Toutefois, les projets non connectés au réseau national de transport de l'électricité impliquent la mise en place d'une ligne de transport d'électricité privée et, pour cela, la réglementation devrait reconnaitre certains mécanismes juridiques liés au droit de passage, des servitudes et l'utilisation du foncier appartenant à l'Etat pour faciliter la mise en place de tels projets.

Action 3 : Identification des zones appropriées pour le placement des électrolyseurs.

L'utilisation de l'eau de mer pour effectuer des opérations de dessalement ainsi que l'occupation du domaine public maritime pour l'installation des équipements adéquats pour le projet implique une structure juridique soit de concession soit de l'occupation temporaire.

A ce propos, dans le contexte du processus d'autorisation, la collaboration des administrations suivantes sera nécessaire :

- Le ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques et de la Pêche ;
- L'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL).

Action 4 : Modifications au Décret n°64-10 du 17 Janvier 1964, portant approbation du cahier de charges relatif à la fourniture du gaz sur l'ensemble du territoire de la République, tel que modifié par le Décret n° 69-303 du 28 Août 1969.

Le cahier de charges sus indiqué doit reconnaitre la possibilité d'injecter l'hydrogène au niveau du réseau national de transport de gaz. Le MIME et la STEG seront impliqués.

Action 5 : Modifications au décret-loi de création de la STEG.

Le décret-loi doit être actualisé pour reconnaitre l'activité de transport de l'hydrogène à travers le réseau national de transport du gaz soit directement pour le compte de la STEG soit, le cas échéant, pour le compte de tierces personnes. Le parlement, le MIME et la STEG seront impliqués dans ce processus.

Action 6 : Développement de projets wind-to-hydrogen offshore.

L'intégration de l'hydrogène dans un parc éolien permet de contribuer à résoudre les problèmes d'intermittence du vent et d'adapter la production en fonction de la disponibilité des ressources, des besoins opérationnels et des facteurs de marché.

En particulier, la production offshore wind-to-hydrogen représente le développement le plus intéressant. Bloomberg NEF estime qu'un prix moyen de l'éolienne off-shore pour la production d'hydrogène sera d'environ 7 $/kg en 2025, et atteindra le 1 $/kg d'ici 2050[17].

L'hydrogène offshore devrait soutenir la production courante à grande échelle dans trois domaines principaux :

- Augmenter le nombre de sites éoliens ayant une meilleure qualité de vent, éventuellement en fonctionnant en mode insulaire, où les turbines sont indépendantes de la connexion au réseau ;
- Maximiser la quantité d'énergie éolienne convertie en hydrogène en réduisant les pertes de transmission ;
- Réduire les coûts grâce à la modularisation et à la montée en puissance.

17. https://about.bnef.com/blog/offshore-wind-to-hydrogen-sounds-a-starting-gun/

Pour réaliser les projets wind-to-hydrogen offshore plusieurs solutions structurelles sont possibles :

a. Eolien offshore + électrolyseur onshore ;

b. Eolien offshore + électrolyseur offshore sur une plateforme centrale ;

c. Éolien offshore + électrolyseur offshore intégré à chaque turbine éolienne.

Dans ce contexte il faudra considérer que l'implantation d'un projet éolien dans les zones territoriales maritimes nécessite une convention avec l'Etat Tunisien.

Cette convention fixera les lieux d'implantation des éoliennes offshores, les caractéristiques techniques des équipements, la technologie utilisée, etc.

Une étude de faisabilité et une étude d'impact environnemental seront nécessaires pour la mise en place du projet et l'obtention de l'accord de l'Agence de protection et d'aménagement du littoral (APAL) pour l'exploitation de celui-ci.

4.5.2 R&D et développement de compétences

Recherche & Développement

Il est recommandé de développer un programme national de R&D en rapport avec l'H_2V pour soutenir et financer les programmes de développement technologique au profit des universités, des centres de recherche et du secteur privé. Les axes de ce programme national de R&D devraient être en phase avec les activités prévues dans la FdR et les chaînes de valeurs correspondantes. Ainsi, le programme pourrait couvrir les axes suivants (liste non exhaustive):

- L'hybridation des technologies renouvelables et l'optimisation de la production électrique pour l'alimentation des électrolyseurs ;
- Les technologies de dessalement d'eau de mer ;
- Les technologies d'électrolyse de l'eau ;
- Les processus chimiques de production des dérivés de l'hydrogène vert ;
- Les usages de l'hydrogène dans le transport et les autres secteurs annexes et connexes.

De ce fait, il est recommandé de mettre en place une unité intégrée de R&D au sein du technopole de Gabès qui travaillera en étroite collaboration avec les industriels de la zone (notamment le GCT) et les établissements universitaires de l'université de Gabès. Dans ce cadre, il est aussi recommandé de mettre en place une plateforme technologique de R&D et de test des technologies liés à l'H_2V, à l'instar de celle de Beni Guérir au Maroc.

Afin de rester ouvert à l'innovation technologique, il est important de mettre en place des coopérations internationales en matière de R&D. A titre d'exemple, le Clean Hydrogen Partnership a récemment étendu la participation aux pays de l'Afrique dans son programme R&D ciblé sur l'H_2. Un exemple intéressant est le projet JUST GREEN AFRH2ICA[18] (février 2023 - janvier 2025) qui a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon Europe de l'Union Européenne avec l'appui du Clean Hydrogen Partnership et ses membres, Hydrogen Europe et Hydrogen Europe Research. De plus, l'H_2 Valley prévue dans la stratégie nationale donnera la possibilité de participer à la *Mission Innovation Hydrogen Valley Platform*[19], la plateforme internationale qui rassemble les vallées hydrogène existantes dans le monde et offre l'opportunité d'échanges et de mise en réseau avec d'autres vallées sur la préparation des projets à large échelle. La Tunisie pourrait s'inscrire dans la liste et contribuer aux travaux.

18. https://just-green-afrh2ica.eu/
19. https://h2v.eu/

Formation et renforcement des capacités

L'hydrogène vert est un sujet nouveau en Tunisie, comme dans la plupart des pays en développement. Pour cela, il existe un faible niveau d'information et de sensibilisation, ce qui est compréhensible compte tenu du fait que cette thématique est relativement récente. Il est donc nécessaire de mener des actions spécifiques pour sensibiliser les spécialistes et les décideurs et toutes les parties prenantes liées à l'H_2V en Tunisie sur les opportunités et les besoins dans ce domaine en commençant par l'élaboration des stratégies, des cadres réglementaires et de la législation et ensuite s'adresser à l'aspect technique pour les industriels et les autres acteurs similaires.

Les actions de renforcement des capacités doivent être multiples et complémentaires, intégrant :

- Ateliers et webinaires d'information et de sensibilisation ;
- Intégration de la thématique hydrogène vert dans les cursus universitaires d'ingénierie notamment ceux qui enseignent déjà les sciences des énergies renouvelables ;
- Formation professionnelle pour aider à augmenter l'offre de main-d'œuvre qualifiée pour assurer une mise en œuvre efficace des projets d'H_2V et de PtX ;
- Intégration du concept de la transition énergétique juste dans les cours universitaires pertinents à l'H_2V/PtX.

La Tunisie dispose d'une bonne infrastructure universitaire qui offre déjà des formations dans des domaines connexes à la chaine de valeur de l'H_2V, tels que les ER, le dessalement, la chimie, la mécatronique, etc. Ces établissements peuvent facilement intégrer des programmes d'enseignement pour soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'H_2V.

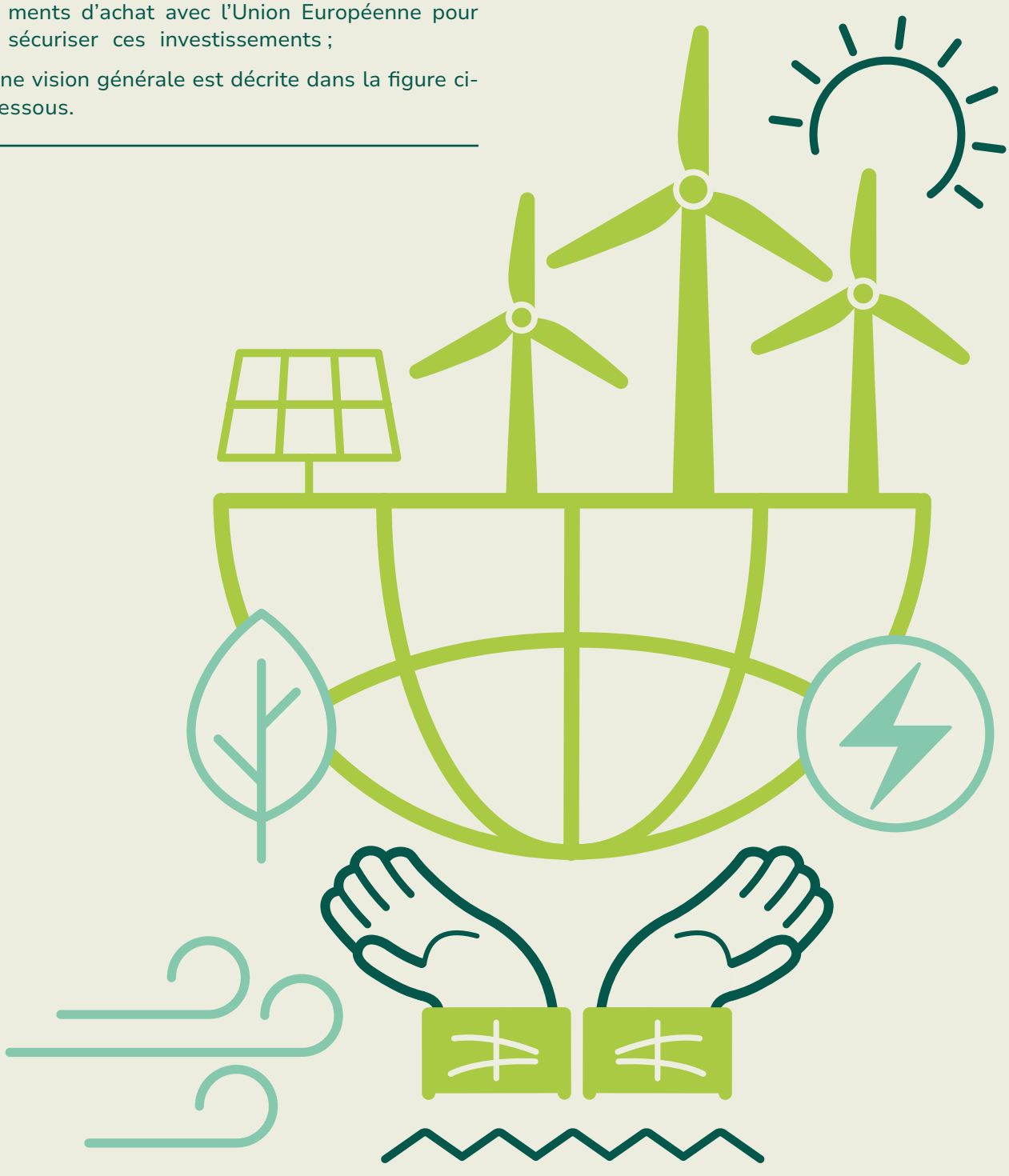
05

LE FINANCEMENT DE LA FDR

La stratégie financière à mettre en place pour atteindre les objectifs de la Feuille de Route de l'hydrogène vert en Tunisie se structure autour de trois axes prioritaires :

1. Le financement et la réduction des risques du marché local de l'ammoniac vert et de l'infrastructure de production, de stockage et d'exportation ;
2. La signature d'un accord-cadre et d'engagements d'achat avec l'Union Européenne pour sécuriser ces investissements ;

Une vision générale est décrite dans la figure ci-dessous.



1. Financement et derisquage du marché local et de l'infrastructure

Établissement de la production d'ammoniac pour le marché local et mise en place de l'infrastructure - colonne vertébrale de l'H_2V tunisien

- **Infrastructure d'ER:** Panneaux solaires & éoliennes ne requièrent pas de subventions mais pourront être financés directement par des acteurs privés. Des financements de banques multilatérales et d'institutions de financement du développement permettront toutefois d'appuyer et d'accélérer ces dynamiques.
- **Mise à jour des infrastructure portuaires:** financement mixte (privé et multilatéral) sans besoin de dérisquage
- **Électrolyseurs:** acteurs privés avec un degré de dérisquage croissant nécessaire selon leur taille
- **Transport et pipelines:** financement à long terme à forte dépendance de subventions et dérisquage

Objectif: Production de 6 millions de tonnes d'H_2 destinée à l'export à l'horizon 2050 (80% de la production totale)

Recommandation: Signature de PPAs avec l'UE et ses états membres pour l'achat d'H_2V tunisien

Accord-cadre dans la continuité du plan REPowerEU pour dérisquer les investissements nécessaires à la production d'ammoniac, H_2 et aux exports.

Mécanismes financiers à mobiliser:

- Banque Européenne d'Investissement (BEI) : contributeur important du développement de l'H_2, financement des infrastructures (ex. transport) - blended finance & grants
- European Fund for Sustainable Development Plus (EFSD+) : garanties, biended finance & subventions - dérisquage de projets internationaux (External Action Guarantee & Global Gateway)
- H_2Global: procédure d'enchère pour l'import d'H_2V et de ses dérivés visant à encourager les investissements et le développement de l'H_2V
- Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) : développement de projets structurants dans le secteur des énergies renouvelables & de l'H_2V

2. Pilotage institutionnel et mise en œuvre de la feuille de route

Recommandation: Établissement d'une task force pour la mise en œuvre de la feuille de route

- Une unité opérationnelle attitrée agissant avec le mandat de l'état:
  - Pour le développement et la mise en place de la stratégie et de la feuille de route du développement de l'hydrogène vert
  - En charge de la communication et des négociations avec les différentes institutions politiques et financières à mobiliser
- **Exemple notable:** La Namibie et sa stratégie développée par son Green Hydrogen Council

2021: Appel d'offre pour des développeurs de projets d'H_2V, MoU avec la BEI, projet H_2 en développement dans le cadre de Global Gateway

3. Incitations fiscales

Recommandation: Élaboration d'un cadre fiscal dédié à l'attraction des investissements dans le secteur de l'H_2

- **Exemples régionaux:**
  - Egypte: « Golden license » simplifiant la mise en place de nouveaux projets d'H_2 et d'ammoniac vert (investissement, établissement, attribution de terrain, permis de construire, exploitation et gestion) + réduction fiscale sur les bénéfices
  - Maroc: la FdR H_2 du Maroc encourage un « traitement fiscal privilégié » pour le développement de l'industrie H_2. Développement d'une « offre Maroc opérationnelle et incitative » définissant le cadre réglementaire et institutionnel.

Figure 14 : *Sommaire de la stratégie financière*

5.1 Financer et dé-risquer le marché local et l'infrastructure

La stratégie financière se doit d'appuyer :

- Le financement de l'infrastructure nécessaire à la production (ex. électrolyseurs et infrastructures de production d'énergie renouvelable) ;
- Le transport de l'H_2V par pipelines reliant la Tunisie à l'Europe ;
- Le développement préalable du marché local et la production d'ammoniac vert.

Il s'agit ainsi d'assurer le financement et le dé-risquage de la colonne vertébrale infrastructurelle de l'hydrogène tunisien et de son marché local d'ammoniac vert. Ceux-ci s'articuleront autour de trois axes de financement et de réduction des risques :

- **AXE 1 :** des financements de la part d'acteurs privés ne nécessitant pas de subventions ou interventions de la part de banques multilatérales ;
- **AXE 2 :** un financement mixte avec l'appui de banques multilatérales et éventuellement des subventions pour dé-risquer ces investissements ;
- **AXE 3 :** un financement à long terme dépendant fortement des subventions et de la réduction des risques.

En ce qui concerne le financement des infrastructures de production d'énergies renouvelables (solaire et éolienne) nécessaires à la production d'hydrogène vert, celui-ci ne requiert pas de subventions mais pourra être assuré directement par des acteurs privés. Ces infrastructures énergétiques faisant partie de la colonne vertébrale de la production de l'hydrogène vert tunisien constituent ce premier axe de financement à majorité privée. Des financements de la part de banques multilatérales et d'institutions de financement du développement permettront toutefois d'appuyer et d'accélérer ces dynamiques.

Les électrolyseurs, qui constituent la base de toute la production d'hydrogène vert, vont, quant à eux, reposer sur un financement dépendant des axes de financement et de dérisquage 1 et 2, puisqu'ils pourront être amortis assez rapidement par la production d'hydrogène. L'incertitude existe actuellement autour de cette technologie qui est en développement et dont le prix devrait diminuer au fil des années, à mesure que son potentiel se concrétise, réduisant ainsi le degré de dé-risquage requis pour l'investissement dans les électrolyseurs. Ce degré de dé-risquage variera, toutefois, en fonction de la taille des électrolyseurs.

L'infrastructure de transport et notamment la construction de nouveaux pipelines et la mise à jour des pipelines existants pour assurer les exportations d'hydrogène vert en Europe constitueront ce troisième axe de financement à long terme. La modernisation des infrastructures portuaires pourrait, quant à elle, être placée dans les axes de financement 1 et 2.

5.1.1 Accords et engagements d'achat avec l'Union Européenne

En l'absence d'un marché de l'hydrogène européen et international à ce jour, ces investissements visant à assurer des exportations d'H_2V vers l'Europe ont besoin d'être appuyés par la signature d'un accord-cadre avec l'Union Européenne (UE) dans lequel cette dernière s'engage non seulement à l'achat d'hydrogène vert tunisien à travers des PPAs (Power Purchase Agreements) par ses états membres, mais également à fournir des garanties dé-risquant les investissements nécessaires à la production et au transport d'hydrogène vers l'Europe.

Un tel accord-cadre se placerait dans la continuité du plan REPowerEU, qui propose de compléter les objectifs de production d'hydrogène européens avec l'import de 10 millions de tonnes d'hydrogène vert par an d'ici 2030. La commission européenne (CE) a ainsi estimé les investissements nécessaires à la chaine de valeur internationale à hauteur de 500 milliards d'euros afin d'aboutir à ces 10 millions de tonnes d'importation d'hydrogène vert et ses dérivés.[20]

Bien que la majorité de ces investissements seraient portés par des acteurs privés, la Banque Européenne d'Investissement (BEI), le Fonds Européen pour le Développement Durable Plus (European Fund for Sustainable Development Plus, EFSD+), le mécanisme H_2Global, et la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) seront des acteurs clés dans cette démarche.

L'élément clé formant la base des institutions de financement (BEI et BERD) est la réduction des risques par le biais du EFSD+ (ou d'autres mécanismes de garantie qui pourront être mobilisés). Cet instrument devra être mis à disposition par le biais d'accords politiques entre la Tunisie et l'UE.

20. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=COM:2023:156:FIN

5.1.2 Le European Fund for Sustainable Development Plus

Le Fonds européen pour le développement durable Plus (European Fund for Sustainable Development Plus, EFSD+) fait, quant à lui, partie de la structure d'investissement de l'action extérieure de l'UE à travers des garanties, des financements mixtes mobilisant des subventions européennes, et d'autres mécanismes visant à réduire les risques des projets (assistance technique pour améliorer la qualité des projets et le développement de réformes appropriées).

L'EFSD+ permet de lever des ressources financières du secteur privé en faveur d'investissements favorisant le développement durable, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Le cadre d'investissement comprend 53.4 milliards d'euros d'External Action Guarantee, avec une capacité de garantie de plus de 130 milliards d'euros pour les opérations menées par l'EFSD+. Avec le secteur privé et l'effet de levier, cela pourrait permettre de lever plus que 500 milliards d'euros sur la période 2021-2027.[21]

L'EFSD+ est l'outil de financement central de la stratégie européenne Global Gateway qui vise à réduire le déficit d'investissement au niveau mondial par sa capacité de garantie et son mécanisme de financement mixte allouant des subventions. Le Global Gateway constitue le cadre dans lequel l'UE soutient les investissements dans l'hydrogène vert afin de favoriser les transitions énergétiques dans les pays partenaires.

Le mécanisme de garanties est destiné à dé-risquer les investissements, en particulier dans des marchés et environnements incertains, et à lever des fonds privés en partenariat avec la BEI et d'autres institutions financières européennes. Environ 40 milliards d'euros sont mis à disposition de ce mécanisme de garanties, pour lequel le secteur des énergies renouvelables fait partie des priorités. L'UE pourra à travers l'EFSD+ également mobiliser des prêts et des subventions pour des projets « non-bancables ».

Les garanties et subventions de l'EFSD+ sont obtenues par la soumission de demandes de programmes auprès de la Commission par des institutions financières européennes et internationales. La Commission choisit pour cela des projets qui offrent le meilleur impact sur le développement et qui contribuent le plus aux objectifs de l'UE. Ces prêts et portefeuilles d'investissements peuvent venir en soutien à la fois au secteur public et au secteur privé.[22]

5.1.3 Mécanismes financiers de l'UE

La stratégie de financement de la FdR vise dans un premier temps à faciliter et consolider la mise en place du marché local d'ammoniac vert tout en préparant le futur en appuyant le financement et le dé-risquage des investissements d'infrastructure constituant la colonne vertébrale de la stratégie de l'hydrogène vert tunisien.

Du fait de l'importance de l'exportation vers l'Europe, la mise en œuvre de la FdR nécessite un accord-cadre avec l'UE et la signature de PPAs pour assurer et dé-risquer les investissements et le développement de la filière hydrogène en Tunisie. De plus, les institutions et mécanismes financiers européens joueront un rôle clé dans le financement et le dé-risquage des investissements dans les infrastructures, ainsi que dans l'apport d'un soutien initial au marché local. C'est en particulier le cas pour la Banque Européenne d'Investissement, l'EFSD+, H_2Global et la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) qui sont des forces structurantes de l'action financière externe de l'UE.

5.1.4 La Banque Européenne d'Investissement

La **Banque Européenne d'Investissement (BEI)** est un contributeur important du développement de la filière hydrogène en Europe, soutenant des projets visant à atteindre les objectifs de production d'hydrogène de l'UE définis par la Commission Européenne. Sur les 8 dernières années, la BEI a fourni un soutien financier direct de plus de 550 millions d'euros dans les technologies de l'hydrogène, contribuant ainsi à la mobilisation de plus de 1,2 milliards d'euros d'investissements totaux.[23]

Le rôle de la BEI est particulièrement intéressant pour le financement des infrastructures de transport d'hydrogène. En février 2023, la BEI

21. https://international-partnerships.ec.europa.eu/funding-and-technical-assistance/funding-instruments/european-fund-sustainable-development-plus-efsd_en
22. https://international-partnerships.ec.europa.eu/funding-and-technical-assistance/funding-instruments/european-fund-sustainable-development-plus-efsd_en
23. https://www.eib.org/fr/press/news/eib-looking-to-invest-in-hydrogen-projects

annonçait sa volonté de financer le futur pipeline d'hydrogène vert reliant le Portugal, l'Espagne et la France. Le vice-président de la BEI a notamment rappelé la position de la BEI en matière de financement dans le domaine énergétique. Celle-ci se consacre au transport d'électricité, de gaz bas-carbone, et des formes d'énergie du futur.[24]

Dans ce contexte d'intérêt particulier pour l'hydrogène, la BEI s'est récemment associée à l'Union Africaine et l'Alliance Solaire Internationale (International Solar Alliance) pour un rapport de recherche sur « L'extraordinaire potentiel de l'hydrogène vert en Afrique. » Ce rapport dressant une FdR pour le développement de l'hydrogène vert africain par électrolyse d'eau de mer dessalinisée et d'énergie solaire s'est concentré sur le potentiel du Maroc, de la Mauritanie et de l'Égypte.[25]

Le soutien de la BEI est également envisageable dans le développement des capacités de production d'énergies renouvelables. Au Maroc, la BEI soutient par exemple le projet NOOR Atlas à hauteur de 129 millions d'euros. Ce projet de construction de sept centrales solaires photovoltaïques pour une puissance installée totale de 240MW joue un rôle important dans la transition énergétique marocaine et pourrait également être utilisé pour la production d'hydrogène vert.[26]

5.1.5 La Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD)

La BERD est très impliquée dans la région MENA, où elle se présente comme un partenaire important des pays dans le développement de projets structurants dans le secteur des énergies renouvelables et de l'hydrogène vert. La BERD pourrait ainsi jouer un rôle important dans le soutien et la structuration initiale du marché local d'ammoniac vert.

En 2022, la BERD a signé en Égypte un MoU avec le ministère de l'électricité et de l'énergie renouvelable et le ministère du pétrole et des ressources minières, afin de soutenir le développement de la stratégie nationale d'hydrogène bas-carbone et d'établir le potentiel et la faisabilité d'une chaîne d'approvisionnement d'hydrogène, ainsi que les changements de régulation nécessaires.[27] De plus, la BERD a accordé en 2022 un prêt de 80 millions de dollars à « l'Egypt Green » pour le développement du premier complexe d'hydrogène vert du pays, dans la Zone Économique du Canal de Suez, afin de soutenir la construction d'un électrolyseur de 100 MW.[28]

5.1.6 H_2Global

Alors que les accords, les garanties, le financement et les prélèvements doivent être coordonnés entre la Tunisie et l'UE dans son ensemble, des projets privés distincts pourraient utiliser H_2Global comme un instrument supplémentaire de facilitation de la montée en puissance du secteur de l'hydrogène.

H_2Global est une procédure d'enchère double mise en place par le Gouvernement fédéral allemand pour l'import d'hydrogène vert et de ses dérivés et qui vise à encourager et accélérer les investissements et le développement d'un marché d'offre et de demande d'hydrogène vert et de ses dérivés au niveau européen et mondial.

En décembre 2021, le ministère fédéral des affaires économiques et de l'action climatique a ainsi annoncé mettre 900 millions d'euros à disposition cette plateforme. Le gouvernement fédéral prévoit de mettre 3.5 milliards d'euros de plus à disposition de ce mécanisme pour un autre round d'appel d'offres.[29] Actuellement, H_2Global est en train d'évaluer le premier appel d'offre publié à la fin de 2022 et ciblé sur l'ammoniac.

Le schéma suivant fournit une séquence temporelle des mesures décrites.

24. https://www.euractiv.com/section/politics/news/european-investment-bank-may-finance-iberian-gas-pipeline/
25. https://www.eib.org/attachments/press/africa-green-hydrogen-flyer.pdf
26. https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20160665
27. https://www.ebrd.com/news/2022/ebrd-assesses-lowcarbon-hydrogen-in-egypt.html
28. https://www.ebrd.com/news/2022/ebrd-supports-first-green-hydrogen-facility-in-egypt-.html
29. https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/12/20221208-federal-ministry-for-economic-affairs-and-climate-action-launches-first-auction-procedure-for-h2global.html

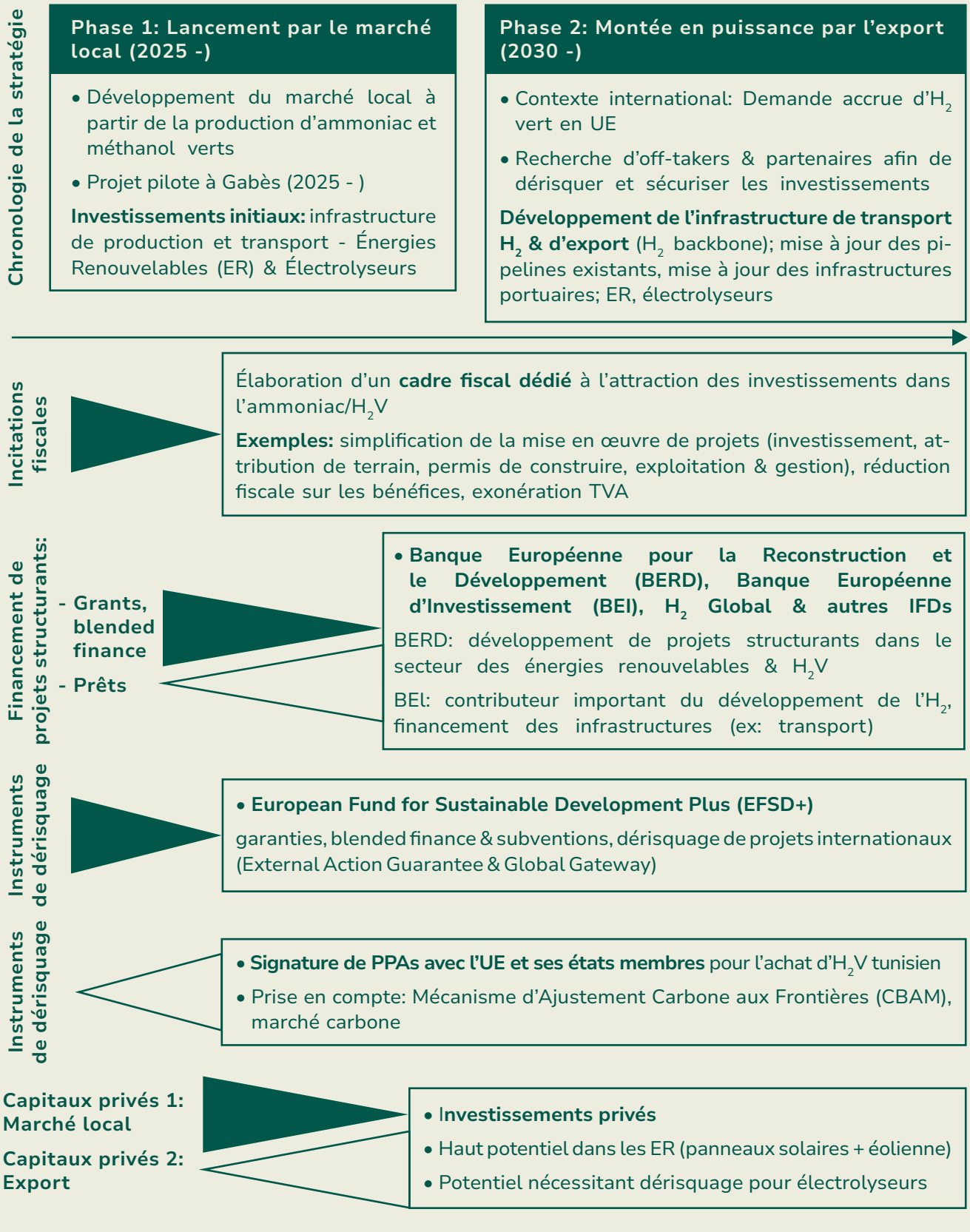


Figure 15 : *Chronologie de la stratégie de financement*

5.2 Incitations fiscales

En termes de mesures de financement et de réduction des risques, la Tunisie est invitée à élaborer un cadre fiscal dédié pour accélérer l'attraction des investissements dans le secteur de l'hydrogène. Ce cadre fiscal peut s'inspirer d'exemples d'autres juridictions régionales existantes et plus avancées dans le développement de projets liés à l'hydrogène.

5.2.1 Marché carbone

Pour le moment, la perspective du marché carbone, particulièrement pour les pays en développement, est tributaire du rythme de mise en œuvre des dispositions de l'Accord de Paris qui prévoit dans son article 6 la création d'un marché carbone au niveau mondial à travers un mécanisme appelé le Mécanisme pour le Développement Durable. Plus particulièrement, l'accord de Paris prévoit deux approches : un mécanisme coopératif non fondé sur le marché (mécanisme 6.2) et un mécanisme de marché (mécanisme 6.4)

Le mécanisme 6.4 consiste à échanger des réductions d'émissions (certifiées) entre les entreprises pour se conformer à leurs obligations d'atténuation dans le cadre des objectifs de la CDN et/ou de neutralité carbone assignés par les réglementations de leurs pays.

Le mécanisme de 6.2 permet à des pays d'échanger leurs résultats d'atténuation entre eux afin d'atteindre leur CDN. Concrètement, un pays pourra décider de renoncer à une partie de ses efforts d'atténuation pour les céder à un autre pays. On parle de « résultats d'atténuation transférés au niveau international » (ITMO).

Les modalités pratiques de mise en œuvre de ce marché carbone sont en train d'être définies progressivement dans le cadre du Live des Règles de l'accord de Paris.

La Tunisie a déjà exprimé dans sa CDN sa volonté d'avoir recours dans la mesure du possible au marché carbone pour booster l'atteinte des objectifs d'atténuation. Dans ce sens, le marché carbone pourra servir pour améliorer la rentabilité des projets d'H_2V en assurant des revenus additionnels à ces projets.

Par ailleurs, les principaux partenaires commerciaux de la Tunisie, comme l'UE, ont révisé leurs réglementations en matière d'émissions selon des normes plus strictes. Ils ont également introduit des règles pour motiver les contenus à faible ou zéro carbone avec les partenaires commerciaux, à la fois en termes de produits échangés (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM / Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières - MACF) mais aussi avec les moyens de transport utilisés (ex. maritime). Cela profitera à son tour aux partenaires commerciaux pour attirer les investissements financés par le secteur privé. La prise en compte des certificats d'émission à vendre dans le cadre du Système d'Échange de Quotas d'Émission/SEQE (flux de revenus) provenant d'origines hors UE dépend de l'alignement des systèmes d'échange de droits d'émission.

5.2.2 Révisions sur ETS

En juin 2022, le Parlement européen a adopté une nouvelle législation révisant le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (UE SEQE).[30] Les principales composantes des nouvelles règles comprennent une suppression progressive des certificats gratuits d'ici 2032 et un système de bonus-malus à partir de 2025 pour les installations les plus efficaces de leur secteur.

Un autre élément particulièrement pertinent pour les partenaires commerciaux maritimes de l'UE est l'inclusion du transport maritime dans l'UE SEQE. Le Parlement européen a l'intention de couvrir 100% des émissions des routes intra-européennes à partir de 2024, mais également 50% des émissions des routes extra-européennes depuis et vers l'UE de 2024 jusqu'à la fin de 2026. À partir de 2027, les émissions de toutes les routes doivent être prises en compte à 100% avec d'éventuelles dérogations pour les voyages depuis/vers des pays non-membres de l'UE.

L'implication de ces réglementations pourrait donner un nouvel élan à un changement de carburant maritime pour décarboner le potentiel d'ouverture pour H_2V et PtX.

30. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/use-international-credits_en#

5.2.3 Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières – MACF/CBAM

La MACFMACF envisage de réduire le risque de fuite de carbone. Cela signifie que la délocalisation d'entreprises à forte intensité d'émissions vers des pays en dehors de l'UE sans ou avec une tarification du carbone plus faible doit être découragée, tandis que les entreprises de l'UE ne doivent pas être défavorisées. La mesure politique vise également à encourager les partenaires commerciaux à adapter leurs politiques climatiques à adopter des normes similaires à celles de l'UE.

Les propositions initiales du MACFMACF incluaient les biens des secteurs considérés comme présentant un plus grand risque de fuite de carbone, tels que le **fer et l'acier**, les **raffineries**, le **ciment**, les **produits chimiques** organiques de base et les **engrais**. En outre, les derniers amendements étendront le champ d'application initialement proposé pour inclure également les produits chimiques organiques, les polymères plastiques, l'hydrogène et l'ammoniac. Une période de transition pour la déclaration dans le cadre de la MACF est envisagée de 2023 à fin 2026. La mise en œuvre effective du règlement est prévue pour la période allant de début 2027 à 2032[31]. Les importateurs de l'UE devront payer la taxe sur le carbone dans le cadre du MACF en achetant certificats MACF couvrant les émissions « intégrées » dans les produits qu'ils importent et soumettent des déclarations MACF annuelles. Les prix des certificats seront équivalents à un prix de marché moyen des quotas de l'UE SEQE dans la semaine précédant à l'opération d'importation. De plus, les importateurs devront être spécifiquement agréés pour participer au système.

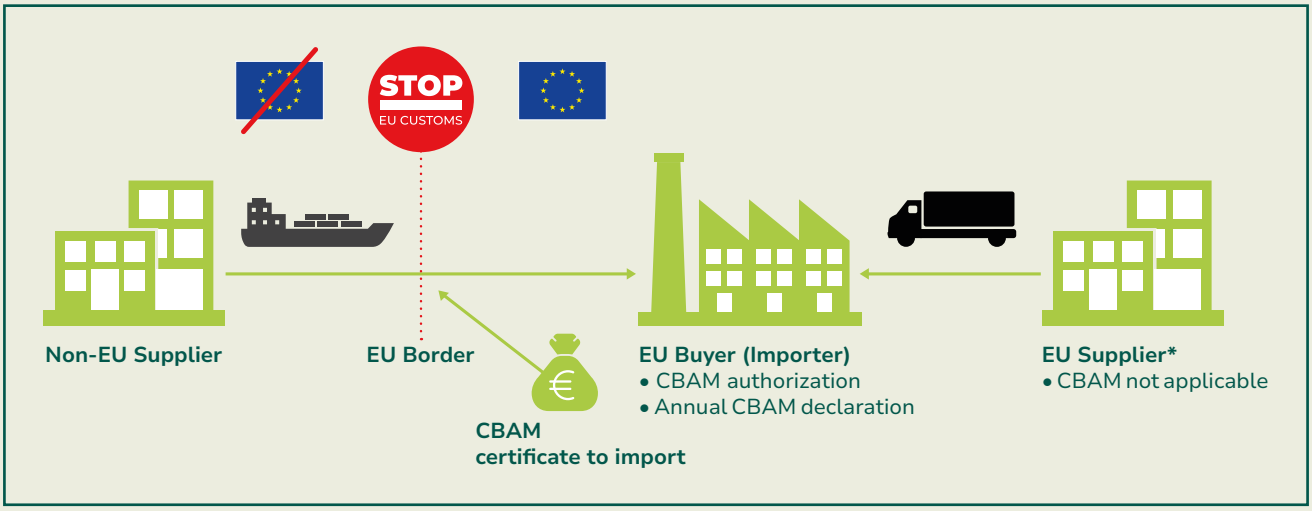


***Figure 16 :** Illustration simplifiée du MACF (source: www.conference-board.org)*

En parallèle, un mécanisme d'ajustement des exportations est envisagé pour mettre en œuvre un système d'allocations gratuites dans le cadre du SEQE pour les fabricants de l'UE pour les émissions dans le cadre de la fabrication de produits couverts par la MACF , qui sont destinés à l'exportation vers des pays non-membres de l'UE sans mécanismes de tarification du carbone similaires au SEQE de l'UE.

L'impact du MACF[32] sur les **chaînes d'approvisionnement** et les **stratégies d'investissement** connexes devrait être grave, ce qui implique que les partenaires commerciaux doivent positionner les principaux opérateurs concernés en conséquence.

31. European Parliament adopts carbon legislation package, final negotiations with EU Member State representatives expected soon, EY Global, 2022
32. Électricité, ciment, acier, engrais, aluminium

5.2.4 Relations de l'UE avec les marchés internationaux du carbone

L'article 6 de l'Accord de Paris reconnaît l'intérêt des marchés internationaux du carbone pour permettre l'échange d'émissions entre nations et régions économiques. Outre les systèmes d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE), il existe des systèmes nationaux et infranationaux en cours de développement ou en fonctionnement aux États-Unis et au Canada ainsi qu'en Chine, au Japon, en Corée du Sud, en Suisse et en Nouvelle-Zélande.[33] L'International Carbon Action Partnership (ICAP) rassemble des pays et des régions dotées de systèmes de plafonnement et d'échange obligatoires pour le transfert d'expériences et de connaissances. Des informations sur les instruments des marchés du carbone sont disponibles sur Partnership for Market Readiness-Platform (PMR) partagée par 17 pays se préparant à la mise en œuvre.

L'alignement des systèmes d'échange de droits d'émission est donc une **condition préalable.** Il s'agit de permettre la liaison des systèmes de négociation compatibles une fois la conformité assurée. Les critères de l'UE SEQE sont la compatibilité des systèmes, une application obligatoire et un plafond absolu sur les émissions. L l'UE SEQE et la Suisse ont lié leurs systèmes d'échange en 2017. Cela a abouti à la reconnaissance mutuelle des quotas d'émission de l'UE et de la Suisse.

La Tunisie, en tant que signataire de l'Accord de Paris, a initié un certain nombre d'actions en faveur de la décarbonisation conformément à ses contributions déterminées au niveau national. Elle a été soutenue dans ces efforts tant sur une base multilatérale que bilatérale.

Le pays a reçu une subvention de 3,1 millions de dollars du PNUD sur la proposition de préparation au marché tunisien (MRP) en 2020. Dans le cadre de ce programme, un certain nombre de mesures ont été lancées dans les domaines suivants :

- Analyses d'impact de la suppression des subventions énergétiques sur le développement socio-économique (politiquement critique mais très sensible également pour ses implications budgétaires) ;
- Évaluations d'impact de la tarification du carbone sur le développement socio-économique ;
- Mise à jour des objectifs d'atténuation dans les secteurs de l'énergie et de l'électricité ;
- Amélioration des bases de données d'information sur l'énergie ;
- Conception et mise en œuvre d'un système de rapport et de vérification des mesures (MRV) pour la production d'électricité ;
- Mise en place d'une taxe carbone pour soutenir le Fonds de transition énergétique ;
- Introduction d'un système de paiement basé sur les résultats pour soutenir le développement de l'électricité renouvelable ;
- Expérimentation et formation sur l'utilisation d'un système d'échange de droits d'émission dans le cadre d'accords volontaires du secteur du ciment.

Sur une base bilatérale, le gouvernement allemand a apporté son soutien par le biais du projet Global Carbon Market mis en œuvre par la GIZ également en Tunisie. Le projet visait en particulier la suppression des obstacles réglementaires dans le secteur cimentier tunisien pour éviter la décarbonisation grâce à la mise en place d'un système de déclaration et de vérification des mesures (MRV). Le secteur du ciment est à l'origine de 14% des émissions de la Tunisie. Le projet met également l'accent sur le renforcement des capacités pour la négociation de l'article 6 par le biais de formations, de publications et de liaison.

L'élaboration de réglementations nationales en matière de surveillance des émissions et d'harmonisation avec la coopération internationale au titre des processus relevant de l'Article 6 constituera un instrument stratégique pour soutenir à la fois la décarbonation et le financement du secteur émergent de l'hydrogène.

33. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/international-carbon-market_en

06

LA TRANSITION ENERGETIQUE JUSTE

Bien qu'il existe plusieurs définitions de la transition économique juste (TEJ), elle fait généralement référence à des stratégies, des politiques ou des mesures visant à garantir que « nul ne soit laissé en chemin » (« nobody is left behind ») durant le chemin de la transition vers des économies et des sociétés durables et à bas contenu d'émissions de carbone. Le cadre pour une transition juste définit une vision partagée de cette transition, des principes pour la guider, ainsi que des politiques et des dispositifs de gouvernance pour concrétiser cette transition.

Plusieurs pays ont déclaré leur engagement à la neutralité carbone en 2050 ou sont en train de définir ce qu'une transition juste signifie dans leur contexte propre. Il n'y a pas de modèle universel pour une TEJ, car elle doit refléter les réalités locales et être basée sur l'engagement des parties prenantes. Toutefois, il existe un corpus croissant d'expériences à partir desquelles on pourra apprendre et planifier. Il y a des meilleures pratiques qui peuvent être prises en considération, par exemple :

- Le **Just Transition Framework** en Afrique du Sud, qui apporte la coordination et la cohérence à la planification de la transition juste dans le pays ;
- Le **mécanisme pour une transition juste de l'UE.** Il comprend un financement et un soutien technique aux États membres pour « garantir que la transition vers une économie climatiquement neutre se déroule de manière équitable ».

Le Fond pour une transition juste dans le cadre du mécanisme pour une transition juste de l'UE (17,5 milliards d'euros aux prix de 2018) appuie les pays de l'UE dans leur transition verte, atténuant les coûts socio-économiques induits par la transition, soutenant la diversification économique et la reconversion des territoires, soutenant les PME, assurant la reconversion et l'aide à la recherche d'emploi, entre autres mesures.

Au niveau global, une transition juste nécessite un soutien international aux pays en développement qui tient compte de leurs réalités, capacités et priorités.

La TEJ proposée est axée sur les éléments suivants :

- Développement économique en forte liaison avec le développement industriel juste grâce à l'H_2V et de ses dérivés;
- Création d'emplois vert et à fort contenu technique et réduction du chômage;
- Implication des communités locales au Sud du pays ;
- Egalité du genre et l'inclusion sociale (EGIS) comme éléments transverses des outputs et outcomes du cadre logique et qui sera suivi et évalué lors de la mise en œuvre, comme le montre la Figure 2.

La stratégie nationale intègre une transition énergétique juste qui à la fois incorpore l'H_2V et ses dérivés dans une optique de développement économique durable : ceci étant lui-même le but final de la FDR (Figure 2 : Le cadre logique de la Feuille de Route). Sur cette base, la SN a été élaborée en respectant les orientations des autres politiques nationales pertinentes en matière d'énergie, industrie, transport, développement économique et social, environnement, avec lesquelles elle devra être intégrée en vue d'une transition juste. Cette intégration se concrétise avec un premier objectif dans la mise en œuvre de la FdR, c'est à dire l'inclusion de l'H_2V/PtX dans la prochaine actualisation de la CDN en 2025 (voir la Figure 5) pour refléter l'apport de ce secteur dans la réduction des émissions des GES.

Une analyse approfondie des politiques nationales sectorielles a été livrée dans les rapports de démarrage et de benchmarking. Une attention particulière a été accordée à la stratégie de la transition énergétique afin que le développement du secteur de l'H_2V/PtX n'impacte pas le processus de décarbonation du système énergétique national (électrification directe à travers les ER). Au contraire, la SN accompagnera l'électrification des usages finaux en multipliant les opportunités de commerce avec la production d'H_2V et de molécules vertes. En fait, la stratégie nationale du secteur de l'énergie vise à atteindre une part de 50% d'ER dans le mix de production électrique en 2035 (80% en 2050), en partant d'une ligne de base de moins de 4% (en 2021). Par conséquent, le déploiement des ER nécessaires à la production d'H_2V et ses dérivés a été conçu dans une logique hors du réseau électrique dans le court-terme. A plus long terme, le wheeling peut être une solution ultérieure de stockage énergétique au-delà de 2035, sauf peut-être pour des projets spécifiques à convenir avec le fournisseur d'électricité.

Les aspects sociaux de la mise en œuvre de la FdR sont fondamentaux pour l'adhésion de la société civile et des communautés locales à la stratégie de développement du secteur H_2V/PtX. Les communités locales au sud du pays seront les plus concernées car la plupart des installations des ER, voire les électrolyseurs, seront situées dans leur région.

En ce qui concerne l'emploi, le chômage est particulièrement concentré dans ces régions du sud du pays. Le renforcement des capacités prévu par la SN permettra de développer de nouvelles compétences de haut niveau technique à travers :

- La reconversion et le perfectionnement des employés afin qu'ils soient mieux équipés pour les accompagner dans la transition ;
- L'alignement du système de développement des compétences sur les besoins futurs en main-d'œuvre, particulièrement axés sur la création de nouvelles opportunités d'emplois (verts) pour faire face aux emplois supprimés suite au remplacement des combustibles fossiles par les nouvelles technologies propres et soutenir ainsi la transition juste ;
- Le développement des compétences de base par le biais du système éducatif afin d'améliorer la capacité d'adaptation de l'ensemble de la main-d'œuvre.

Le renforcement de l'emploi sera même un instrument pour faire face à l'inadéquation entre la demande et l'offre de compétences et l'émigration des professionnels hautement qualifiés (OECD 2022).

Une estimation des emplois qui pourrait être créés a été présentée plus haut (voir cadre logique en Figure 2 et Figure 3).

La communication jouera un rôle fondamental pour le succès de la mise en œuvre de la FDR et de la SN pour informer la société civile sur les opportunités et les mesures de sauvegarde sociales et environnementales qui ont été prévues dans le cadre réglementaire de l'H_2V/PtX. Par exemple, le développement de projets de production d'H_2V/PtX pourrait offrir des bénéfices en termes d'approvisionnement d'eau potable et pour l'irrigation à un coût plus bas à travers un surdimensionnement des ER et des systèmes de dessalement. Celle-ci représente même une opportunité de renforcement de l'adaptation aux changements climatiques. Ces opportunités devront être proprement présentées et discutées avec les parties prenantes et les communautés locales. Les thèmes cruciaux de l'exploitation foncière et de l'utilisation de l'eau ont été pris en considération dans la FdR et la stratégie. Le cadre réglementaire proposé dans la section 4.3 intègre les éléments du foncier et de l'impact environnemental dans une procédure d'évaluation des projets qui garantit que ces aspects soient pris en compte en conformité avec des standards internationaux, tout en appuyant l'accélération du déploiement des ER et des installations de production et usage de l'H_2V et ses dérivés.

Du point de vue économique, les communités locales devront être impliquées dans la mise en œuvre et l'exploitation des projets dès la phase initiale de préparation et bénéficier des revenus pour assurer un développement local et une transition juste grâce au marché de l'H_2V et ses dérivés. Cet aspect a été intégré dans le système de Suivi, Evaluation et Apprentissage (SEA) en accompagnement de la SN. Un indicateur spécifique a été prévu pour assurer que la participation économique des communités locales soit monitorée dans les projets.

Enfin, la structure de la TEJ dans le cadre de la stratégie nationale H_2V/PtX permettra de renforcer l'éligibilité de la Tunisie à la finance verte internationale. Dans ce contexte, l'accord-cadre avec la UE sera le volant pour mobiliser les capitaux internationaux qui sont nécessaires à la réalisation du plan d'action.

07

ANNEXES

Principales études en cours

Le MIME, en collaboration avec les bailleurs de fonds, a élaboré les études suivantes :

- Étude de cas de l'hydrogène vert en Tunisie pour une infrastructure de qualité
- Identifcation et évaluation des compétences humaines dans le secteur de l'Hydrogène vert en Tunisie
- Développer le commerce de l'hydrogène vert orienté vers l'exportation en Tunisie
- Étude préliminaire sur les options de transport par pipeline de l'hydrogène vert de la Tunisie à la Bavière.
- Analyse des options de transport et de la logistique d'exportation des produits PtX en Tunisie
- Élaboration d'un cadre EESG pour les investisseurs et la société civile ;
- Évaluation du potentiel de l'infrastructure existante et celle à implémenter en marge des objectifs de la stratégie nationale ;
- Création d'un observatoire / structure de veille de l'hydrogène vert en Tunisie ;
- Amélioration du cadre d'investissement de l'hydrogène vert ;
- Études de faisabilités pour la production d'hydrogène vert et ses dérivés en Tunisie ;
- Cartographie des sites opportuns ;
- Création et intégration d'un module H_2V pour l'enseignement supérieur ;
- Système de certification de l'H_2V et PtX ;
- Feuille technologique de l'hydrogène vert et ses produits dérivés ;
- Implantation et développement d'un concept organisationnel et financier pour le H_2 Hub ;
- Étude de préfaisabilité du projet pilote pour la production de l'ammoniac vert.

Principales études ultérieures à mener

La mise en œuvre de la stratégie nécessite plusieurs études préalables à caractère structurel. Parmi les études les plus importantes, on citera notamment :

- L'étude stratégique pour le dessalement et l'alimentation en eau des projets de production de l'H_2V;
- L'étude des besoins d'adaptation et d'extension des ports pour l'exportation et le soutage des produits dérivés de l'H_2V ;
- L'étude des infrastructures de transport de l'hydrogène par gazoducs ;
- L'étude sur l'utilisation de l'hydrogène et ses dérivés dans le transport lourd routier.

Liste des documents et études consultés

1. Vision 2035 – version préliminaire (juillet 2022)

2. Stratégie Nationale bas Carbone « SNBC » du secteur de l'énergie, ANME/PNUD, 2020

3. Stratégie du secteur de l'énergie à l'horizon 2035, MIME/PNUD, 2022

4. Chiffres clés énergie 2021, MIME/ONEM, 2022

5. Bilan National de l'Energie 2021 provisoire, MIME/ONEM, 2022

6. CDN actualisée, MALE/PNUD, 2021

7. Deuxième Rapport Biennal «BUR» & Politiques et mesures d'atténuation des émissions des GES de la Tunisie, MALE/PNUD, 2016

8. Study on the opportunities of "Power-to-X" in Tunisia, GIZ, 2021

9. Stratégie industrielle et d'innovation à l'horizon 2035, MIME, 2022

10. Étude du plan directeur national des transports à l'horizon 2040, Min. Transport, 2019

11. Notes et analyses de ITCEQ, ITCEQ, décembre 2020

12. Rapport de synthèse de l'étude Eau 2050, Institut Tunisien des Etudes Stratégiques, 2011

التعاون الألماني
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Mis en œuvre par

Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie

En coopération avec

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Projet :
Hydrogène Vert au Service d'une Croissance Durable et d'une Économie Décarbonisée en Tunisie mis en œuvre par le Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie en étroite collaboration avec la GIZ Tunisie, mandaté par le ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du développement BMZ.

Auteurs :
GFA/ALCOR

Conception :
LMDK, Tunisie