

ROYAUME DU MAROC

المملكة المغربية
+ⵍⵎⴰⵔⴰⵏ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ
Royaume du Maroc

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE



وزارة الانتقال الطاقوي والتنمية المستدامة
+ⵏⵏⵓⵎⴰⵔⴰⵏ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ
ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ ⵏ ⵏⵓⵎⴰⵔ

AVIS D'APPEL A MANIFESTATION D'INTERETS

**PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT D'INFRASTRUCTURES
DE RECEPTION, DE STOCKAGE, DE REGAZEIFICATION ET
DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET DE CENTRALE A GAZ**

23 avril 2025

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	2
1. DISPOSITIONS GENERALES.....	3
1.1 Définitions	3
1.2 Objet	4
1.3 Appel à Manifestation d'Intérêt	5
2. MANIFESTATION D'INTERETS.....	5
2.1 Contenu	5
2.2 Soumission	5
2.3 Date Limite de Soumission des Manifestations d'Intérêts	5
2.4 Demandes de Clarifications.....	5
3. STIPULATIONS DIVERSES	5
3.1 Langue.....	5
3.2 Frais	5
3.3 Informations transmises.....	6
ANNEXE 1. FICHE TECHNIQUE	7
ANNEXE 2. FICHE D'INFORMATION.....	8
ANNEXE 3. CONTENU DE LA MANIFESTATION D'INTERET	20

1. DISPOSITIONS GENERALES

1.1 Définitions

AMI	désigne le présent appel à manifestation d'intérêts.
ANP	désigne l'Agence National des Ports.
Composante CCGT	a le sens donné à ce terme à la Section 1.2.5(b).
Composante Gazoducs	a le sens donné à ce terme à la Section 1.2.5(c).
Composante Terminal GNL	a le sens donné à ce terme à la Section 1.2.5(a).
Composantes	désigne collectivement la Composante Terminal GNL, la Composante CCGT et la Composante Gazoducs.
CCGT	« Combined Cycle Gas Turbine », désigne le projet de développement d'une centrale à gaz à cycle combiné, à proximité du Port de NWM.
Date Limite	a le sens donné à ce terme à la Section 2.3.
Fiche d'Information	désigne la présentation indicative des Composantes jointe en ANNEXE 2.
GME	désigne le Gazoduc Maghreb Europe.
GNL	désigne le gaz naturel liquéfié.
Gouvernement	désigne le gouvernement du Royaume du Maroc.
Loi Portuaire	désigne la loi n°15-02 relative aux ports et portant création de l'Agence nationale des ports et de la société d'exploitation des ports.
Loi PPP	désigne la loi n° 86-12 relative aux partenariats public-privé.
Loi ONEE	désigne la loi n°40-09 de création de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable.
Manifestation d'Intérêt	désigne la manifestation d'intérêts soumise par chacune des sociétés intéressées par la Composante Terminal GNL, la Composante CCGT et/ou la Composante Gazoducs conformément au présent AMI.
MEF	désigne le Ministère de l'Economie et des Finances.
MTEDD	désigne le Ministère de la Transition Energétique et du Développement Durable.
NWM	désigne la société Nador West Med.

ONEE	désigne l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable.
Port de NWM	désigne le Port de Nador West Med, tel que ce dernier est défini conformément aux dispositions légales en vigueur.
Programme GNL	a le sens donné à ce terme à la Section 1.2.1.

1.2 Objet

- 1.2.1** Le Royaume du Maroc, dans le cadre de sa stratégie de développement du secteur gazier, a élaboré une feuille de route du gaz naturel qui définit, dans le cadre de différents modules, les infrastructures gazières à réaliser à court, moyen et long-terme en cohérence avec la stratégie énergétique du Royaume (le **Programme GNL**).
- 1.2.2** Un protocole d'accord relatif à la coordination des pouvoirs publics en vue de développer le Programme GNL a été signé en date du 26 mars 2024 par l'ensemble des parties prenantes publiques impliquées dans le cadre de la mise en œuvre concertée du Programme GNL, en ce compris le MTEDD, le MEF, ONEE, NWM et l'ANP. À la suite de la signature de ce protocole, l'ensemble des parties prenantes marocaines ont organisé le 31 mai 2024 à Rabat un atelier réunissant les principaux acteurs du marché du gaz afin notamment de présenter le Programme GNL.
- 1.2.3** Le Programme GNL a pour objectif le développement d'infrastructures gazières visant à permettre la réception et le stockage de GNL au Port de NWM, sa regazéification et l'acheminement par gazoduc pour approvisionner d'une part les centrales électriques de l'ONEE et de l'autre les consommateurs industriels établis à Nador, Kénitra et Mohammedia.
- 1.2.4** Par ailleurs, conformément à son programme d'investissement, l'ONEE envisage la réalisation d'une centrale à cycle combiné (**CCGT Nador**) au gaz naturel d'une puissance d'environ 1200 MW, qui sera développée sous le régime de la production indépendante d'électricité (IPP), conformément à la Loi ONEE, sur un site qualifié proche du Port de NWM.
- 1.2.5** Dans ce contexte, il est à ce jour envisagé le lancement de plusieurs procédures de passation à savoir :
- (a) une procédure relative au développement d'installations nécessaires à la réception de GNL, son stockage et sa regazéification au Port de NWM (la **Composante Terminal GNL**) conformément aux textes en vigueur en ce compris la Loi Portuaire ;
 - (b) une procédure relative au développement du projet de CCGT Nador assuré par l'ONEE sous le régime de la production indépendante d'électricité (IPP), conformément à la Loi ONEE (la **Composante CCGT**) ; et
 - (c) une procédure relative au développement de gazoducs entre d'une part, la Composante Terminal GNL et le GME, puis d'autre part, le GME et les zones industrielles et centrales thermiques situées à Kénitra et Mohammedia (la **Composante Gazoducs**) conformément aux textes en vigueur en ce compris la Loi PPP.
- 1.2.6** La Composante Terminal GNL, la Composante CCGT et la Composante Gazoducs sont présentées, à titre indicatif, dans la Fiche d'Information en ANNEXE 2.

1.3 Appel à Manifestation d'Intérêt

1.3.1 En vue de la mise en œuvre de chacune des Composantes, le MTEDD invite par le présent AMI, les sociétés susceptibles d'être intéressées par une ou plusieurs Composantes à manifester leur intérêt auprès du MTEDD conformément aux stipulations du présent AMI et de formuler leurs avis sur les questions relatives au développement de ces Composantes.

1.3.2 Par souci de clarté, cet avis d'appel à manifestation d'intérêt ne constitue pas un document de préqualification ou d'appel d'offres, lesquels seront publiés, le cas échéant, à l'initiative des autorités publiques compétentes.

2. MANIFESTATION D'INTERETS

2.1 Contenu

La Manifestation d'Intérêt soumise par chacune des sociétés intéressées pour l'une ou l'autre des Composantes devra comprendre les documents et informations indiqués en ANNEXE 3.

2.2 Soumission

La Manifestation d'Intérêt devra être soumise par voie électronique à l'adresse électronique indiquée en ANNEXE 1. Cette adresse électronique est sécurisée afin d'assurer le caractère confidentiel du contenu des Manifestations d'Intérêt transmises.

2.3 Date Limite de Soumission des Manifestations d'Intérêts

Les Manifestations d'Intérêts doivent parvenir au METDD à l'adresse indiquée en ANNEXE 1 avant la date spécifiée en ANNEXE 1 ("**Date Limite**").

2.4 Demandes de Clarifications

2.4.1 Chaque société pourra soumettre des demandes de clarifications sur les Composantes. Ces demandes de clarifications doivent être transmises à l'adresse électronique indiquée en ANNEXE 1.

2.4.2 Le MTEDD se réserve le droit de ne pas répondre à tout ou partie des demandes de clarification.

3. STIPULATIONS DIVERSES

3.1 Langue

La Manifestation d'Intérêt préparée par chacune des sociétés intéressées ainsi que toute correspondance et documentation liées à cette dernière devront être rédigées en français ou en anglais.

3.2 Frais

Chaque société intéressée prend à sa charge tous les frais liés à la préparation et à la soumission de sa Manifestation d'Intérêt.

3.3 Informations transmises

Les informations fournies dans le cadre du présent AMI sont données à titre indicatif et ne peuvent en aucun cas engager la responsabilité du METDD.

Ni le Gouvernement, ses ministères, départements ou démembrements, ses agents, représentants ou conseillers ne font ou ne délivrent, à l'occasion du présent AMI une quelconque déclaration ou garantie, expresse ou implicite, quant à l'exactitude et/ou l'exhaustivité des informations contenues dans ce dernier et ses suites et ne seraient être tenus pour responsables à raison d'une quelconque communication écrite ou orale transmise à une quelconque partie intéressée par les Composantes.

ANNEXE 1. FICHE TECHNIQUE

Coordonnées pour demande de clarifications	AMI_GAS_2025@mem.gov.ma
Date Limite de soumission des Manifestations d'Intérêts	14h GMT le 23 juillet 2025
Adresse de soumission des Manifestations d'Intérêts	AMI_GAS_2025@mem.gov.ma
Langue de la Manifestation d'Intérêt	Français ou Anglais

ANNEXE 2. FICHE D'INFORMATION

[Note : cette fiche d'information est fournie en anglais pour en faciliter son examen. La langue des processus d'appel d'offre devrait être le français. This project factsheet is provided in English for ease of review. The language of the tender processes is expected to be French.]

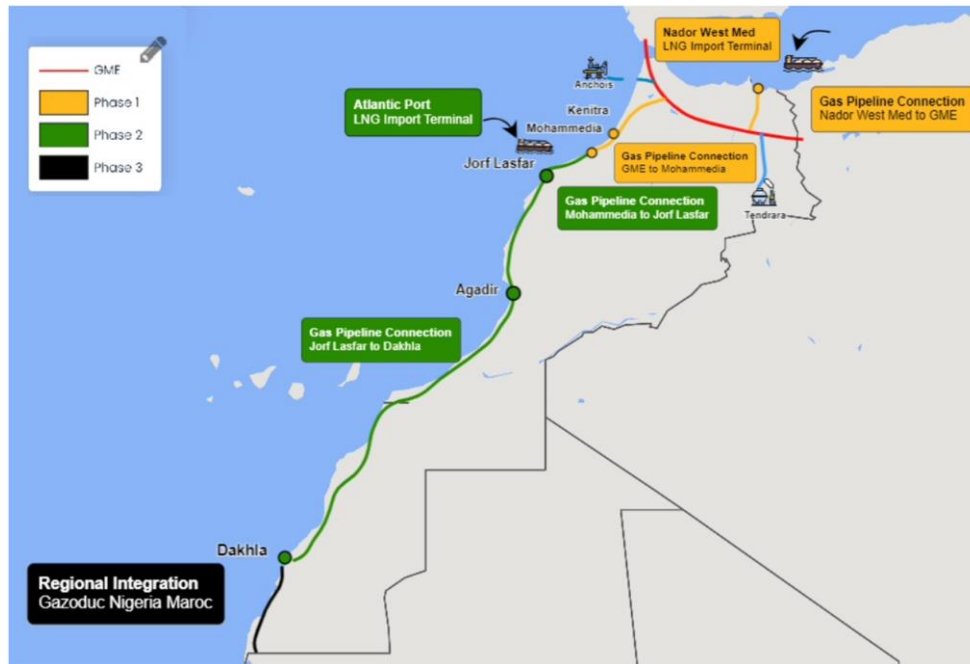
1. MOROCCO'S NATURAL GAS ROADMAP

In response to the structural changes and market trends affecting international energy markets since 2020, the Government of Morocco (the “**GoM**”) has updated the natural gas roadmap, calling for an acceleration of the development of the Kingdom’s gas market (the “**Updated Gas Roadmap**”).

The Updated Gas Roadmap provides for the gradual development of the critical gas network infrastructure necessary to support the importation of liquefied natural gas (“**LNG**”), the development of domestic gas production and supply, and the delivery of natural gas to consumers throughout the Kingdom, thereby enabling the growth of the national gas market.

Phase 1: Short term (2025-2027)	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Domestic production</u>: construction of pipelines to connect the Tendirara production project to the <i>Gazoduc Maghreb Europe</i> pipeline (“GME”) - <u>New LNG entry points</u>: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Module 1 - LNG Terminal Component: tender, construction and commercial operation start of an LNG regas terminal at the port of Nador West Med (“Port of NWM”) ➤ Module 2 - Pipeline Component: tender, construction and commercial operation start of natural gas pipelines from Port of NWM to the GME and from the GME to Mohammedia ➤ Module 3: update of pre-feasibility study of an LNG regas terminal on the Atlantic coast
Phase 2: Medium term (after 2030)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Module 3: delivery of the Atlantic coast LNG regas terminal ➤ Module 4: development of an LNG regas terminal at Dakhla Atlantic port ➤ Module 5: construction of further pipelines to connect the gas network
Phase 3: Long term	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Regional integration</u>: connection to the Mauritanian and Senegalese gas networks through the <i>Gazoduc Afrique Atlantique</i> pipeline (“GAA”) - <u>Green hydrogen expansion</u>: harness synergies with green hydrogen and by-products

Updated Gas Roadmap cartographic illustration



In June 2023, the GoM, acting through the Ministry of Energy Transition and Sustainable Development (the “**MTEDD**”), mandated the International Finance Corporation (“**IFC**”, part of the World Bank Group) to advise on the definition, structuring and implementation by the private sector of the first projects of the Updated Gas Roadmap, namely the **LNG Terminal Component** and the **Pipeline Component**. IFC has appointed Gordon Milne from FSRU Solutions as senior FSRU expert, Gide Loyrette Nouel as legal counsel, Rogan Associates in partnership with Sofregaz as engineers, and ERM as environmental and social consultant.

On 26 March 2024, a memorandum of understanding was signed by the MTEDD, the Ministry of Finance, the Ministry of Equipment and Water and the Ministry of Interior on the coordination of public authorities for the implementation of the Updated Gas Roadmap. Parties to this memorandum also include relevant public institutions and companies:

- *Agence Nationale des Ports*, Morocco’s national port authority (“**ANP**”);
- *Office National de l’Electricité et de l’Eau Potable*, Morocco’s national power and water utility (“**ONEE**”);
- *Office National des Hydrocarbures et des Mines*, Morocco’s national hydrocarbon and mining exploration and production permitting authority, and currently in charge of GME (“**ONHYM**”);
- *Nador West Med S.A.*, the public company in charge of the development of the port of Nador West Med (“**NWM**”); and
- *Société Nationale des Autoroutes du Maroc*, the State-owned company in charge of the development of Morocco’s highways (“**ADM**”).

The prompt implementation of the Updated Gas Roadmap aims to achieve the following objectives:

- Consolidate Morocco's energy independence by developing all of the infrastructure necessary for the importation of **LNG, and for facilitating the development of supply from domestic sources;**
- Contribute to the decarbonization of the electricity system by using natural gas as a transition fuel allowing for the greater integration of renewable energies into the energy supply mix;
- Support the decarbonization of national industry in light of the upcoming Carbon Border Adjustment Mechanisms and other carbon pricing global mega-trends;
- Build flexible infrastructure which can de-risk the transport of green hydrogen and other gases with the best long-term environmental balance.

2. PROJECTED NATURAL GAS DEMAND AND SUPPLY

Morocco's natural gas demand is expected to increase significantly by virtue of the integrated development of the necessary infrastructure to receive, store, regasify and transport natural gas in Morocco, the adoption of a supportive regulatory framework combined with a well-designed economic model and package of market incentives. The GoM is aware that a form of State support will be required in the short to medium term to underpin the development of the first projects under the Updated Gas Roadmap.

Immediate demand originates from two main sources:

- ONEE. The national power utility, currently operates (directly or indirectly) two natural gas-fired thermal power plants representing an installed capacity of 834 MW. ONEE's 2025-2030 investment plan will see the commissioning of a further 4,300 MW of gas-fired generation capacity, through the construction of new power plants and the conversion of existing ones. By providing the reserve capacity required to ensure the reliability of the electricity production portfolio while supporting the intermittency of renewable energy sources, it is expected that the average dispatch factor of the gas power plants should be around 25% (equivalent to 2.0 bcm p.a.) but that the gas infrastructure is sized to meet at any time ONEE's flow rate during full-capacity operation (peak consumption equivalent to 9.0 bcm p.a.).
- Industrial consumers. Immediate industrial demand is estimated at around 1.0 bcm p.a. Based on GoM's projections predicated on the accelerated development of several energy-intensive industries, industrial demand is expected to increase up to 3.0 bcm p.a. in the short term.

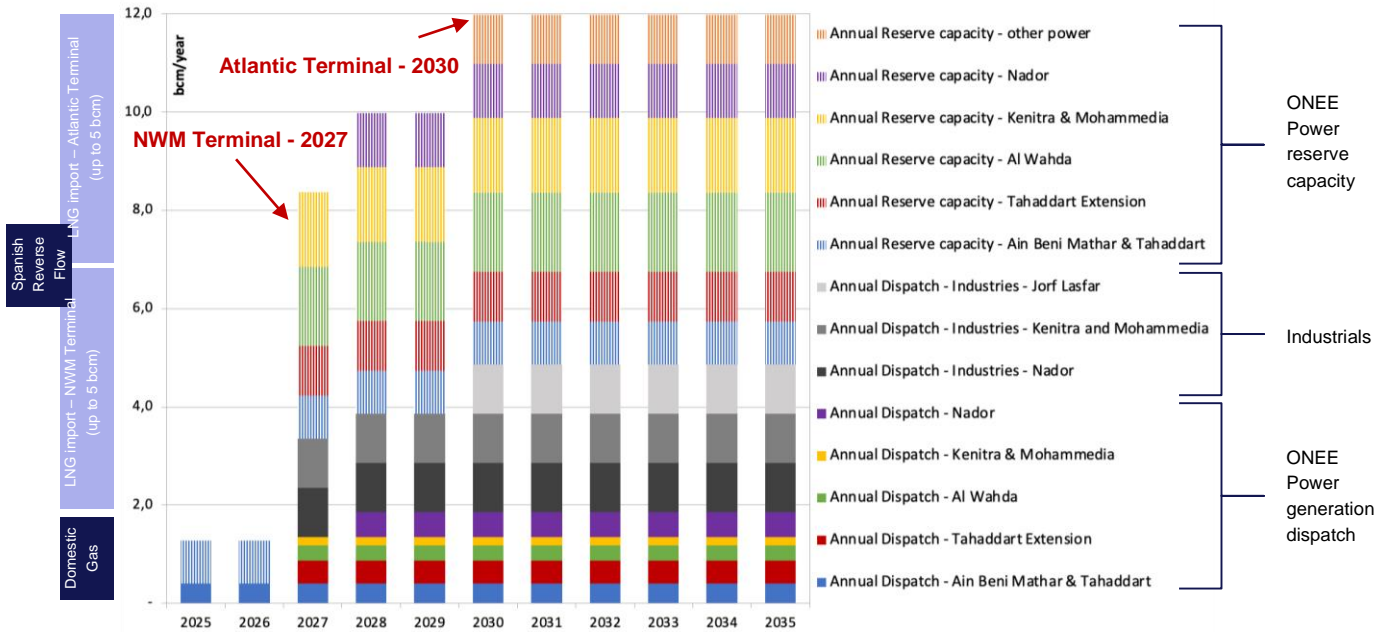
Supply sources available in the short term include:

- Domestic gas production. The production from both the onshore Tendrara field and the offshore Anchois field is estimated to reach a plateau supply level of 1.5 bcm p.a.
- International LNG purchases. In July 2023, ONEE signed a 12-year LNG supply agreement with Shell for 0.5 bcm p.a. with delivery either to Spanish regasification

terminals (to be delivered to Morocco through the GME) or directly to Morocco when LNG regasification infrastructure is available in country.

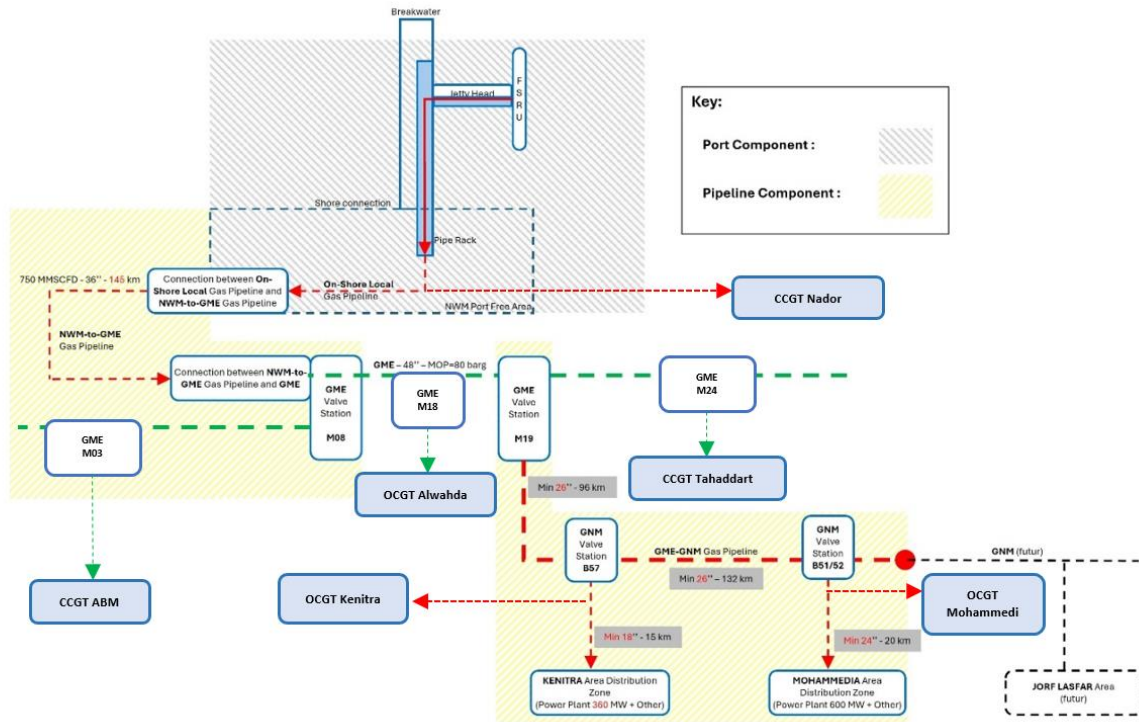
As a result, the infrastructure envisaged is sized to respond to a 10 bcm p.a. capacity need in the next 5-6 years.

Gas infrastructure sized to respond to a 10 BCM p.a. capacity need



3. COMPONENTS TECHNICAL DESCRIPTION

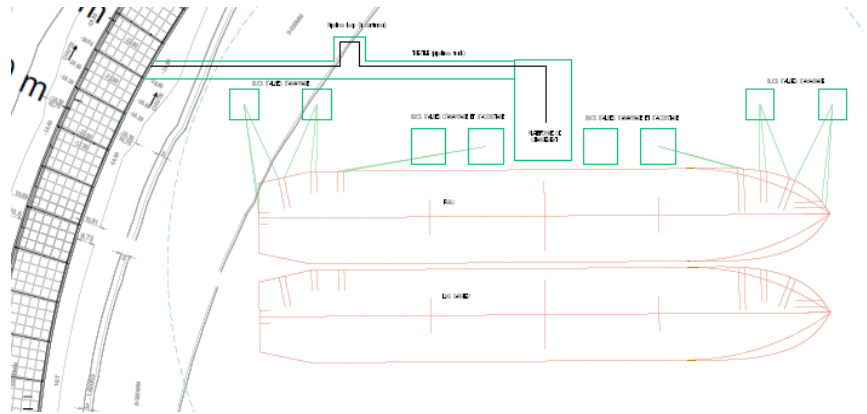
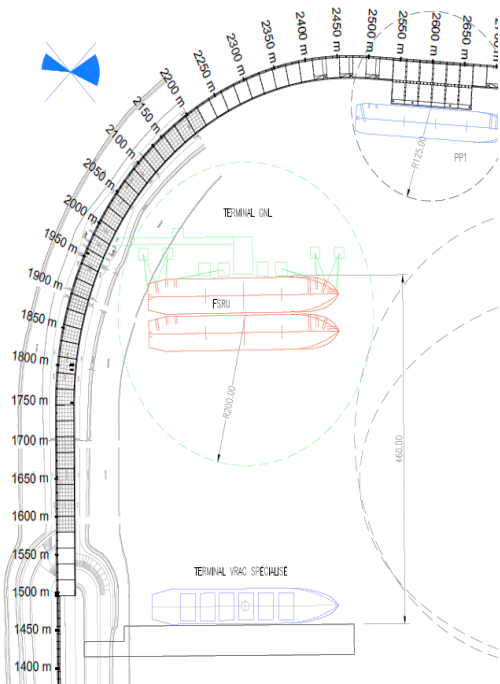
Three components form part of this request for expression of interest: the LNG Terminal Component, the CCGT Component and the Pipeline Component. The chart below provides a schematic representation of the perimeter of each Component (assuming an FSRU solution for illustration purposes). Each Component is described in more details in the following sections.



3.1 LNG Terminal Component

The scope of the LNG Terminal Component includes the design, construction, equipment, operation and maintenance of all off-shore and on-shore infrastructure constituting the LNG import terminal storage and regasification as well as all high-pressure gas systems within the perimeter of the Port of NWM, up to the tie-in to the Pipeline Component at the fence of the Port of NWM.

NWM proposes to develop itself a dedicated berth in the north-west corner of the Port of NWM. NWM shall deliver several works and services, including the berth, dredging, tug services, and further marine services to be agreed with the developer of the LNG Terminal Component.



Source: NWM, *Plan de Masse Terminal GNL, June 2024.*

The developer of the LNG Terminal Component shall develop and operate the following:

- Terminal: either an FSRU or an FSU (with regasification element moved to jetty);
- Topside, pipeline to onshore receiving station and to connection point with long-distance pipeline at the fence of the Port of NWM.

The Port is under construction and is expected to achieve commissioning by end 2026. The picture below illustrates the advancement stage of the port project as of May 2024.



Source: photo by Gordon Milne (May 2024)

Indicative Functional Requirements – LNG Terminal

Parameter	Expected Performance
Regasification performance	Nominal of 500mmscfd with N+1 on critical systems, peak of 750mmscfd
Concept	FSRU is Base Case 1, and FSU+regas on jetty/shore is Base Case 2 (other technology accepted but must have been proven in multiple regas importation projects)
LNGC mode	Option to trade FSRU/FSU reasonably competitively as LNG carrier (“LNGC”) must be included
Services	Primarily regas send out. Small scale reloading as an optional service to be considered. Local trucking as a future option to be considered, but facilities not to be developed
Regasification availability	~98.5% availability of HP gas receipt at HP Gas Receipt Point
Purchase option	Option at end of Term to purchase the FSRU/FSU
Battery limits	From point of interconnection between the FSRU manifold and the LNGC to the HP Gas Receipt Point
Flexibility	Multiple vessels throughout the Term may be considered. Potential option to flex FSRU/FSU to future additional regasification import solutions in Morocco
Experience	Reasonable prior experience in owning/operating FSRUs, FSU + regasification, LNG import, and/or LNG export terminals will be a criteria for successful qualification

Indicative Functional Requirements – FSRU/FSU

Parameter	Expected Performance
Regasification performance	Nominal of 500mmscfd with N+1 on critical systems, peak of 750mmscfd. Send out temperature of 5°C at HP manifold. Send out pressure at HP manifold to be confirmed. Send out to shore expected to use HP arms
Vessel capacity	>160,000m ³ at 98.5% filling limit, but preferably >170,000m ³ at 98.5% filling limit
Dry dock	20 years between dry dock when in continuous FSRU mode
Regasification system	Open loop expected but to be confirmed. Intermediate loop to be used. No propane intermediate loop allowed
Max boil off rate	Not more than 0.135% V/day

STS transfer rate	Up to 8,000m ³ /hr transfer rate, with normal operational performance of ~6,000m ³ /hr. Range of visiting LNGCs is between 10,000m ³ and 217,000m ³ . Hoses are expected mode of LNG STS transfer
BOG handling	No BOG to be vented, steam dumped or sent to GCU unless emergency situation. Consumption, containment and recondenser/compressor to manage BOG generation in all phases of normal operations (including STST transfers)
Environmental Standards	Mediterranean Sea is set to become an Emissions Control Area from 2025 so must comply with requirements. Future CO ₂ , NO _x , SO _x and particulate reduction in line with net zero goals to be considered. Methane slip mitigation to be considered. WB/IFC standards on water emission temperatures to be met
Fuel Consumption	Measures to be taken to minimize fuel consumption. Cold ironing may be considered

3.2 CCGT Component

The Nador CCGT power plant site is located nearby the Port of NWM. The power plant consists of two CCGT units. Total capacity is around 1,200 MW. The LNG Terminal Component will supply the power plant directly with natural gas.

Each unit consists of the following major equipment:

- Gas turbine;
- Steam turbine;
- Heat Recovery Steam Generator (HRSG);
- Generator;
- Water-cooled condenser;
- Continuous emission monitoring system;
- Distribution control system;
- Transmission voltage equipment;
- Generating voltage equipment;
- Others – Pumps, heat exchangers, cranes, etc.

The plant's full power output will be fed into the national 400 kV grid. Its design will also meet the applicable environmental emission thresholds required by the World Bank.

Indicative Functional Requirements – CCGT

Parameter	Expected Performance
Total capacity of CCGT	2 x 600 MW
Gas Turbine capacity	400 MW approx.
Configuration	Tow CCGT units
Efficiency (ISO rated)	>= 62%

CCGT minimum capacity	<40% Pmax
Ramp-up rate	>10% Pmax
Hot-start time	< 30mn
Transmission Voltage	400 kV

3.3 Pipeline Component

The scope of the Pipeline Component includes the development of two segments of gas pipeline:

- Segment 1: the north-east pipeline from the interconnection between the Port of NWM to the tie-in #7 of the GME
- Segment 2: the north-west pipeline from the tie-in #RS2 of the GME to an outlet point to be identified in the vicinity of the port of Mohammedia (B51). In addition, two sub-pipelines of 16" each are planned to deliver to the Kenitra and Mohammedia industrial zones respectively.

Segment 1

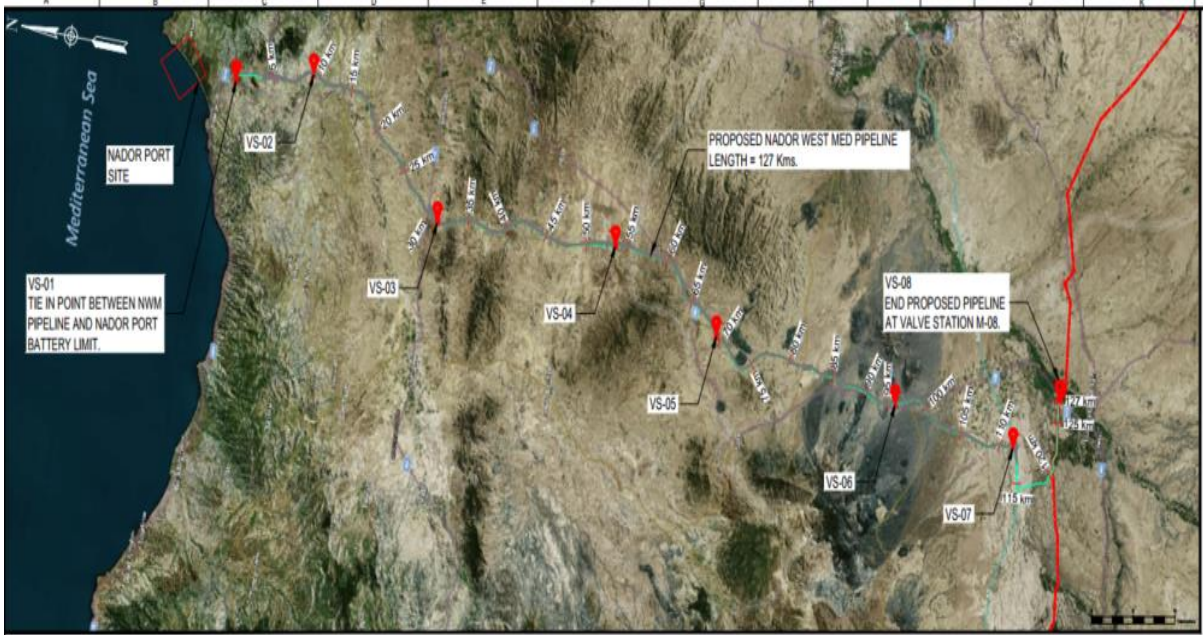
Under Segment 1, the capacity of the pipeline installation shall be capable to handle¹:

Diameter	48"	
Flow	750 MMSCFD	
Flow	668 510 kg/hr	
	Inlet (NWM)	Outlet (GME)
Pressure	95 barg	78.2 barg
Temperature	5 °C	16.5 °C

The preliminary pipeline routing was performed between the Port of NWM battery limit at valve station 1 up to GME pipeline. The following has been applied:

- Selection tie in point at valve station 8 with GME pipeline,
- The pipeline routing was considered, as much as possible, parallel to the new GUERCIF-NADOR highway,
- Location classes are considered in accordance with ASME B31.8 para 840.2.2,
- Valve station location is considered in accordance with ASME B1.8 para 846.1,
- Total length of pipeline is around 130 km,
- Geology assumed consistent throughout route

¹ Pipeline diameter and Inlet pressure have been selected to obtain a pressure of about 80 barg at the GME.



Source: Sofregaz, 2024.

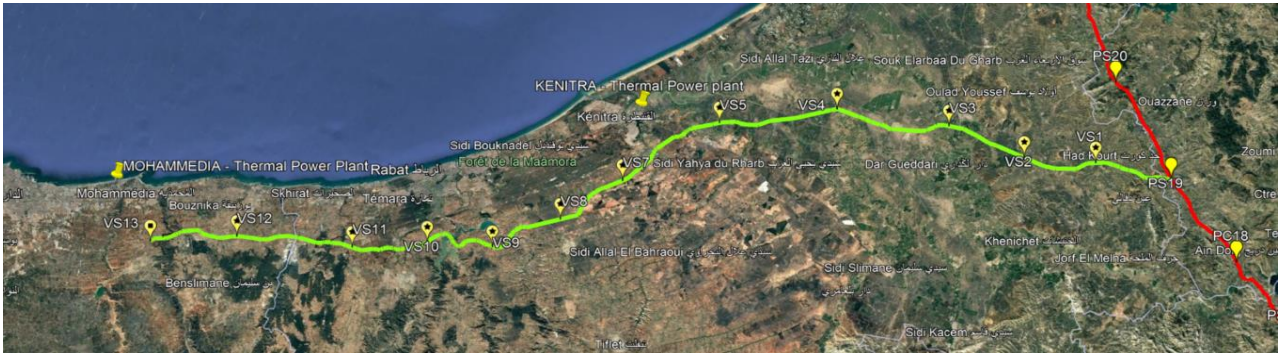
Segment 2

Capacity of the installation shall be capable of handling a gas stream with the following conditions:

From GME to valve station point AVS-07		From valve station #07 to #14	
Diameter	48"		48"
Flow	387 MMSCFD (432.320 Nm ³ /h)		193 MMSCFD (216,160 Nm ³ /h)
Mass Flow	344 545 kg/hr		172 273kg/hr
	Inlet	Inlet	Outlet
Pressure	73.6 barg	71.9 barg	70 barg
Temperature	17.6 °C	17.9 °C	17.9 °C

Preliminary pipeline routing for Segment 2 was performed between the GME up to Mohammedia tie-in point of the north-west pipeline. The following parameters have been applied:

- Selection tie in point at valve station 19 with GME pipeline,
- Selection of tie in point at valve station 14 with north-west pipeline,
- The pipeline routing was considered following future GAA pipeline,
- Location classes are considered in accordance with ASME B31.8 para 840.2.2,
- Valve station location is considered in accordance with ASME B1.8 para 846.1,
- Total length of pipeline is around 220 km,
- Geology assumed consistent throughout route. Routing shall consider the routing already defined for the GAA.



Source: Sofregaz, 2024.

At the delivery tie-point of the Segment 2 pipeline at the vicinity of the port of Mohammedia (B51), two sub-pipelines of 13 km and 19 km respectively of 16 inches are to be constructed to achieve delivery to both industrial zones:

(a) Kenitra sub-pipeline



Source: Sofregaz, 2024.

The total length of the Kenitra Pipeline is 13 km and is composed of 3 Valves stations identified as KVS-01 to KVS-03.

- KVS-01 is located at north-west Pipeline Interface;
- KVS-03 is located at delivery point close to Kenitra power plant;
- KVS-02 is located in between.

(b) Mohammedia sub-pipeline



Source: Sofregaz, 2024.

Total length is 19 km and is composed of 3 Valves stations identified as MVS-01 to MVS-03.

- MVS-01 is located at north-west Pipeline Interface;
- MVS-03 is located at delivery point close to Mohammedia power plant;
- MVS-02 is located in between.

4. LIST OF ABBREVIATIONS

BOG	Boil-off Gas
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
FSRU	Floating storage and regasification unit
FSU	Floating storage unit
GME	<i>Gazoduc Maghreb Europe</i>
GAA	<i>Gazoduc Afrique Atlantique</i>
GoM	Government of Morocco
IFC	International Finance Corporation
LNG	Liquefied natural gas
LNGC	LNG carrier
MTEDD	<i>Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable</i>
Port of NWM	Port of Nador West Med
NWM	<i>La société Nador West Med S.A.</i>
ONEE	<i>Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable</i>
SPV	Special purpose vehicle

ANNEXE 3. CONTENU DE LA MANIFESTATION D'INTERET

La Manifestation d'Intérêt soumise par chacune des sociétés intéressées pour l'une ou l'autre des Composantes devra comprendre les documents et informations ci-dessous.

Description de la société

(i) une présentation synthétique (maximum vingt pages) sous format PDF, prenant la forme d'une brève description de l'historique, de la structure et des capacités de la société pour la réalisation de projets similaires ;

(ii) le formulaire d'information ci-dessous dûment rempli ; en cas de groupement de sociétés, le formulaire devra être rempli pour chaque membre du groupement ;

Nom	
Type : (Société, Partenariat, etc.)	
Nationalité	
Adresse du bureau principal	
Numéro de téléphone	
Numéro de fax	
Adresse électronique	
Principaux domaines d'activité	
Identité et contact du représentant	
Composante Concernée	

(iii) des preuves de la capacité financière de la société, soit en termes de valeur nette au cours des trois dernières années, soit en termes de capitalisation boursière.

Références : Composante Terminal GNL

Pour chaque terminal détenu ou exploité par la société, veuillez spécifier les paramètres suivants :

Nom et emplacement du terminal	
Paramètres techniques et concept du terminal	
Rôle de la société (propriété et/ou exploitation)	
Date de mise en service	
Bref schéma présentant l'organisation des parties prenantes utilisée (propriétaires de terminaux, propriétaires de FSRU, approvisionnement en exploitation et maintenance, propriétaire du port, fournisseur de GNL, etc.) et des accords contractuels associés entre les parties prenantes (accords d'utilisation du terminal, accords de concession portuaire, TCP, accords de vente de gaz, etc.)	<p>Exemple :</p> <pre> graph TD LNG_Seller[LNG Seller] -- SPA(s) --> Terminal_Users[Terminal User] Terminal_Users -- TUA(s) --> Terminal_Owner[Terminal Owner] Gas_Buyer[Gas Buyer] -- GSA(s) --> Terminal_Owner Electricity_Buyer[Electricity Buyer] -- PPA(s) --> Terminal_Owner Port_Authority[Port Authority] -- PCA --> Terminal_Owner Terminal_Owner -- "10 year Time Charter Party" --> FSRU_spv[FSRU spv] Terminal_Owner -- "Management Agreement" --> Terminal_O&M_spv[Terminal O&M spv] FSRU_spv -- "Management Agreement" --> FSRU_O&M_spv[FSRU O&M spv] FSRU_O&M_spv -- "O&M Agreement" --> Fleet_Manager[Fleet Manager] FSRU_Owner[FSRU Owner] --- Owner[Owner] FSRU_Owner --- Fleet_Manager Fleet_Manager --- "Subsidiary or affiliate" </pre>

Disponibilité des navires (si la société détient ou contrôle un ou plusieurs navires) :

(i) Le MTEDD envisage une date de mise en service en 2027. Quelle serait votre suggestion pour atteindre cette date ? La société serait-elle en mesure d'offrir une solution temporaire jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit prête ?

(ii) Quelle période serait nécessaire pour obtenir un FSRU auprès d'un tiers ?

(iii) L'entreprise serait-elle intéressée à fournir à la fois le FSRU et les infrastructures terrestres ?

(iv) Dans le cas où la société propose la conversion d'un méthanier, veuillez indiquer les délais probables pour la mise en service.

(v) Dans le cas où la société souhaite offrir une alternative à un FSRU (par exemple FSU + *regasification onshore*), veuillez décrire les principales caractéristiques du concept alternatif et les raisons pour lesquelles une telle solution alternative devrait être envisagée.

(vi) Quels sont les autres avantages principaux offerts par la société dont la Composante Terminal GNL pourrait bénéficier (ex., nouvelle technologie, flexibilité de la flotte, méthaniers candidats à la conversion, etc. ?

(vii) Veuillez fournir une liste des FSRU / FSU existants sous votre contrôle et qui peuvent être utilisés pour la Composante Terminal GNL, en spécifiant pour chacun les paramètres suivants :

Nom	
Date de construction (et date de conversion le cas échéant)	
Capacité de stockage (m3) – limite de remplissage à 98.5%	
Système de propulsion (TFDE/steam/autre)	
Capacité de Regazéification (minimum/nominal/pic)	
Configuration et type de train de regazéification	
Capacité de regazéification - ouverte/fermée/hybride (et méthode de réalisation)	
Modification/temps nécessaire à partir de la date de mise en service pour atteindre un taux de regazéification minimum/nominal/maximal de 50/500/750mmscfd	

Références : Composante Gazoduc

Pour chaque gazoduc détenu ou exploité par la société, veuillez spécifier les paramètres suivants :

Nom et emplacement du gazoduc	
Paramètres techniques	
Rôle de la société (propriété et/ou exploitation)	
Date de mise en service	
Bref schéma présentant l'organisation des parties prenantes utilisée et des accords contractuels associés entre les parties prenantes	

Références : Composante CCGT

Pour chaque centrale thermique et/ou à cycles combinés détenue ou exploitée par la société, veuillez spécifier les paramètres suivants :

Nom et emplacement de la centrale	
Paramètres techniques	
Rôle de la société (propriété et/ou exploitation)	
Date de mise en service	
Bref schéma présentant l'organisation des parties prenantes utilisée et des accords contractuels associés entre les parties prenantes	

Questionnaire général :

- (i) En tant que développeur de l'une ou de plusieurs composantes, préciser les noms et rôles des partenaires potentiels auxquels vous pourriez vous associer pour le développement de ces composantes (EPC contractor(s), O&M contractor(s), Investisseur(s), sous-traitants principaux, etc.).
- (ii) Préciser la structure commerciale (*business model*) ainsi que le mode de développement jugé optimal pour le développement des composantes (séparées ou intégrées) en précisant les raisons qui appuient votre choix.
- (iii) Préciser les données de site et les études nécessaires dont votre société aura besoin pour la préparation de l'offre pour le développement de la composante ayant retenu votre intérêt.
- (iv) Selon votre avis et votre retour d'expérience dans des projets similaires, quels seraient les facteurs clés et les conditions que vous jugez nécessaires pour la réalisation de chacune des composantes notamment pour le respect du calendrier de mise en service des infrastructures gazières en 2027 ?
- (v) Préciser les aspects sur lesquels vous souhaiteriez attirer notre attention concernant le montage du financement de la ou des composantes qui vous intéressent, ainsi que les suretés susceptibles d'être exigées par les banques (couverture des risques, garanties, ratio dette/equity, durée, autres à préciser)
- (vi) Partager vos expériences dans le développement des projets de terminaux de réception et de regazéification dans le cadre d'un schéma de type BOOT (votre rôle dans la société de projet, le *business model* du projet, sa structure de financement et toute autre information que vous jugez pertinente à partager).
- (vii) Partager vos expériences dans le développement des projets de gazoduc à haute pression et ses installations annexes réalisés dans le cadre d'un schéma de type PPP (votre rôle dans la société de projet, le *business model* du projet, sa structure de financement et toute autre information que vous jugez pertinente à partager).
- (viii) Partager vos expériences dans le développement des projets de centrales à cycles combinés réalisés dans le cadre de PPA (votre rôle dans la société de projet, le *business model* du projet, sa structure de financement et toute autre information que vous jugez pertinente à partager).
- (ix) Partager vos expériences dans le développement des projets de centrales à cycles combinés réalisés dans le cadre de PPA (votre rôle dans la société de projet, le *business model* du projet, sa structure de financement et toute autre information que vous jugez pertinente à partager).
- (x) Préciser les modalités d'approvisionnement du GNL adoptées dans les projets similaires que vous avez réalisés. Indiquer votre recommandation pour la Composante Terminal GNL.

(xi) Autres avis que vous souhaiteriez partager avec nous et/ ou autres points sur lesquels vous souhaiteriez attirer notre attention, notamment les principales difficultés que vous avez rencontrées\$ dans le développement de projets similaires (techniques, réglementaires, financières, etc.).