

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



L'hydrogène vert pour un développement
économique durable et une économie
décarbonisée en Tunisie – H₂Vert.TUN

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

L'hydrogène vert pour un développement
économique durable et une économie
décarbonisée en Tunisie – H₂Vert.TUN

Synthèse - Mai 2024

Table des Matières

Liste des Abréviations	6
Résumé exécutif	9
1. Contexte tunisien : opportunités d'utilisation de l'hydrogène vert	10
1.1 Politique nationale et climat	11
1.2 L'énergie et le développement des énergies renouvelables	12
1.3 L'infrastructure	12
1.3.1 Les pipelines de gaz naturel	12
1.3.2 Le réseau de transport d'électricité	12
1.4 Secteurs prioritaires pour les applications de l'H ₂ V	12
1.4.1 Le secteur de l'industrie	13
1.4.2 Le secteur des transports	14
1.4.3 Le secteur de l'électricité et du gaz	15
2. Vision & cadre logique	18
2.1 La vision tunisienne pour le développement de l'hydrogène vert	19
2.2 Cadre logique	19
3. Cibles et scénario de la feuille de route	20
3.1 Filières prioritaires d'hydrogène vert pour la Tunisie	22
3.2 Le scénario de développement de l'H ₂ Vert en Tunisie	23
3.3 Effets économiques	24
3.3.1 Investissements requis	24
3.3.2 Balance commerciale	25
4. La stratégie nationale	26
4.1 Vision d'ensemble et implementation de la FdR	27
4.2 La stratégie du marché d'export	30
4.3 La stratégie du marché local	32
4.3.1 Cadre réglementaire et institutionnel	33
4.3.2 R&D et développement de compétences	34
5. Le financement de la FdR	36
5.1 Financer et dérisquer le marché local et l'infrastructure	39
5.2 Incitations fiscales	41
6. La transition énergétique juste	42
7. Annexes	44
Principales études en cours	45
Liste des documents et études consultés	45

Liste des Abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie	ktep	kilo tonnes d'équivalent pétrole
CC	Changement Climatique	MAP	Mono-Ammonium Phosphate
CCNUCC	La Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques	MARHP	Ministre de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche Maritime
CDN	Contribution Déterminée au niveau National	MEL	Monitoring, Evaluation and Learning
COFIL	COmité de PIlotage	MIME	Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie
DAP	Di-Ammonium Phosphate	MT	Moyenne Tension
DCP	Phosphate bicalcique	MteCO₂	Millions de tonnes équivalent de CO ₂
DFIs	Institutions Financières de Développement (Development Finance Institutions)	MW	Mégawatt
DGETE	Direction Générale de l'Electricité et de la Transition Energétique	NDC	Nationally Determined Contributions
DT	Dinar Tunisien	OMMP	Office de la Marine Marchande et des Ports
EE	Efficacité Energétique	OMS	Organisation Mondiale de la Santé
ER	Energies Renouvelables	ONEM	Obsevatoire National de l'Energie et des Mines
FC	Facteur de Charge	PA	Plan d'Actions
FdR	Feuille de Route	PIB	Produit Intérieur Brut
GCT	Groupe Chimique Tunisien	PPP	Partenariat Public Privé
GES	Gaz à Effet de Serre	PtX	Power to X
GN	Gaz Naturel	PV	Photovoltaïque
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié	R&D	Recherche et Développement
GTT	Groupes de Travail Thématique	SAF	Sustainable Aviation Fuel
H₂	Hydrogène (pour désigner le dihydrogène)	SEA	Suivi, Evaluation et Apprentissage
H₂V	Hydrogène Vert	SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
HT	Haute Tension	SONEDE	Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux
IAA	Industries AgroAlimentaires	STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
IC	Industries Chimiques	TSP	Triple Super Phosphate
IDE	Investissements Directs à l'Etranger	TdC	Théorie du Changement
IGCE	Industries Grosses Consommatrices d'Energie	UE	Union Européenne
IME	Industries Mécaniques et Electriques	VA	Valeur Ajoutée
ITCEQ	Institut Tunisien de la Compétitivité et des Etudes Quantitatives	VH₂	Vallée d'hydrogène vert
ITHC	Industries Textiles, Habillement et Cuir	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 scénarios 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 œuvre 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).

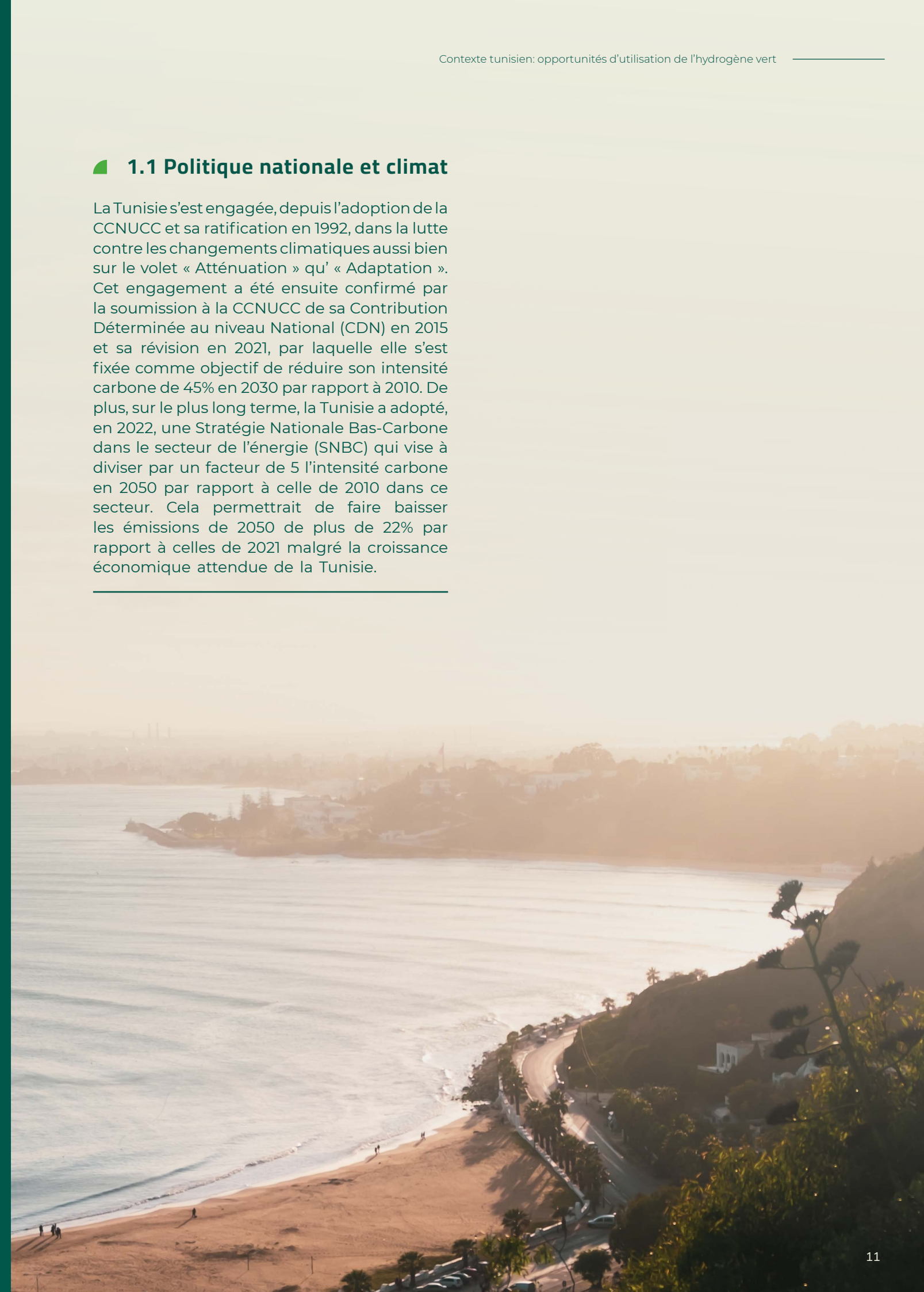
Une stratégie de financement est aussi proposée pour dérisquer la mise en œuvre de la FdR. Celle-ci intègre une description des incitations qui peuvent être mises en place en se basant sur les meilleures pratiques au niveau international et dans la région (chapitre 6).

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:
OPPORTUNITÉS
D'UTILISATION DE
L'HYDROGÈNE 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.

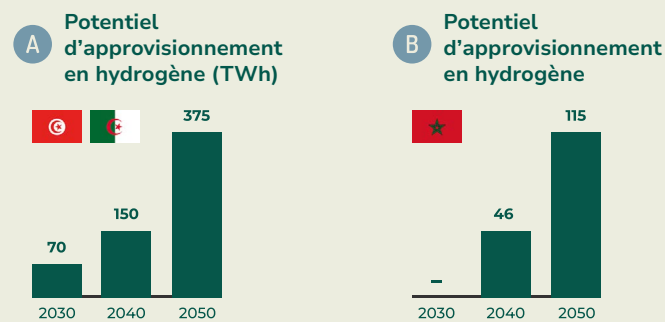
1.3 L'infrastructure

1.3.1 Les pipelines de Gaz Naturel

Un des plus grands atouts de la Tunisie pour le développement du marché de l'export de H₂V 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 *H₂ backbone européenne*¹, et en particulier du corridor A (figure 1).



Figure 1 : Branchement pour l'alimentation du backbone hydrogène en 2050¹



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.

1.3.2 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 haute tension est totalement interconnecté et relie toutes les centrales de production aux centres de consommation.

1.4 Secteurs prioritaires pour les applications de l'H₂V

L'évaluation du potentiel pour le développement de l'H₂V au niveau national, fait apparaître trois secteurs qui peuvent constituer un potentiel

important pour les applications H₂V/PtX. Il s'agit notamment du secteur industriel, le secteur des transports et le secteur de l'énergie.

1.4.1 Le secteur de l'industrie

Le potentiel d'utilisation de l'H₂V 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	<p>La Tunisie possède une seule raffinerie dont le processus ne nécessite pas de l'hydrogène.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Production d'ammoniac	<p>L'ammoniac est utilisé directement comme engrais (Ammonitrate agricole) ou pour la production de fertilisants -essentiellement DAP et MAP- par le GCT.</p> <p>Actuellement, il n'y a pas de production nationale d'ammoniac. Ce produit est totalement importé.</p> <p>La demande d'ammoniac en Tunisie pourrait augmenter dans l'avenir si la production d'engrais revenait à son régime de croisière.</p> <p>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.</p>
Production de méthanol	<p>Le méthanol est utilisé en faibles quantités dans divers domaines industriels en Tunisie.</p> <p>Actuellement, il n'y a pas de production de méthanol en Tunisie. Il est totalement importé.</p> <p>Le potentiel de croissance de la demande de méthanol restera limité.</p> <p>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.</p>
Production d'acier par réduction directe du minerai de fer	<p>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 de l'hydrogène.</p> <p>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.</p>
Utilisation de l'H₂ dans des procédés industriels	<p>L'hydrogène est utilisé en faibles quantités dans diverses applications (centrales électriques, industries agroalimentaires, etc.).</p>
Production de chaleur à haute température	<p>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.</p>

Tableau 1 : Synthèse du potentiel de développement de l'H₂V dans les principales applications industrielles

1. EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE, Guide house, 2022

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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 : <ul style="list-style-type: none"> Ammoniac Méthanol Hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> Fort potentiel à court, moyen et long terme, à l'export et pour le plein des navires accostant en Tunisie.
Transport ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> 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 régionaux² est l'option la plus probable pour décarboner le secteur ferroviaire.
Aviation – avions à hydrogène ou à carburant synthétique (jet fuel/ méthanol)	<ul style="list-style-type: none"> 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 2 : Synthèse du potentiel de développement de l'H₂V dans les principales applications industrielles

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	<ul style="list-style-type: none"> Très faible potentiel à court et moyen terme : compte tenu de la faible part des énergies renouvelables dans le mix électrique en Tunisie, 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 efficaces et compétitives.

Tableau 3 : Potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert dans les secteurs de l'électricité et du gaz



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.

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 partiels (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.



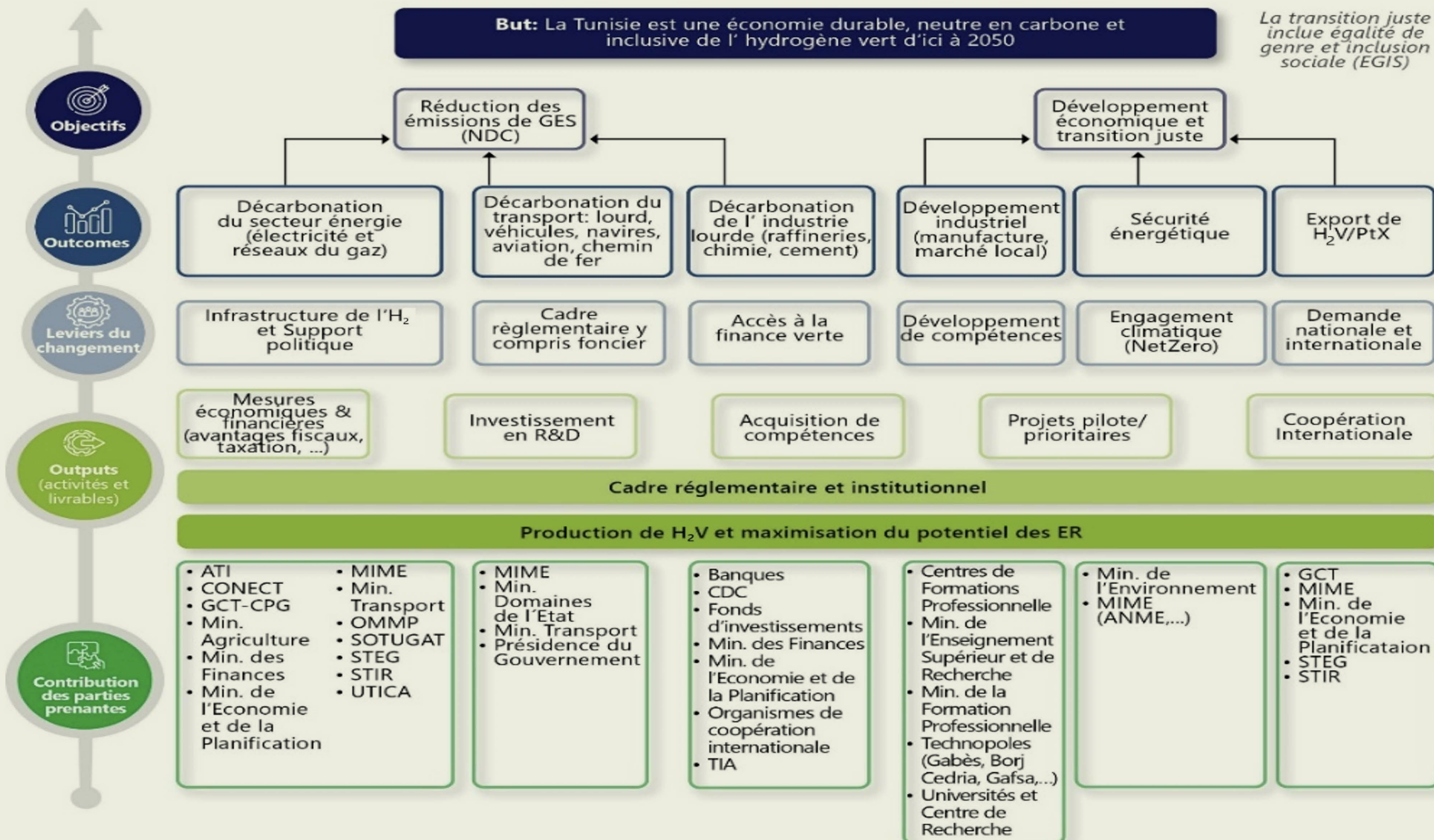


Figure 2 : Le cadre logique de la Feuille de Route

03

Les cibles de la Feuille de Route sont résumées dans la figure 3. Environ 8,3 Mt de production d'H₂V sont visées d'ici 2050, dont environ 6 Mt pour l'export par pipeline et un peu plus de 2 Mt pour le marché local et l'export sous forme de dérivés. Une capacité d'environ 100 GW des ER sera nécessaire pour cette production.

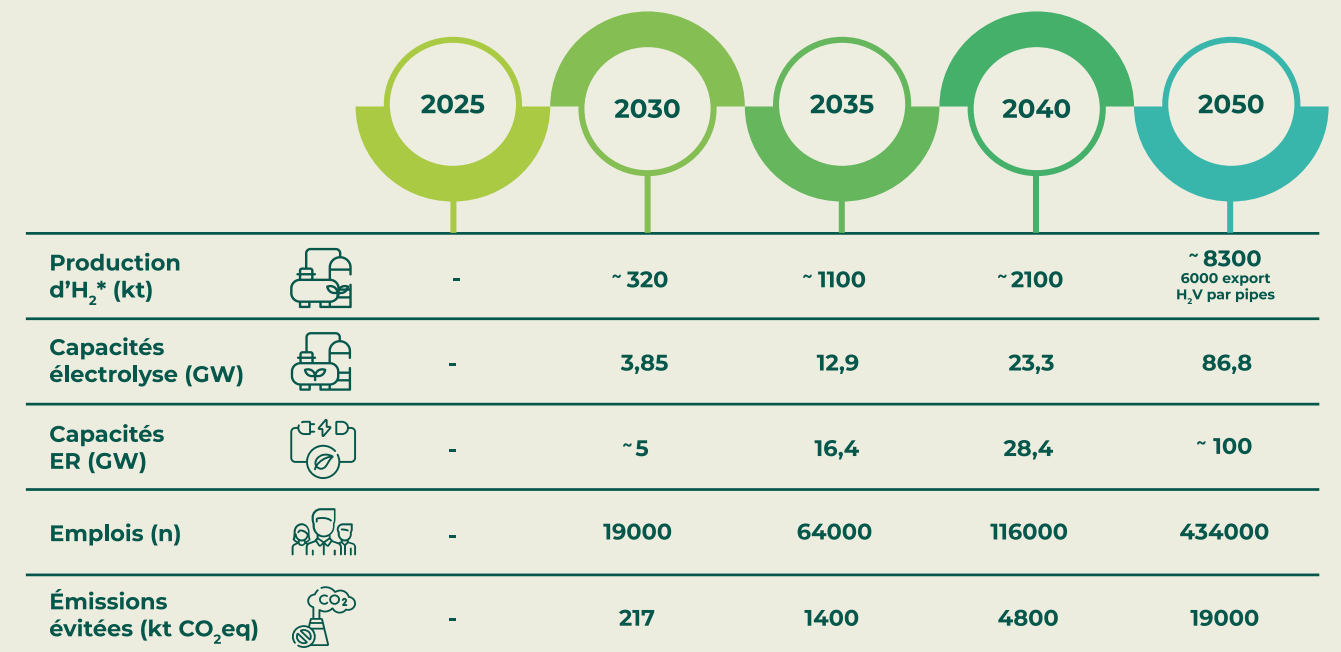


Figure 3 : Cibles de la FdR nationale et chronologie

Sur la base d'une prospective de coûts établie³, nous retenons en outre une structure de modélisation sans stockage d'énergie, même à la lumière de la haute prédominance de l'export dans la quantité de production totale d'hydrogène d'ici 2050, mais incluant les pertes de transmissions et l'énergie nécessaire pour la production de l'eau dessalée.

Dans le cas de projets spécifiques de production d'H₂V 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 à prévoir pour augmenter le facteur de charge de l'électrolyseur et produire un surplus d'H₂ 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).

Sur la base de standards physico-chimiques⁴, la consommation totale d'eau est estimée à un intervalle de 20-30 L/kg d'hydrogène vert (voir tableau 4).

La Tunisie présente un taux de stress hydrique élevé. Selon le rapport du SDG⁵ (Water and Sanitation) de l'UN 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, la stratégie prévoit le dessalement de l'eau de mer⁶ comme source principale d'eau pour la production de l'H₂V 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'H₂V (augmentation des coûts totaux de production

3. IRENA insights (2020), Wind and Solar PV – what we need by 2050, REMap Team, Elisa Asmelash, Gayathri Prakask, Maisarah Kadir; IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal

4. <https://doi.org/10.2172/1224980>

5. IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal

6. Sustainable Development Goal numéro 6 - <https://www.unwater.org/>

CIBLES ET SCENARIO DE LA FEUILLE DE ROUTE

de 0,01 à 0,02 USD/kgH₂) grâce à 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 (Mm ³ /an)	6,4-9,6	23-34,2	42,2-63,3	86-129	165,4-248,2

Tableau 4 : Prévisions des besoins en eau dessalée pour la production de l'H₂V

Rappelons que la SNBC 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 H₂V et la Stratégie Bas Carbone, 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 social⁷. Sur cette base, le développement de l'H₂V, 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 ;
- L'hydrogène pour la raffinerie, dès que la raffinerie sera réhabilitée, probablement en 2030, mais les quantités sont faibles (20 kt/an) ;
- L'H₂V pour la production de chaleur industrielle, dès 2030 - 2040 ;

- 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 sélectionnés 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'H₂V en Tunisie

3.2.1 Synthèse du scénario de développement de l'H₂V : 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'H₂V.

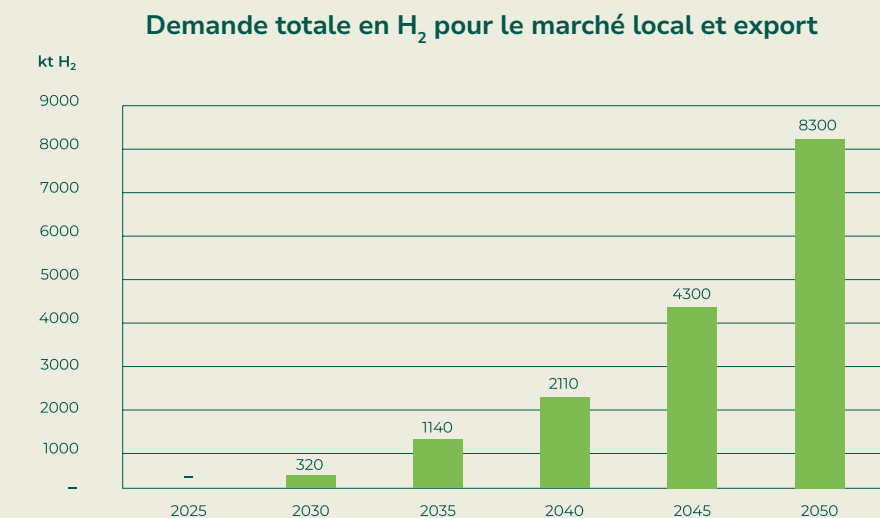


Figure 4 : Besoins en H₂V pour le marché local et export

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 5 : Répartition de la consommation d'H₂V entre le marché local et le marché d'export (1000 t)

⁷ La méthodologie a été décrite dans le chapitre 5 du rapport de la FdR (paragraphe 5.2).

Ainsi, le scénario de la stratégie prévoit une demande totale d'H₂V 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.

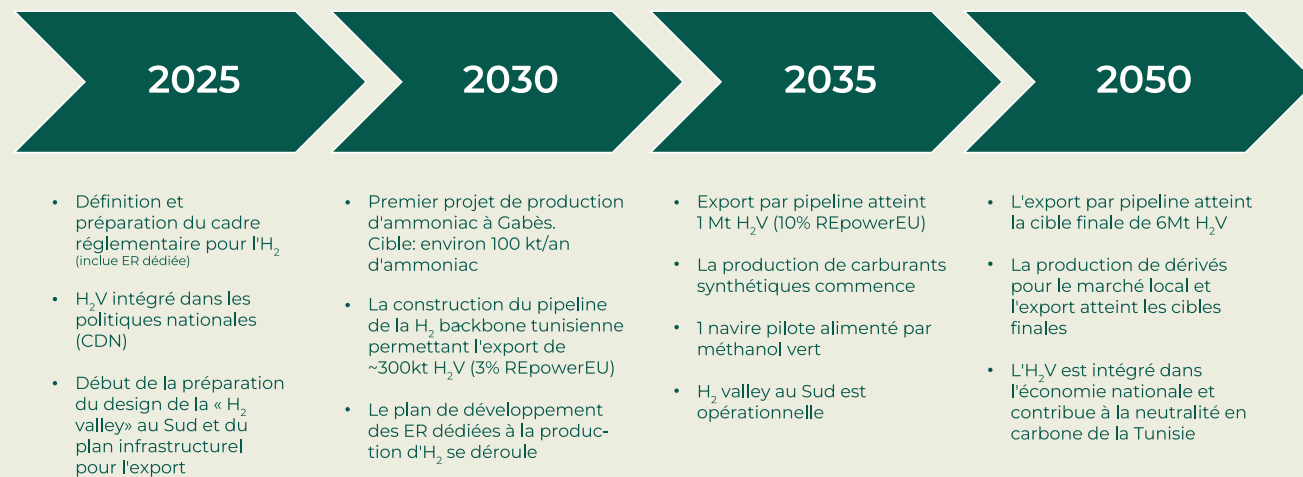


Figure 5 : Etapes de l'implémentation de la FdR

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'H₂V vers l'UE. La taille et le mode de stockage (e.g., batteries, stockage en H₂) 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 sur le 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'H₂V 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'H₂V 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'H₂, etc.

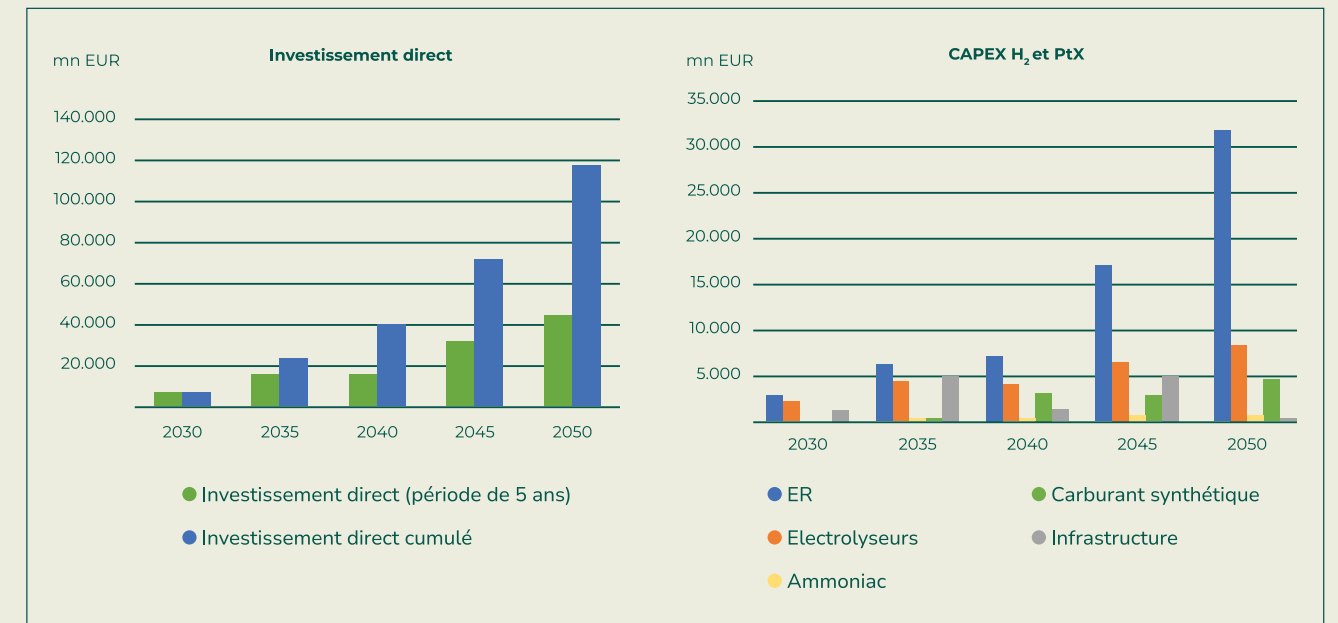


Figure 6 : Besoins en investissements

Les investissements sont présentés dans le graphique à gauche de la figure 6, à la fois en termes cumulés 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.

3.3.2 Balance Commerciale

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 « A » de l'hydrogène vers les acheteurs de l'UE.

04

LA STRATEGIE NATIONALE

4.1 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'H₂V et de ses dérivés avec un cadre spécifique pour l'H₂V/PtX ciblé autour de zones économiques spéciales (ZES).

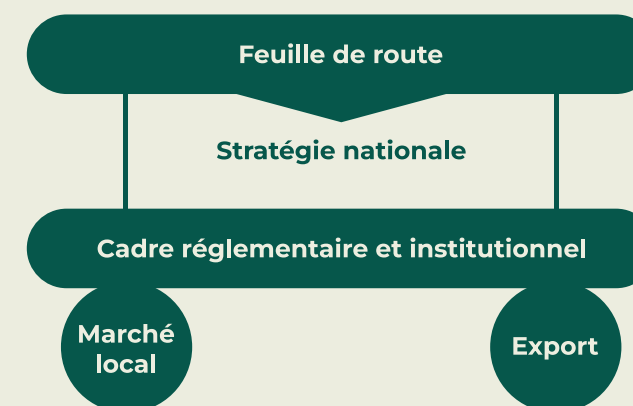


Figure 7 : Schéma descriptif de la Stratégie Nationale

Le cadre réglementaire qui sera adopté contribuera à fixer et faciliter les procédures de développement des projets, la fiscalité, 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;
- 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 ;

- Les conditions de développement des vallées de l'hydrogène vert (VH₂), 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, garantie d'origine (GOs)⁸ 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.

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 pré faisabilité par le MIME, 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'H₂ et la mise en place d'une pile à combustible comme technologie tampon.

La quantité annuelle produite d'H₂V dans ce projet sera de l'ordre de 220 tonnes. Environ 70% de l'H₂V 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 trouve 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.

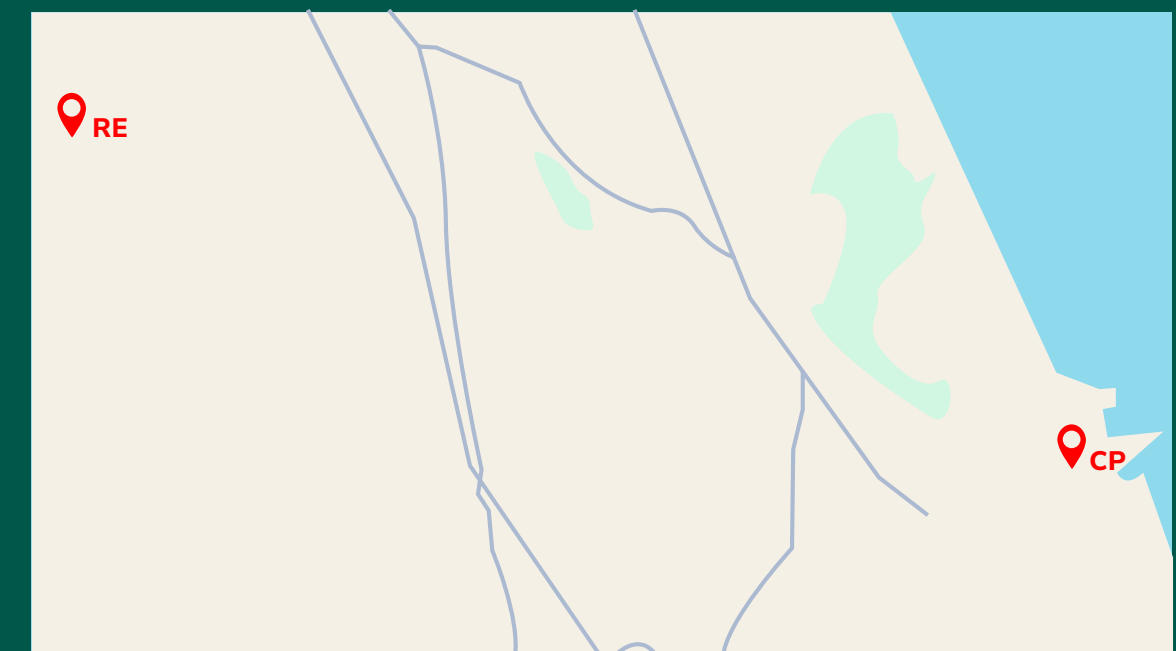


Figure 8 : Localisation du site pour la production de l'ammoniac

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

8. Le système de GOs doit être élaboré en conformité avec le système européen afin de faciliter les échanges internationaux.

4.2 La stratégie du marché d'export

Ce chapitre présente les principales actions pour le déroulement du marché de l'export au niveau infrastructurel.

Les options de transport par pipelines : le backbone tunisien

L'export de l'H₂V 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'H₂V 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 pourrait

se faire initialement par blending puis par transformation graduelle des réseaux de gaz naturel existants en réseau H₂, 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 techniques 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'H₂ transportées par pipelines que ce soit pour l'export ou 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 6 : Evolution des quantités (kt) d'H₂ transportées par pipelines selon le produit final consommé

La mise en place progressive d'un gazoduc constituant le « Backbone Hydrogène Tunisien » :

- Collectera l'H₂V 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'H₂V au niveau national.

Ainsi, un nouveau gazoduc dédié serait nécessaire pour assurer la collecte d'H₂V 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'H₂V, 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 :

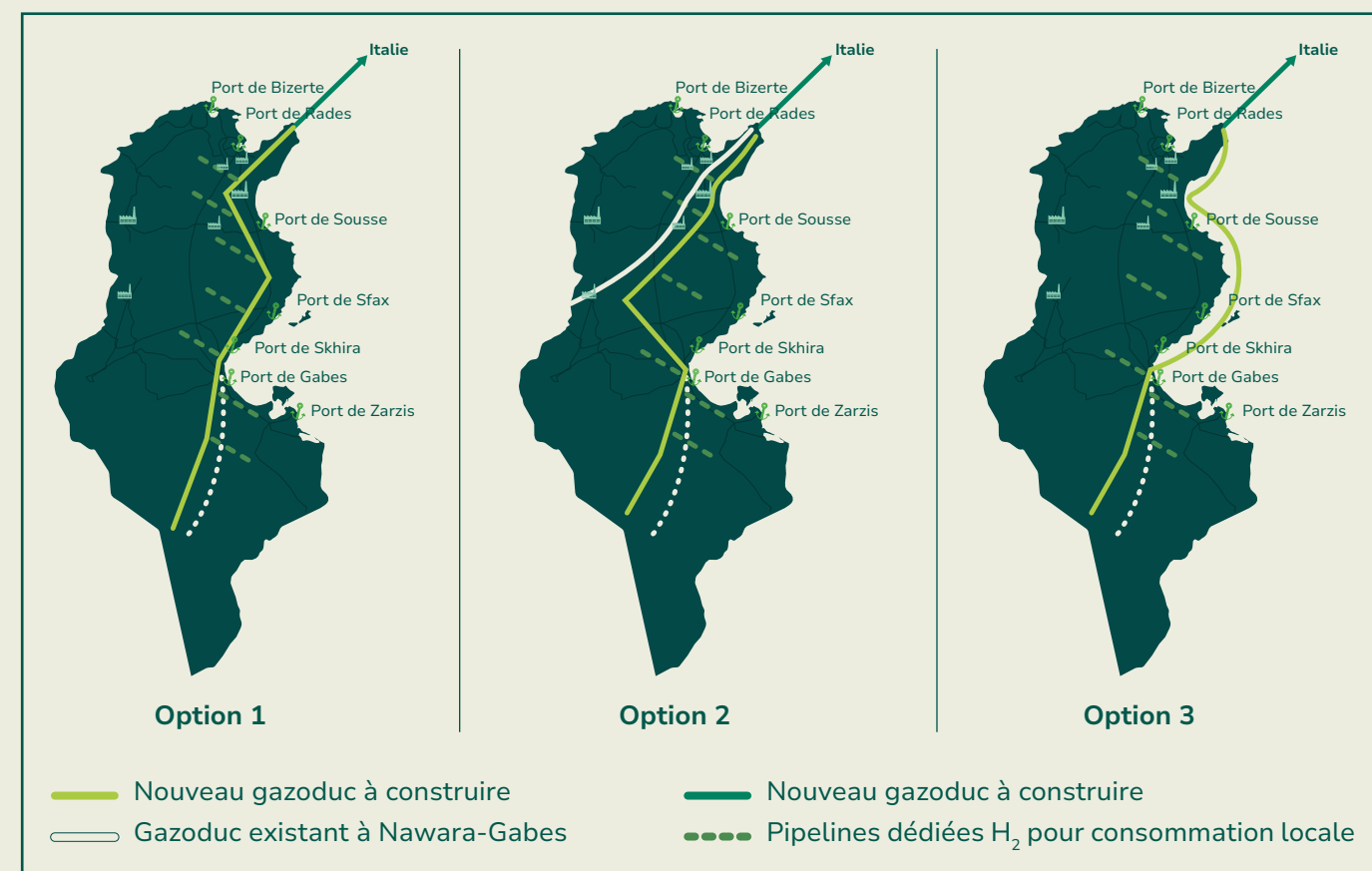


Figure 9 : Options de routing pour le backbone Tunisien

4.3 La stratégie du marché local

La focalisation sur le marché national a conduit à retenir trois axes prioritaires, en cohérence avec la feuille de route générale d'une part et en concertation avec le MIME et les parties prenantes, d'autre part.

Ces trois axes sont plus précisément :

- L'utilisation de l'ammoniac comme intrant pour la production nationale d'engrais ;
- Le soutage international de combustibles synthétiques pour le transport maritime ;
- L'utilisation de l'hydrogène vert comme source de chaleur en substitution au gaz naturel dans l'industrie et pour la production d'électricité au niveau domestique.

Ces sont le résultat d'une analyse multicritère qualitative conduite à l'intérieur du travail de la feuille de route qui était visée à :

- Définir les critères d'évaluation des filières prioritaires ;
- Pondérer ces critères selon leur poids en fonction de la réalité des marchés, les enjeux économiques, environnementaux et sociaux ;
- Définir un système de notation des filières selon ces critères (de 0 à 3) ;
- Noter les filières selon les différents critères et à chacun des horizons (2025-2050) en se basant sur la littérature internationale, la connaissance du contexte local et l'expertise des consultants dans le marché naissant de l'H₂V et ses dérivés ;
- Evaluer les notes pondérées des différentes filières selon les critères d'évaluation.

En plus, la sélection des axes stratégiques a pris en compte les dernières mises à jour qui se sont présentées pendant l'année 2023, particulièrement les dernières décisions de l'Organisation Maritime Internationale qui a établi les nouvelles échéances de décarbonation à 2030 et l'adoption des normes RED II et RED III et les Actes Délégués de l'UE. Ces derniers ont défini dans quelles

conditions l'hydrogène, les carburants à base d'hydrogène ou d'autres vecteurs énergétiques peuvent être considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) et ont défini une méthodologie de calcul des émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie des RFNBO.

Des stratégies sectorielles à l'horizon 2035 et un plan d'actions à l'horizon 2030 seront alors développés pour ces trois secteurs, soit une approche d'opérationnalisation de la stratégie globale. Ces développements sont l'objet d'un autre document qui sera concentré sur la stratégie du marché local.

En ligne générale, 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 de "Vallée H₂" ou « H₂ Valley » est à la base de cette stratégie. Une vallée hydrogène est en fait un écosystème où la production et la demande d'H₂V/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'H₂ pour une utilisation locale et potentiellement pour l'export (en cas de proximité d'un port par exemple). Ces H₂ valleys seront placées dans des Zones Economiques Spéciales (ZES) existantes (ou à créer) pour profiter des conditions économiques favorables et spécifiques pour le déclenchement du secteur. Si elles sont situées au long des corridors de transport, les H₂ Valleys peuvent tirer parti de la coopération internationale. Enfin, une liste de projets stratégiques à forte valeur ajoutée à l'échelle nationale sera préparée à travers une consultation avec les parties prenantes. Ces projets, idéalement placés dans les H₂ Valleys, profiteront de conditions économiques et fiscales favorables pour faciliter leurs implémentations.

4.3.1 Cadre réglementaire et institutionnel

Action 1 : Définition de Zones Economiques Spéciales (ZES) consacrées à la production et demande d'H₂V/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 reconnaître 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 des 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 des charges sus indiqué doit reconnaître 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 reconnaître 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.

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.

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

- Eolien offshore + électrolyseur onshore ;
- Eolien offshore + électrolyseur offshore sur une plateforme centrale ;
- Éolien offshore + électrolyseur offshore intégré à chaque turbine éolienne.

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.

4.3.2 R&D et développement de compétences

Recherche & Développement

Il est recommandé de développer un programme national de R&D en rapport avec l'H₂V 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.

Afin de rester ouvert à l'innovation technologique, il est important de mettre en place des coopérations internationales en matière de R&D. De plus, l'H₂ Valley prévue dans la stratégie nationale donnera la possibilité de participer à la *Mission Innovation Hydrogen Valley Platform*⁹, la plateforme internationale qui rassemble les vallées hydrogène existantes dans le monde.

Formation et renforcement des capacités

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'H₂V et de PtX ;
- Intégration du concept de la transition énergétique juste dans les cours universitaires pertinents à l'H₂V/PtX.

Les établissements universitaires peuvent facilement intégrer des programmes d'enseignement pour soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'H₂V.

⁹ <https://h2v.eu/>

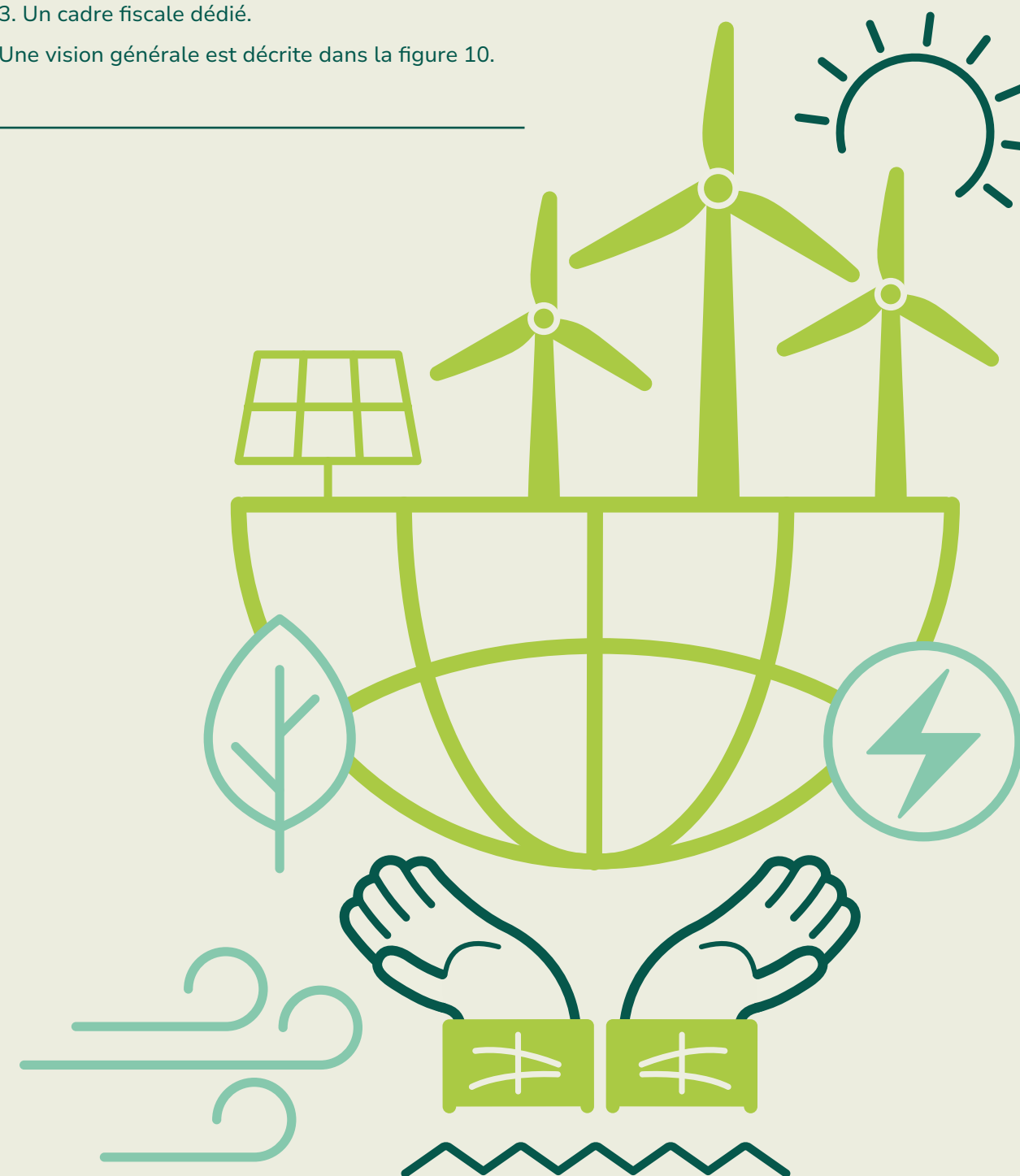
05

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. Le pilotage institutionnel.
3. Un cadre fiscale dédié.

Une vision générale est décrite dans la figure 10.



1. Financement et dérisquage 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'H₂V 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 infrastructures 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'H₂ destinée à l'export à l'horizon 2050 (80% de la production totale)

Recommandation: Signature de PPAs de long terme avec des offtakers internationaux

Mécanismes financiers à mobiliser :

- Banque Européenne d'Investissement (BEI) : contributeur important du développement de l'H₂, financement des infrastructures (ex. transport) - blended finance & grants
- European Fund for Sustainable Development Plus (EFSD+) : garanties, blended finance & subventions - dérisquage de projets internationaux (External Action Guarantee & Global Gateway)
- H₂Global: procédure d'enchère pour l'import d'H₂V et de ses dérivés visant à encourager les investissements et le développement de l'H₂V
- Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) : développement de projets structurants dans le secteur des énergies renouvelables & de l'H₂V

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'Etat :

- 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

3. Incitations fiscales

Recommandation: Élaboration d'un cadre fiscal dédié à l'attraction des investissements dans le secteur de l'H₂

Exemples régionaux :

- Egypte: « Golden license » simplifiant la mise en place de nouveaux projets d'H₂ et d'ammoniac vert (investissement, établissement, attribution de terrain, permis de construire, exploitation et gestion) + réduction fiscale sur les bénéfices.
- Maroc: la FdR H₂ du Maroc encourage un « traitement fiscal privilégié » pour le développement de l'industrie H₂. Développement d'une « offre Maroc opérationnelle et incitative » définissant le cadre réglementaire et institutionnel.

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

La stratégie financière se doit d'appuyer :

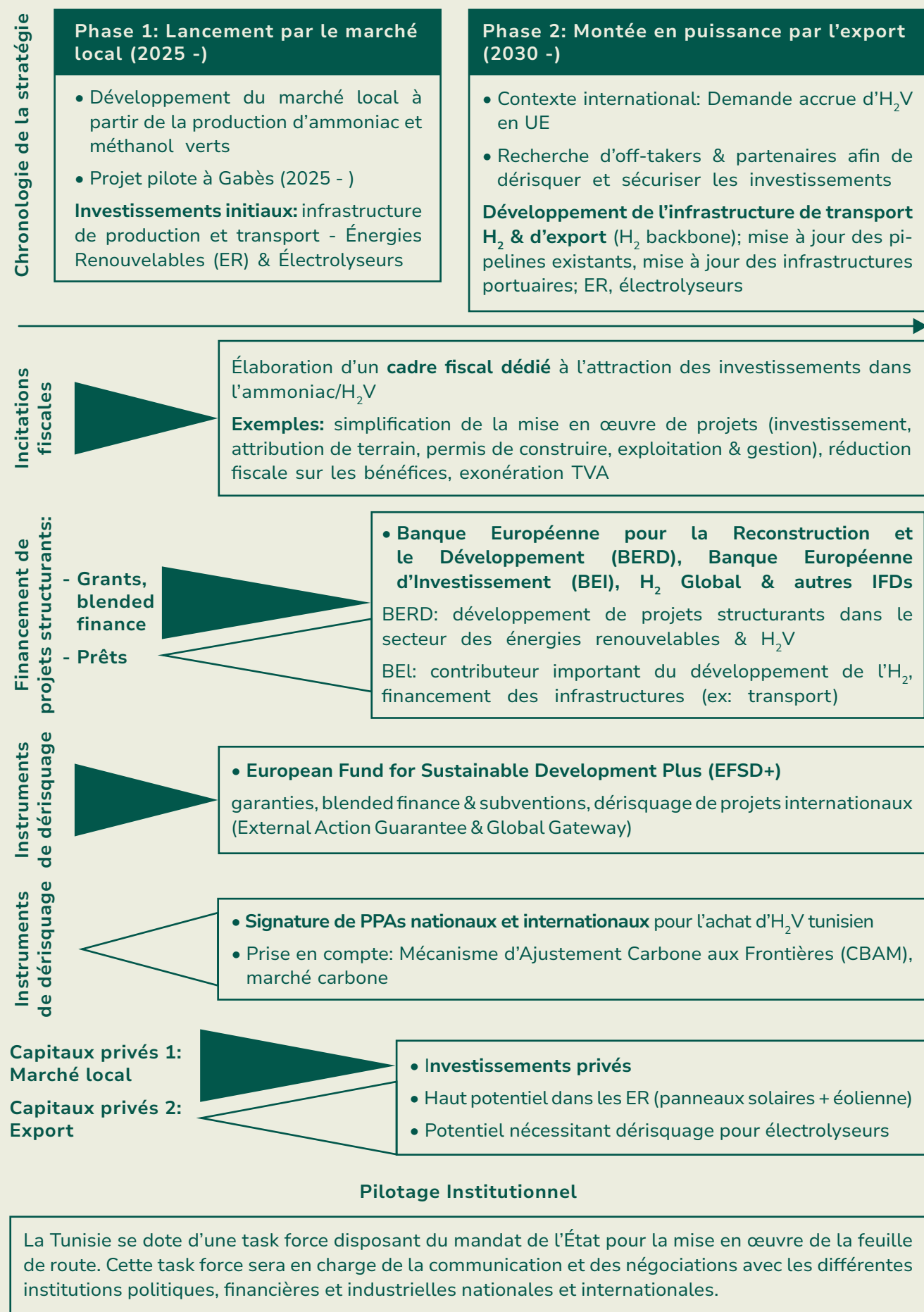
- Le financement de l'infrastructure nécessaire à la production (ex. électrolyseurs et infrastructures de production d'énergie renouvelable) ;
- Le transport de l'H₂V par pipelines reliant la Tunisie à l'Europe ;
- Le développement préalable du marché local et la production d'ammoniac vert.

Il s'agit ainsi d'assurer le financement et le dérisquage 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.

Figure 10 : Sommaire de la stratégie financière



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.

Figure 11 : Chronologie de la stratégie de financement

06

LA TRANSITION
ENERGETIQUE JUSTE

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. Une étude nationale est en cours.

La FdR et la stratégie hydrogène proposées offrent la possibilité de contribuer à la future TEJ de la Tunisie selon les éléments suivants :

- Développement économique en forte liaison avec le développement industriel juste grâce à l'H₂V et de ses dérivés;
- Création d'emplois vert et à fort contenu technique et réduction du chômage;
- Implication des communautés 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'H₂V 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'H₂V/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 attention particulière a été accordée à la stratégie de la transition énergétique afin que le développement du secteur de l'H₂V/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'H₂V et de molécules vertes.

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 H₂V/PtX. Les communautés 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 développement de projets de production d'H₂V/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. Cette-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'H₂V et ses dérivés.

Enfin, la structure de la TEJ dans le cadre de la stratégie nationale H₂V/PtX permettra de renforcer l'éligibilité de la Tunisie à la finance verte internationale.

07

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
- Identification 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
- Elaboration d'un cadre EESG pour les investisseurs et la société civile ;
- Evaluation 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 ;
- Etudes de faisabilités pour la production d'hydrogène vert et ses dérivés en Tunisie ;
- Cartographie des sites opportuns ;
- Création et intégration d'un module H₂V pour l'enseignement supérieur ;
- Système de certification de l'H₂V et PtX ;
- Feuille technologique de l'hydrogène vert et ses produits dérivés ;
- Implantation et développement d'un concept organisationnel et financier pour le H₂ Hub ;
- Etude de préfaisabilité du projet pilote pour la production de l'ammoniac vert.

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. Etude 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



Mis en œuvre par



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

En coopération avec



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'Énergie 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

