

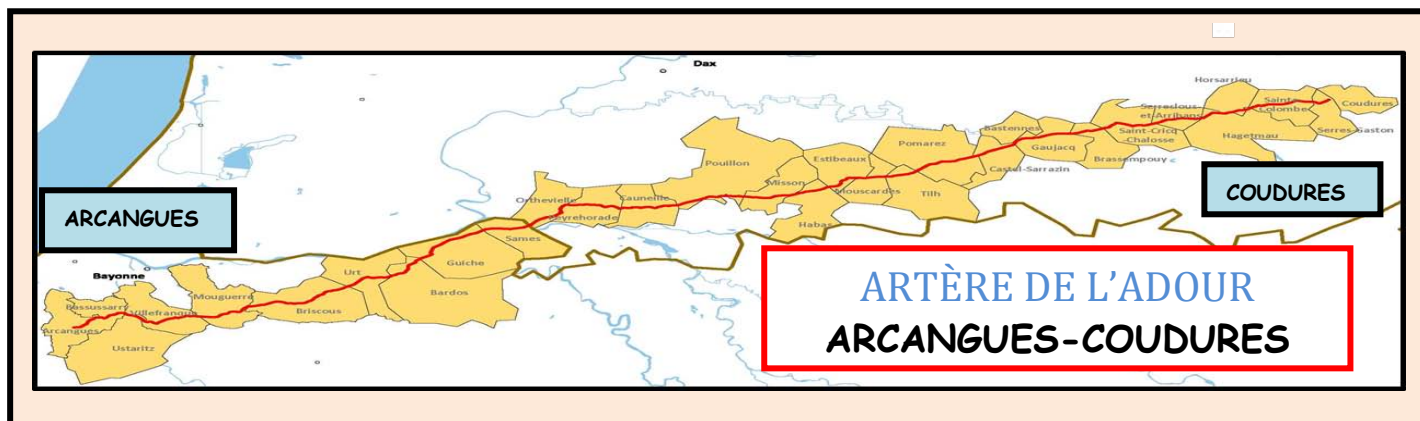
ARTÈRE DE L'ADOUR : enquête publique unique préalable à  
La Déclaration d'utilité publique,  
L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage,  
L'Autorisation et déclaration au titre de la loi sur l'eau  
La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme.  
**PRÉFECTURES DES LANDES ET DES PYRÉNÉES-ATLANTIQUES**  
**« ARTÈRE DE L'ADOUR »**

Entre ARCANGUES (Pyrénées-Atlantiques) ET COUDURES (Landes) Sur  
95,4 Km (selon de dossier d'enquête)



**ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE**  
Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus

**ANNEXES**  
**(ACTES DE PROCÉDURE)**  
*(TOME-2 : Justifications et validations du projet)*







## ***ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE***

- 1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**
- 2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**
- 3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**
- 4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

***LES JUSTIFICATIONS DU PROJET :  
RÉSULTATS DE « L'OPEN SEASON » (CONSULTATIONS DE  
MARCHÉ) RÉALISÉES en 2009 et 2010 PAR TIGF  
(PROCÉDURE NON ENGAGEANTE ET ENGAGEANTE)***

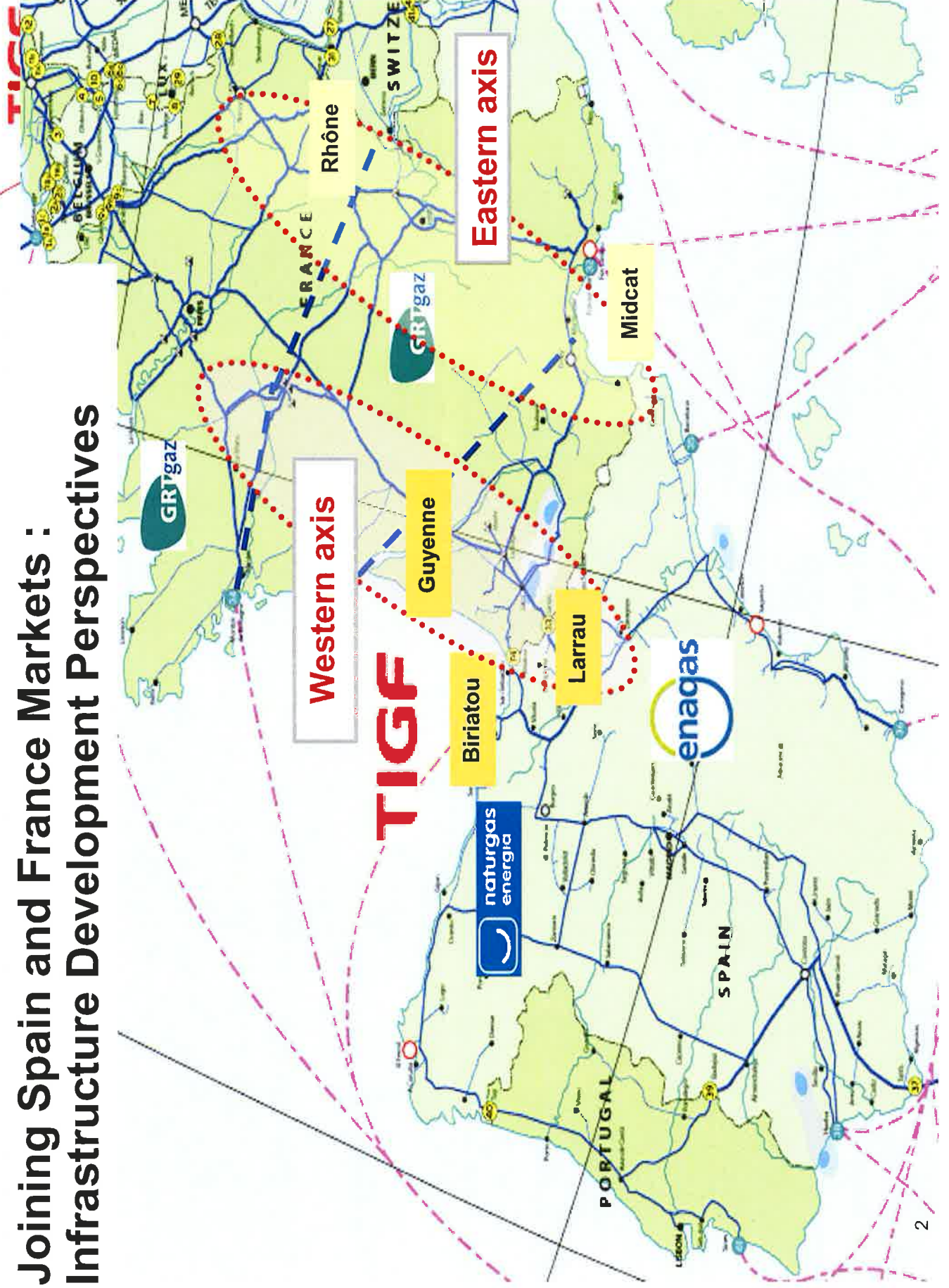


# Résultats de la deuxième phase de l'Open Season France - Espagne

---

13/10/2011

# Joining Spain and France Markets : Infrastructure Development Perspectives



# Open Season Phase 1

**TIGF**

## **Began in summer 2006 :**

- Preparatory works (4 TSOs, 2 regulators, 2 governments, 1 Europe)*
- Spring 2007 : publication of two reports presenting investment projects*

## **July 2009 : Publication of Open Season First Phase (2013) documents**

- Capacities to be offered*
- Application and allocation rules*
- Booking contract*

## **15/30 Sept 2009 : Shippers application**

- For Western axis : binding application for 10 years*
- For Eastern axis : indicative demand*

## **30 Oct. 2009 : Capacity allocation for Western axis**

- Level of demand sufficient to allocate Larrau Interconnection Point, but not sufficient to allocate Biriattou IP*

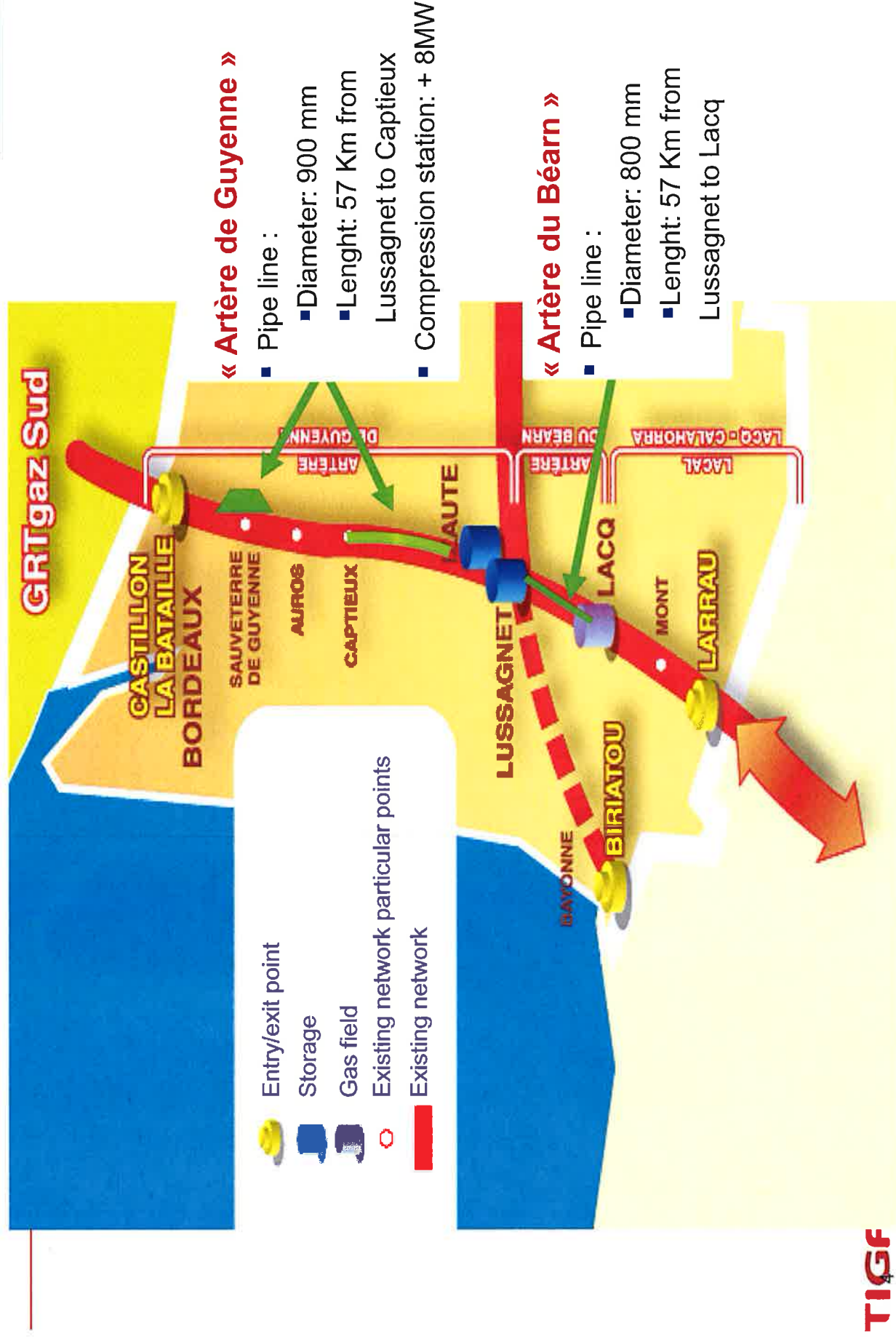
**January 2010**

**Final investment decision for Larrau (2013)**

**TIGF**

# TIGF investments linked to the Phase 1

**TIGF**



**TIGF**



# Open Season Phase 2

TIGF

Atlantic Ocean

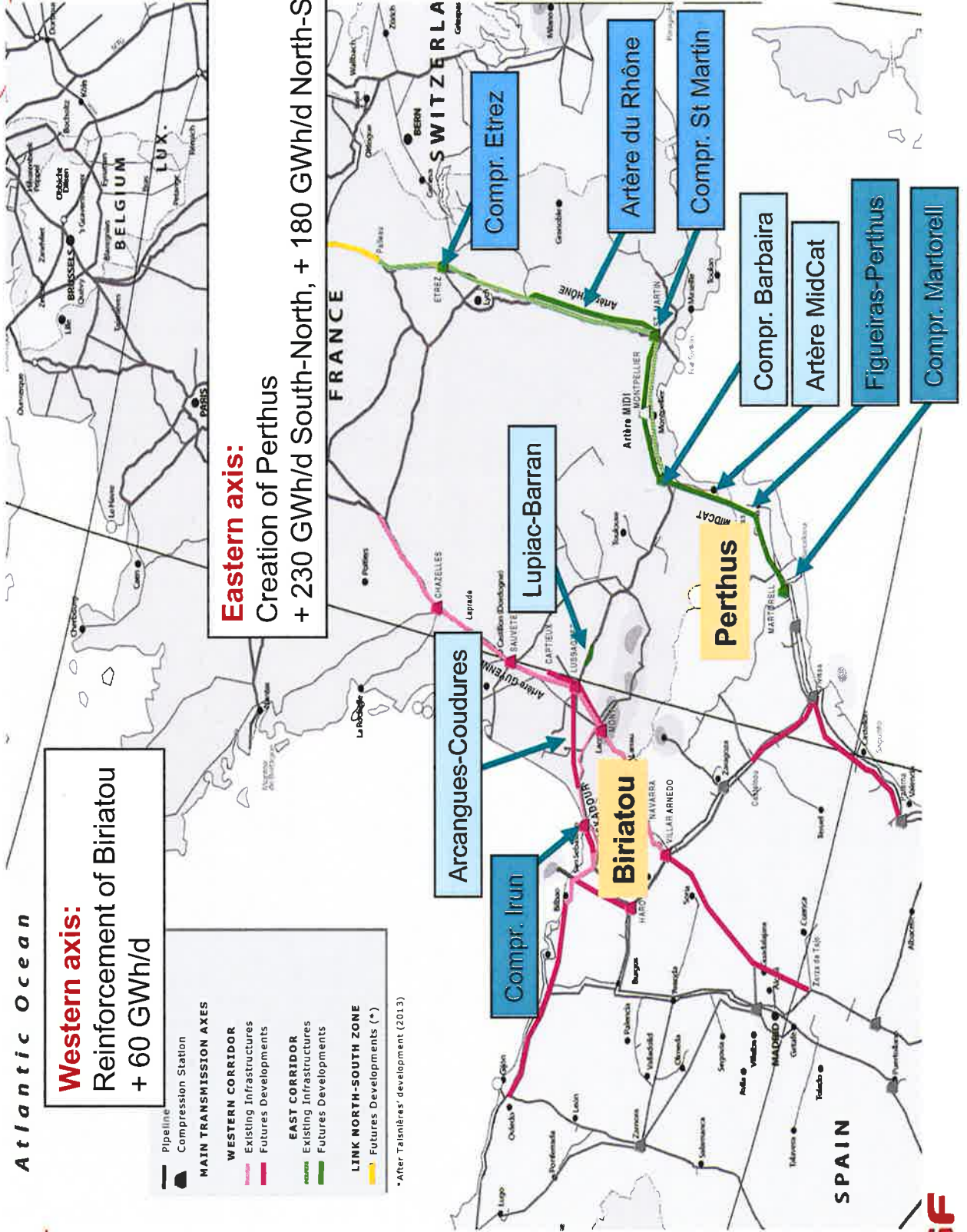
**Western axis:**  
Reinforcement of Biriatio  
+ 60 GWh/d

**Eastern axis:**  
Creation of Perthus  
+ 230 GWh/d South-North, + 180 GWh/d North-South

**Legend:**

- Pipeline
- Compression Station
- MAIN TRANSMISSION AXES**
- WESTERN CORRIDOR**
  - Existing Infrastructures
  - Futures Developments
- EAST CORRIDOR**
  - Existing Infrastructures
  - Futures Developments
- LINK NORTH-SOUTH ZONE**
  - Futures Developments (\*)

\*After Talsiñeres' development (2013)



TIGF

## Open Season Phase 2

**TIGF**

### **March-April 2010 : Preparatory works**

*Main objective : to set an economic test on French side*

*French authorities want to insure that subscription revenues cover investment costs*

### **May 2010 : Publication of Open Season Second Phase (2015) documents**

### **17/31 may 2010 : Shippers application**

### **30 June 2010 : Capacity allocation**

*Level of demand only sufficient to allocate Biriadou Interconnection Point*

*Midcat project is postponed*

*Artère du Rhône project is postponed*

**January 2011 : Final investment decision for Biriadou (2015)**

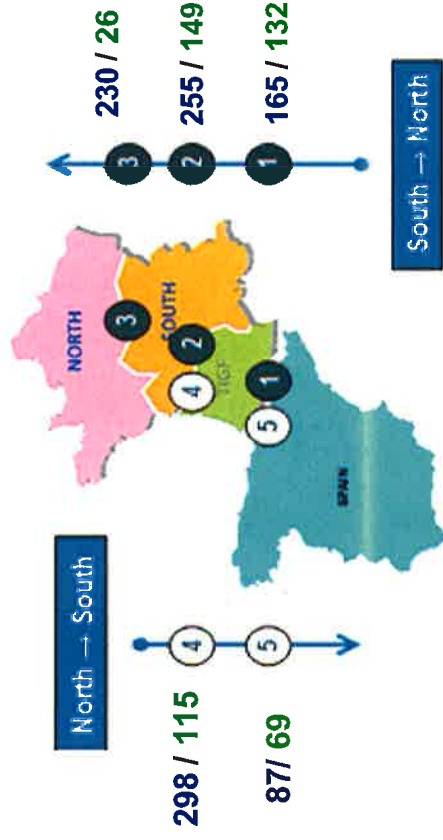
**February 2011 : despite the results of Open Season, GRTgaz decides to realize Artère du Rhône project**

**TIGF**

# France / Spain Open Season 2013 & 2015 Results (GWh/day)

**TIGF**

## 2013 OPEN SEASON



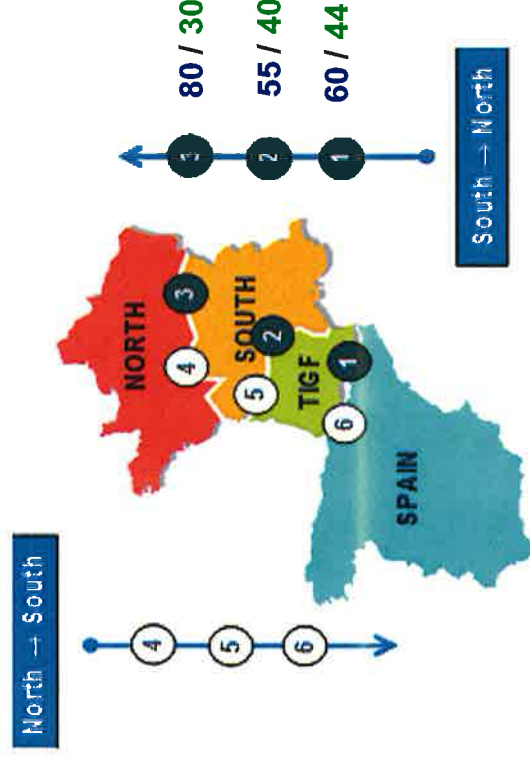
### Subscriptions:

- Start on april 1st 2013
- Duration 10 years

### Developments related to 2013 Open Season

- ❖ LACAL reversibility
- ❖ Artère du Béarn
- ❖ GIRLAND

## 2015 OPEN SEASON



### Subscriptions:

- Start on december 1st 2015
- Duration 10 years

### Developments related to 2015 Open Season

- ❖ Artère de l'Adour

**TIGF**

Technical capacity / Booked Capacity

## Lancement de l'Open Season France-Espagne

TIGF lance une « Open Season » pour le développement des capacités de transport entre la France et l'Espagne, dans les deux sens. Cet appel au marché est mené en partenariat avec trois autres transporteurs Enagás, Naturgás Energía Transporte et GRTgaz, ainsi qu'en étroite collaboration avec les régulateurs français et espagnol, et les ministères concernés.

L'opération concerne les interconnexions GRTgaz Nord-GRTgaz Sud, GRTgaz Sud-TIGF, TIGF-Espagne et GRTgaz Sud-Espagne.

La consultation conduit à commercialiser :

- En 2013 des capacités sur les interconnexions GRTgaz Sud vers GRTgaz Nord, GRTgaz Sud – TIGF, TIGF- Espagne. Pour ces capacités 2013, il est demandé aux expéditeurs de s'engager avant le 30 septembre 2009.
- En 2015 des capacités supplémentaires sur ces mêmes interconnexions, ainsi que sur une nouvelle interconnexion GRTgaz Sud-Espagne, et de GRTgaz Nord vers GRTgaz Sud. Pour ces capacités 2015, il est demandé aux expéditeurs d'exprimer leur intérêt à titre indicatif. En cas de retour positif du marché, il est prévu d'organiser une phase engageante au début de 2010 pour ces capacités 2015.

Les réponses des expéditeurs, attendues du 15 au 30 septembre 2009 vont permettre aux transporteurs de valider les investissements envisagés dans le cadre de l'Open Season France-Espagne. Au préalable, les expéditeurs intéressés sont invités à se rapprocher de TIGF pour signer les accords de confidentialité entre les expéditeurs et TIGF.

Le renforcement de l'interconnexion avec l'Espagne et l'amélioration de l'accès à la zone TIGF sont des outils majeurs pour le développement du marché du gaz en Europe et en France. C'est à ce titre une priorité pour le « South Gas Regional Initiative » dans le cadre de l'ERGEG (European Energy Regulators).

Afin de garantir le succès de cette opération, TIGF et GRTgaz organiseront le 15 septembre à Lyon une réunion d'échanges et d'information. En parallèle, TIGF se tient à la disposition des expéditeurs pour des rencontres ou consultations bilatérales.

Les informations nécessaires et les documents relatifs à l'Open Season sont disponibles sur le site de l'ERGEG rubrique « South GRI » ou en cliquant sur le lien suivant : [South GRI](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/GRI/South). ([http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/GRI/South](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/GRI/South))

Pour toute question au sujet de l'Open Season France-Espagne, vous pouvez contacter TIGF : [maximiliano.miglio@tigf.fr](mailto:maximiliano.miglio@tigf.fr)



## **ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE**

1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.

2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.

3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.

4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

**LES VALIDATIONS DU PROJET :  
L'APPROBATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)  
DU 16 DÉCEMBRE 2010**



## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2010 portant décision d'approbation sur le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2011

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Maurice MÉDA, vice-président, Monsieur Michel THIOLLIÈRE, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Madame Anne DUTHILLEUL, Monsieur Jean-Christophe LE DUIGOU, Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ et Madame Marie-Solange TISSIER, commissaires.

En application de l'article 21 de la loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003, TIGF a soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) son programme d'investissements pour l'année 2011.

### 1. Contexte

1.1 L'article 21 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par la loi du 7 décembre 2006, définit de la façon suivante le pouvoir d'approbation de la CRE : « *le transporteur [...] informe le ministre chargé de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie des projets de développement de son réseau et leur communique annuellement un état de son programme d'investissements relatif au transport ou à la distribution de gaz naturel.*

*Les programmes d'investissements des transporteurs de gaz naturel sont soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire. La Commission de régulation de l'énergie ne peut refuser d'approuver un programme annuel d'investissements que pour des motifs tirés des missions qui lui ont été confiées par la loi. ».*

1.2 L'article 28 de la loi du 10 février 2000, modifié par la loi du 7 décembre 2006, établit les missions qui sont confiées à la CRE : « *Dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la Commission de régulation de l'énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence [...].*

1.3 En conséquence, la CRE fonde sa décision d'approbation sur l'analyse du programme d'investissements pour l'année 2011 de TIGF en prenant en compte :

- la présence dans le programme d'investissements des projets de développement du réseau ou des études nécessaires au bon fonctionnement du marché ;
- le traitement transparent et non-discriminatoire des acteurs de marché, par exemple en ce qui concerne le raccordement de terminaux méthaniers et de centrales à cycle combiné à gaz ;
- la maîtrise du coût des projets figurant dans le programme d'investissements en particulier au regard de l'impact sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz.

1.4 En revanche, la CRE ne se prononce pas, pour approuver ce programme, sur le respect des obligations réglementaires qui s'imposent au transporteur de gaz et qui ne relèvent pas des missions de la CRE. Il s'agit principalement du passage de la pointe de froid, de la diminution des émissions polluantes des stations de compression et de la sécurité physique des installations.

1.5 L'approbation des programmes d'investissements ne préjuge pas du traitement tarifaire de ces dépenses.

## **2. Description du programme d'investissements présenté par TIGF pour l'année 2011**

- 2.1 Le programme d'investissements présenté par TIGF s'élève à 96,4 M€ pour l'année 2011, en hausse de 25 % par rapport au programme approuvé pour l'année 2010 (77 M€) et de 25 % par rapport au programme réalisé pour l'année 2009 (77 M€). Ce programme est identique à celui pris en compte pour l'année 2011 dans la proposition tarifaire de la CRE du 28 octobre 2010.
- 2.2 Les dépenses d'investissements relatives aux projets de développement du réseau principal sont de 36,8 M€. Elles concernent principalement le renforcement de l'artère du Béarn, entre Lussagnet et Mont (soit 25 M€).
- 2.3 Les dépenses d'investissements relatives aux projets de développement du réseau régional s'établissent à 3,8 M€.
- 2.4 Les dépenses d'investissements relatives aux projets d'amélioration de la sécurité et de renouvellement des actifs obsolètes s'élèvent à 33 M€. Une part importante de ces dépenses correspond à la mise en œuvre de l'arrêté multi-fluides du 4 août 2006.
- 2.5 TIGF ne prévoit pas de dépenses d'investissements spécifiques liées à des contraintes réglementaires relatives à l'environnement en 2011.
- 2.6 Les dépenses d'investissements relatives aux raccordements s'établissent à 1 M€.
- 2.7 Les autres dépenses d'investissements s'établissent à 22 M€, dont 10 M€ pour les systèmes d'information et 10 M€ pour l'immobilier.

## **3. Observations de la CRE**

- 3.1 Les principaux investissements de développement du réseau principal prévus par TIGF pour l'année 2011 correspondent au renforcement des artères du Béarn et de Guyenne. Ils sont liés aux résultats de la 1<sup>ère</sup> phase de l'open season relative au développement de capacités entre la France et l'Espagne. Ce projet permettra de porter la capacité technique au point d'interconnexion de Larrau à 165 GWh/j, soit 5,5 Gm<sup>3</sup>/an, dans les deux sens à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013. Le calendrier de réalisation des ouvrages prévu par TIGF est conforme avec la date de commercialisation des capacités annoncée lors de l'open season. La Commission européenne a attribué à TIGF une subvention de 53 M€, liés à l'artère du Béarn. TIGF prévoit de recevoir 16 M€ de subventions en 2011.
- 3.2 TIGF prévoit également des études en 2011, à hauteur de 2 M€, pour la 2<sup>ème</sup> phase de l'open season relative au développement de capacités entre la France et l'Espagne. Ce projet, dont le budget total est d'environ 126 M€, permettra de porter la capacité technique au point d'interconnexion de Biriadou à 60 GWh/j, soit 2 Gm<sup>3</sup>/an, dans le sens Espagne vers France à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2015. TIGF prévoit de soumettre ce projet à son conseil d'administration pour décision finale d'investissement début 2011.
- 3.3 TIGF poursuit les études pour le raccordement d'un projet de centrale électrique dans la zone de Lacq. Le 2<sup>ème</sup> projet de centrale électrique a été abandonné.
- 3.4 TIGF prévoit de regrouper l'ensemble de son personnel de l'agglomération paloise sur un site unique à l'horizon 2013, pour prendre en compte l'augmentation de ses effectifs et limiter les déplacements intersites (3 sites occupés actuellement). Le budget total de ce projet, initialement basé sur la reprise et la rénovation d'un immeuble existant, avait été estimé à 20 M€, dont 9 M€ en 2011 dans le programme d'investissement soumis à la CRE. Après analyse, TIGF a informé la CRE qu'il étudie désormais un nouveau projet basé sur la construction d'un bâtiment, avec une enveloppe budgétaire totale équivalente, mais un montant de dépenses prévisionnelles pour 2011 de 3 M€.



### **Cohérence avec le programme d'investissements de GRTgaz**

3.5 Les programmes d'investissements de GRTgaz et TIGF sont cohérents entre eux pour les projets d'investissements relevant de la responsabilité conjointe des deux transporteurs (développement des capacités entre la France et l'Espagne).

#### **4. Décision de la CRE**

4.1 Sur la base des critères d'analyse mentionnés au 1.3 du présent document, la CRE approuve le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2011 en prenant en compte la révision du programme immobilier de TIGF (- 6 M€). TIGF présentera à la CRE le nouveau projet immobilier pour approbation avant lancement des investissements. Le montant total des investissements approuvés s'élève à 90,4 M€, répartis de la façon suivante :

<b>Année 2011</b>	<b>En millions d'€</b>
Réseau principal – développement	36,8
Réseau régional – développement	3,8
Sécurité et obsolescence	33,0
Environnement	-
Raccordements	1,0
Autres	15,8
<b>Total</b>	<b>90,4</b>

4.2 En vue de permettre au conseil d'administration de TIGF de prendre sa décision finale d'investissement en janvier 2011 et d'engager les investissements correspondants en 2011, l'approbation de la CRE inclut le développement de capacités entre la France et l'Espagne au point d'interconnexion de Biriadou, tel qu'il résulte de l'open season menée en 2010.

4.3 Toute modification du programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation.

4.4 TIGF présentera à la CRE, au cours du mois de juillet 2011, un rapport sur l'exécution de la présente décision. A l'occasion de cette présentation, TIGF fournira en complément :

- un bilan sur le planning et l'avancement des travaux relatifs aux projets de développement des capacités sur l'axe Ouest des interconnexions franco-espagnoles en 2013 et en 2015 ;
- une analyse de l'évolution des coûts des matériaux, du génie civil et d'ingénierie des travaux relatifs aux canalisations et aux stations de compression ;
- une analyse technico-économique sur les conditions de raccordement du projet de centrale à cycle combiné à gaz dans la zone de Lacq ;
- une étude coûts/bénéfices concernant le nouveau projet de regroupement de l'ensemble du personnel de la région paloise sur un même site.

Fait à Paris, le 16 décembre 2010

Pour la Commission de régulation de l'énergie  
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE

## ANNEXE

### Principaux investissements de développement du réseau principal approuvés antérieurement à 2010 par la CRE

Projet	Budget total ( M€ courants)	Dépenses d'investissements en 2011 (M€ courants)	Date de mise en service
Artère du Béarn	104	25	T4 2012
Artère de Guyenne phase II			
Canalisation Lussagnet-Captieux	126	6	T3 2013
Renforcement de la compression de Sauveterre de Guyenne	35	3	Septembre 2014
Réversibilité Lacal phase II	7	1	2012

### Principaux investissements de développement du réseau principal approuvés après 2010 par la CRE

Projet	Budget total ( M€ courants)	Dépenses d'investissements en 2011 (M€ courants)	Date de mise en service
Euskadour	126	2	Décembre 2015



## ***ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE***

**1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**

**4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

***LES VALIDATIONS DU PROJET :  
LE PLAN DE L'ENTSOG DU 17 FÉVRIER 2011  
(PLAN DES INVESTISSEMENTS 2011-2020)***





## *Ten-Year Network Development Plan*

**2011 - 2020**

17 February 2011

## Table of contents



© Image courtesy of Enagás

Table of contents .....	2
Foreword .....	4
Executive Summary .....	5
Introduction .....	7
Infrastructure Projects .....	10
Supply & Demand .....	24
Network Modeling and Resilience Assessment .....	40
Conclusions and the Way Forward .....	68
Afterword .....	71
Definitions .....	72
Abbreviations .....	73
Country Codes .....	74
Bibliography .....	75
Legal Disclaimer .....	77

Annex A: Infrastructure Projects .....	Separate .pdf
Annex B: Country/TSO Profiles .....	Separate .pdf
Annex C: Data tables; IP, LNG, Production, Storage, Demand, Supply .....	Separate .xls
Annex D: Data tables: Infrastructure Capacity .....	Separate .xls
Annex E: Modelling results and remaining flexibility .....	Separate .xls

## List of Figures

Figure 1: Uncertainties of future outlooks.....	8
Figure 2: European indigenous production .....	25
Figure 3: Norwegian gas supply potential for Europe .....	26
Figure 4: Russian gas supply potential for Europe.....	27
Figure 5: Algerian and Libyan pipe gas supply potential for Europe .....	28
Figure 6: Azeri (Shaz Deniz II) gas supply potential for Europe.....	29
Figure 7: LNG supply potential for Europe.....	30
Figure 8: Aggregate gas supply potential for Europe.....	31
Figure 9: Estimated Gas Reserves (BP, 2010) .....	32
Figure 10: Average Daily Demand in Europe by countries.....	33
Figure 11: High Daily Demand in Europe by countries .....	34
Figure 12: Oil, coal and CO2 prices (Eurogas, 2010).....	36
Figure 13: Demand Outlook 2011-2020 (Absolute figures) .....	37
Figure 14: Demand Outlook 2011-2020 (Growth trends in %) .....	38
Figure 15: Supply Demand balance 2011-2020.....	39
Figure 16: List of modelled scenarios.....	41-42
Figure 17: Determination of peak ratio for Supply A.....	44
Figure 18: Impact of a new import route on load factors.....	48
Figure 19: Example of Load Factor (LF) determination .....	49
Figure 20: Evolution of remaining flexibility.....	52
Figure 21: Reference Case .....	56-57
Figure 22: Belarus disruption .....	58
Figure 23: Ukraine disruption .....	59
Figure 24: Evolution of UGS use as last resort supply.....	60
Figure 25: Market integration evolution – country outlook.....	61
Figure 26: Market integration aggregated evolution.....	61
Figure 27: Evolution of LNG influence in the European gas network.....	62
Figure 28: Evolution of Algerian pipeline gas influence in the European gas network.....	63
Figure 29: Evolution of Norwegian gas influence in the European gas network .....	64
Figure 30: Evolution of Russian gas influence in the European gas network.....	65
Figure 31: Evolution of Libyan pipeline gas influence in the European gas network.....	66
Figure 32: Evolution of Caspian gas influence in the European gas network.....	66
Figure 33: The development of the European network ('where history meets the future') .....	70

## Foreword

It is my pleasure to present to you the second European Ten Year Network Development Plan 2011-2020 of the European Network for Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). This second edition takes one step further what was started one year ago in the inaugural Plan, by developing and emphasising the pan-European perspective and analysis. To achieve this, ENTSOG has endeavoured to take on board many of the comments, recommendations and input that you have put forward, which we very much appreciate.

I would like to see the European Ten Year Network Development Plan growing into an important means of communication on infrastructure evolution, because we all know: Europe is rapidly changing the way in which it sources, transports and uses its primary energy. ENTSOG is convinced that natural gas and tailored infrastructure will play an increasingly important role to reach the energy policy goals to which the EU is committed. As a clean fuel, transported in powerful, efficient and flexible systems, natural gas will be a vital resource to achieve Europe's aim of keeping energy competitive, sustainable and secure.

With declining indigenous production and requirements for more flexibility and supply security, the transmission network must be able to accept and transport new and evermore diverse sources of gas from its delivery point to where it is needed. The necessary investments to achieve all this will only come on-stream in a stable environment with a sound investment climate. This is a major challenge considering the uncertainties about the further development of the energy market. ENTSOG believes that this Plan, by promoting communication between stakeholders and transmission system operators, may contribute to develop a clearer picture of the evolving European gas market. Therefore, the significant dialogue with you should be continued and all views on this Plan are most welcome.

Finally, I sincerely hope that you will find the plan an interesting and informative read and I encourage you to take part in its evolution, as your input will enable ENTSOG to better cater for the needs of all of us in future editions.



**Stephan Kamphues**  
ENTSOG President



## Executive Summary



Image courtesy of WINGAS

This report produced by the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) is the second, of what will be a bi-annual Ten Year Network Development Plan (TYNDP). The principle aim of the TYNDP is to provide, from the perspective of the European Transmission System Operators, a pan-European view of potential gas transmission infrastructure developments during the period 2011 to 2020.

The European 3rd Energy Package sets out a requirement for ENTSOG to publish a Ten-Year Network Development Plan. Whilst this does not come into force until March 3rd 2011, ENTSOG has worked proactively with other industry stakeholders to produce this second TYNDP report, in just twelve months since the original report was published. ENTSOG has sought stakeholder feedback on the first TYNDP report, and incorporated key priorities identified into this second TYNDP report.

The European gas market is in a period of transition, declining indigenous production, coupled with increasing levels of demand, has led to even higher levels of gas being imported. The changing European gas environment requires the European Transmission System to deliver gas from ever more diverse sources, and has seen traditional infrastructure approaches become less optimal in favour of a market led approach. Greater flexibility across the whole of the European Transmission System is necessary, and diversification of supply imperative.

In this changing environment ENTSOG has approached the TYNDP, with the aim of:

- highlighting future development projects
- showing potential supply and demand scenarios
- modelling future European network resilience to identify potential investment gaps

### Infrastructure Projects:

In this report, ENTSOG provides an outlook on the development of the European gas system during the period. It has sought to include information from all existing operators and all potential infrastructure developers whilst remaining mindful of the developments in the EU gas market dynamics. Projects have been separated by infrastructure type (Transmission/Storage/LNG) along with whether the project has yet got a final investment decision,

### Supply and Demand:

ENTSOG has created two demand scenarios based on 'top down' European gas demand forecasts. These are: an Average Daily Demand (1 in 2 conditions), and a High Daily Demand (1 in 20 conditions). Clearly, infrastructure needs to be designed to meet peak demands and should allow sufficient flexibility for the market to operate efficiently. ENTSOG used public information to forecast potential European supply scenarios for each supply source entering the European gas market in the period 2011-2020.

### Network Modelling:

The primary aim of ENTSOG's modelling has been to assess the resilience of the European gas network through scenario development and subsequent modelling of the integrated network based on those scenarios. The network modelling completed in this TYNDP focussed on three main areas; reference case scenarios, security of supply scenarios and market integration scenarios.

- Reference case scenarios are defined by the climatic conditions and infrastructure parameters. There is no change in storage deliverability, supply disruption or supply source mix.
- Security of Supply scenarios are defined by the climatic conditions, infrastructure, supply disruption and storage deliverability parameters. There is no change in supply source mix. Comparison with the reference case gives an overview of how a certain unavailability of supply affects the gas flow distribution.
- Market Integration scenarios are defined by the climatic conditions, infrastructure and supply source mix. There is no change in supply source availability. Comparison with the reference case gives an overview of how a different supply mix affects the gas flow distribution.

This report is not intended to provide any priority list of projects to be implemented. Instead, ENTSOG aims to provide market participants and other stakeholders with signals that can be further investigated in their decision-making processes for market-triggered investment or for central funding. The TYNDP is meant to be used in conjunction with regional <sup>[1]</sup> and national plans so that a wider appreciation of potential network needs is transparent.

The key conclusions reached through the network modelling analysis are that although the overall situation improves over the 10-year range owing to the FID projects being implemented in the near future, there are still three regions that will not have enough capacity to achieve full supply demand balance under High Daily Demand conditions. Such regions are:

- Denmark-Sweden under the Reference Case
- the Balkans under the Ukraine disruption
- Poland-Lithuania under the Belarus disruption

Finally, ENTSOG modelled the European network covering a wide range of scenarios which combine different values of specific parameters (available infrastructures, climatic conditions, supply disruption, storage deliverability and supply source mix). The results show that the European gas network is evolving from a very deterministic design based on main historical imports underlined by big trunk pipelines to a more integrated grid design. Three main investment drivers may be identified as follows:

- new import routes introducing the ability to send gas directly to the centre of the European gas network
- a better integration of historic transit countries receiving gas from mainly one single source until now
- an adaptation of the core of European gas network to enable these new trends

ENTSOG actively encourages all input and feedback from stakeholders regarding the TYNDP; only through further dialogue can future editions of the TYNDP develop to continue to meet the evolving market expectations.

[1] TSOs, operating through ENTSOG, aim to produce the first regional plans around the end of 2011 or early in 2012.

## Introduction



Image courtesy of BEB

This European Ten Year Network Development Plan provides a pan European view of supply, demand and capacity development from the perspective of Europe's gas transmission network operators.

In the third EU Energy Package legislation, it becomes a legal requirement for ENTSOG to publish a "community wide ten year network development plan, including a European supply adequacy outlook, every two years" (Art. 8(3)(b), REG-715). The third EU Energy package does not become applicable until 3 March 2011 however, in the spirit of the legislation, ENTSOG has been acting as if the REG-715 was already in force. This led to the production of the first TYNDP report in December 2009 and, now, ENTSOG is presenting its second edition, the TYNDP 2011-2020 report.

The aim of this Plan is to show a consistent European gas infrastructure outlook signalling potential future investment gaps. It also endeavours to capture the wider gas market dynamics by looking at aspects such as supply potential, market integration, and Security of Supply.

ENTSOG built upon the inaugural TYNDP report incorporating market recommendations to enhance the output of the second TYNDP report to meet high stakeholders' expectations. In the limited amount of time, we did our best to strike the right balance between the market expectations and the interests of all stakeholders. The following areas were identified as key priorities and formed the main focus:

- Development of a top-down approach to demand and supply scenarios
- Enhancement of the network modelling tool
- Improvement of graphical representation of modelling results
- Transparency on modelling assumptions
- Closer involvement with project sponsors

For system planning, TSOs need information on the gas market evolution, including demand and supply. Having been 'unbundled' from certain information sources, TSOs have to develop their own expertise regarding relevant aspects of the gas chain, the accuracy of which depends also on the interaction with other stakeholders who make their own market projections.

This TYNDP is published amid the context of a world which is changing the way in which it sources, transports and uses its primary energy. Natural gas plays an important role in the energy mix of the EU and a number of priorities must be dealt with in the coming years.

Declining indigenous production and increasing demand means the transmission network must be able to accept and transport new and ever more diverse sources of gas from its delivery point to where it is needed regardless the national boundaries.

Therefore a sound investment climate is required. Investment parameters should be set in such a way that TSOs are able to build the required infrastructure for any project the market asks for and wants to commit to, under economically viable conditions.

As Europe pushes hard to embrace cleaner forms of energy, natural gas can certainly be key to Europe replacing older, carbon intensive forms of electricity generation. Gas power stations are well positioned to fill much of this generation deficit directly and relatively quickly, and they will also provide the necessary backup for the periods when renewables such as wind turbines are not able to generate.

The recent economic downturn has had some effect on the annual gas demand (yearly volumes). However, infrastructure is designed according to the peak capacity demand driven by trading flexibility requirements, severe winter conditions and supply disruptions. The 1-in-20 minimum standard in the new security of supply regulation may thus impose even stricter design conditions on TSOs than before.

The above illustrates the uncertainties linked to any future outlooks. The uncertainty increases further with the projected timeframe. In order to address this level of uncertainty, ENTSOG undertook 'sensitivity studies' (Resilience scenarios) around a reference case to give a picture of some characteristic scenarios.

This can be seen in the graphical representation below:

In this TYNDP, firstly potential Infrastructure (I), Supply (S) and Demand (D) scenarios are defined. Secondly, these scenarios are combined in Infrastructure-Supply-Demand (ISD) scenarios in order to capture the various developments. Thirdly, the scenarios are modelled to assess the resilience of the overall European gas network.

The key ERGEG recommendation from the first TYNDP report was to combine the existing 'bottom up' methodology, using the TSO national data regarding supply and demand, and incorporate a more 'top down' European approach. The 'top down' approach requires a broader European perspective of the TYNDP, instead of national methods. The focus for the TYNDP 2011-2020 was consistency of approach across a number of areas such as: demand data, new infrastructure projects and the provision of information by each country. The 'top down' approach also focused on transparency, ensuring a clear understanding with regard to network modelling and European supply and disruption scenarios.

Supply will still meet demand but the modelling process is different as the simulation will start with supply-driven flow assumptions rather than with pro-rata supply coverage of the demand like in the first TYNDP report. The 'bottom up' approach remains incorporated into the TYNDP in accordance with the REG-715 to 'build on national investment plans', meaning that the TYNDP 2011-2020 is an amalgamation of both approaches.

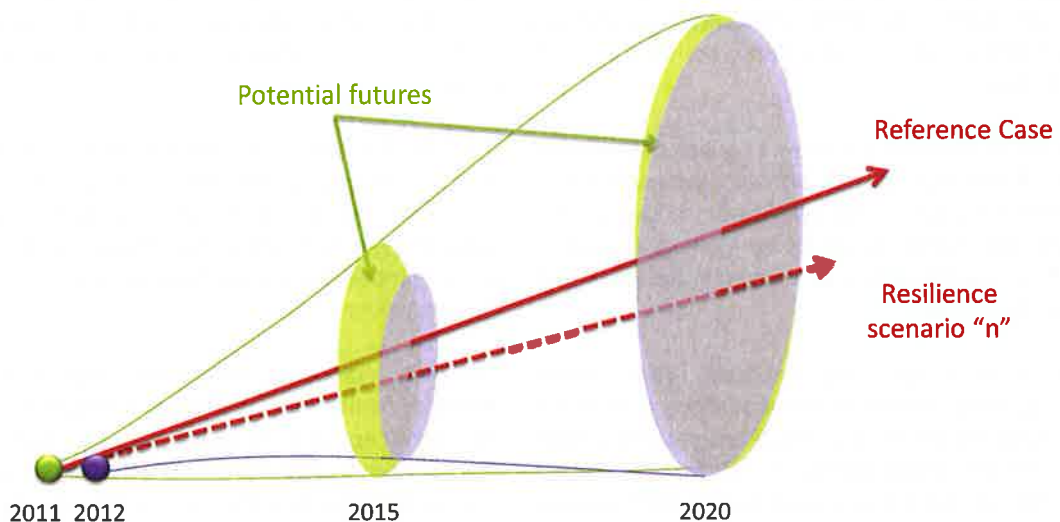


Figure 1: Uncertainties of future outlooks

Each TSO is responsible for 'operating, maintaining and developing under economic conditions secure, reliable and efficient transmission facilities to secure an open market, with due regard to the environment, and to ensure adequate means to meet service obligations<sup>[1]</sup> and infrastructure capacity data has therefore been directly supplied by each TSO accordingly<sup>[2]</sup>. The supply data required for the 'top down' modelling approach has not been supplied by TSOs and as such ENTSOG were required to gather supply information from public sources. ENTSOG would like to make it clear that we accept no responsibility for the accuracy of the data which comes from public sources or third parties. The TYNDP report will make clear distinctions between TSO data and public and third party information. Public and third party information has been used on a best endeavours basis and for future editions of the TYNDP further interaction from suppliers would be welcomed.

The TYNDP report is constantly evolving to meet market and stakeholder expectations. We at ENTSOG welcome feedback on this report, and further market participation.

---

[1] Art. 13(1)(a) DIR-73

[2] Data were supplied by TSOs between September and October 2010 and, therefore, they reflect the situation and knowledge at this period.

## Infrastructure Projects



Image courtesy of SNAM Rete Gas

To provide an outlook on the development of the European gas system in the following ten years while capturing the EU gas market dynamics, ENTSOG has adopted an open approach to future infrastructure. This nevertheless means that ENTSOG needs to collect data from project sponsors that are not directly affected by legal obligations of Regulation (EC) 715/2009 regarding the production of the TYNDP Report.

To collect all necessary data for the TYNDP 2011-2020 from non-ENTSOG members, ENTSOG launched an 'Infrastructure questionnaire' in July 2010 relying on the relevant stakeholders' good will as well as their high expectations from the TYNDP to provide the data. Even though ENTSOG has not received all information from the project sponsors as requested, considering the pilot character of the exercise, ENTSOG has decided to include all projects where sufficient information was provided with regards to the network modelling needs (capacity, interconnection, FID date, date of commissioning <sup>[1]</sup>). ENTSOG has also recognized that the cost estimates for some projects were marked as confidential. Initially, we considered aggregation of cost estimates per country, which nevertheless, in the last stage of data processing, proved insufficient to protect the confidential information in all cases. This led to the aggregation of cost estimates per infrastructure

[1] Where this date had not been provided or the date was indicated as 'beyond' a particular year of the covered period, an assumption was taken that the commissioning would be at the beginning of 2020, that is, the last year of this TYNDP. The year 2020 is then marked with a star throughout the TYNDP Report [\*].

type broken down per FID and non-FID projects. These may be found at the end of this chapter. As some project sponsors refused to provide the cost (investment) estimate under the application of country aggregation and we have not had time to discuss the last stage compromise with them, such costs are not covered, and projects which are concerned are listed.

Despite the difficulties encountered during the data collection exercise, ENTSOG would like to note that it was very useful to interact with the stakeholders in this way and would like to use an improved method of collecting data based on the original approach for the following edition of TYNDP as well. In addition, it should be noted that ENTSOG members were requested to provide the exact same data as non-ENTSOG members as well as some additional information relevant to their operation of the transmission systems. Due to the enormous amount of data received from TSOs, it was decided to provide a summary of all TSOs' projects per each TSO rather than a separate entry for each project reported.

To capture the uncertainties of the following ten years, ENTSOG was interested in receiving information about projects that are at different stages of development thus covering those 'Under construction' as well as projects in 'Planning/Under consideration'. For this edition of the TYNDP, ENTSOG has considered all projects that have indicated the date of commissioning in 2019 or earlier. As projects that have not yet received a Final Investment Decision are less likely to come on-stream than those past such decision, ENTSOG has divided all future projects

into two groups: FID Projects and Non-FID Projects <sup>[1]</sup>. This division was necessary for determining correctly the potential investment gaps within the network modelling simulations <sup>[2]</sup>.

In the following sub-chapters, ENTSOG lists all infrastructure projects where information was provided as part of the infrastructure enquiry <sup>[3]</sup>. The projects are presented according to the above-mentioned grouping and further divided by the type of infrastructure (transmission, storage and LNG). The lists include only main project specifications while full submissions are available in Annex A: Infrastructure Projects. The capacities listed below include only additional capacity where the project is an expansion of the current facility.

The information reflects situation as at 30 September 2010.

---

[1] Note that Non-FID Projects cover projects at different stage of development. More detailed Information about the stage reached is available in Annex A.

[2] Details of the network modelling methodology are described in Chapter on Network Modelling & Resilience Assessment.

[3] Some projects have been aggregated for the purpose of these lists to provide a global view of the underlying developments.

• FID projects (TSO and 3rd Party Projects)

Transmission				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
AT	WAG Expansion 3	0 <sup>8</sup>	2013	
BE	Fluxys - Winksele & Berneau CSs	0 <sup>8</sup>	2012- 2013	
BG	Bulgartransgaz - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2012-2013	
BG / RO	Bulgartransgaz/Transgaz – RO-BG interconnection	4.1	2012	EEPR project
CZ	N4G - UGS Tvrdonice connection	0 <sup>8</sup>	2012	EEPR project
CZ	N4G - CZ-PL interconnection (Project Stork)	2.4	2011	EEPR project
CZ	N4G - CZ-SK interconnection (Reverse Flow)	0 <sup>8</sup>	2011	EEPR project
DE	Open Grid Europe - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2011-2013	
DE	NEL	54.8	2012	
DE	OPAL	95.9	2011	
DK	ENDK - DK-DE interconnection (Ellund)	Entry: 16.8 Exit: 4	2013	
ES	Enagás - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2011-2015	
ES	Enagás - ES-FR interconnection (Larrau)	Entry: 5.7 Exit: 14.3	2013	EEPR project
ES	Enagás - ES-FR interconnection (Biriattou)	Entry: 5.2 Exit: 4.8	2012-2015	

(8) Transmission capacity is given only for third-party projects and where projects relate to a single cross-border IP. The capacity represents the figure feeding into the network modelling. Additional capacity information is available in Annex A and Annex C.

(9) See footnote No. 6



Transmission (continued)				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
ES	Enagás - UGS connections	0 <sup>8</sup>	2011-2020	Marisma UGS Castor UGS Yela UGS Gaviota UGS El Ruedo UGS Las Barredas UGS
FR	GRTgaz - FR-BE interconnection (Taisnières)	Entry: 4.4	2013	EEPR project
FR	GRTgaz - Chazelles CS	0 <sup>8</sup>	2013	EEPR project Relates to the development of Larrau IP
FR	TIGF - TSO-TSO interconnection (PIR Midi, Project Artère de Guyenne)	0 <sup>8</sup>	2013	EEPR project
FR	TIGF - FR-ES interconnection (Larrau, Project Artère du Béarn)	Entry: 14.3 Exit: 5.7	2012 2013	EEPR project
FR	TIGF - FR-ES interconnection (Biriadou)	Entry: 4.8 Exit: 5.2	2015	FID to be taken in January 2011 Project treated as FID in the modelling as being part of the integrated Open Season at the FR-ES border.
GR	DESFA - N. Messimvria CS	0 <sup>8</sup>	2011	Affected countries GR/BG/TK
GR	DESFA - Aliveri pipeline	0 <sup>8</sup>	2011	Connection of a gas- fired power plant
GR	DESFA - Megalopoli pipeline	0 <sup>8</sup>	2012	Connection of a gas- fired power plant
HR	Plinacro - HR-HU interconnection (Dravaszerdehaly - Donji Miholjac - Slobodnica)	3.3	2011	
HR	Plinacro - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2012	

Transmission (continued)				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
IT	SRG - LNG terminal connection	14	2011	New IP
IT	SRG - Montesano CS , incl. Montalbano-Messina	2.3	2011	Capacity relates to the affected IP of Gela
IT	SRG – System Capacity Enhancements in Po Valley	0 <sup>8</sup>	2014	
LT / LV	Lietuvos Dujos / Latvijas Gaze – LT-LV interconnection	0 <sup>8</sup>	2013	EEPR project
NL	GTS - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2013	Affected Countries: NL/BE/DE
PL	Gaz-System - PL-CZ interconnection (Cieszyn)	Entry: 2.4	2011	EEPR projects: Cieszyn-Skoczów PL border MS
PL	Gaz-System - PL-DE interconnection (Lasów)	Entry: 2	2011	Phase 1 EEPR projects: Dziwiszów-Taczalin Taczalin-Radakowice Radakowice-Galów
PL	Gaz-System - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2011-2014	
RO	Transgaz - RO-BG interconnection	4.1	2012	EEPR project
SI	Geoplin Plinovodi - SI-AT interconnection (Murfeld/Ceršak)	Entry: 1.4	2011	
SI	Geoplin Plinovodi - SI-IT interconnection (Šempeter-Gorizia)	Exit: 2.4	2014	
SI	Geoplin Plinovodi - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2011-2014	
SK	Eustream - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2010-2016	
SK	Eustream - Storage connection	0 <sup>8</sup>	2011	
UK	National Grid - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2011	

Storage					
Country Code	Name	Deliverability (in Mcm/d)	WGV (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
AT	7 Fields	20	1608	2014	Also connected to the German network
CZ	Tvrdonice	1.7	195	2016	EEPR project
CZ	Třanovice	3.9	290	2012	EEPR project
DE	Etzel II	12.7	452	2013	Also connected to the Dutch network Assumed deliverability based on the total of 38.4 Mcm/d given for the whole project
DE	Etzel II	12.7	452	2013	Also connected to the Dutch network Assumed deliverability based on the total of 38.4 Mcm/d given for the whole project
DE	Etzel III	12.8	453	2014	Also connected to the Dutch network Assumed deliverability based on the total of 38.4 Mcm/d given for the whole project
ES	Yela	15.0	1,050	2011	
ES	Castor	25.0	1,300	2012	
ES	Marismas	5.2	622	2012	
ES	Serrablo	7.4	680	2012	Expansion
ES	Gaviota	14.0	1,558	2014	Expansion
ES	El Ruedo	0.5	90	2018	
ES	Las Barreras	0.8	72	2017	
FR	Etrez / Manosque I	10.5	140	2015	Assumed deliverability based on the total of 30 Mcm/d given for the whole project
FR	Hauterives	8	100	2015	
FR	Serene Nord / Gournay	1.8	55	2012	
FR	Trois Fontaines	0.60	30	2012	
IT	Stogit Enhancements and new developments	33	2,700	2013	
IT	Cellino	1.1	118	2010	
IT	Collalto	9	825	2011	
IT	S. Potito e Cotignola	7.2	915	2013	

Storage (continued)					
Country Code	Name	Deliverability (in Mcm/d)	WGV (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
NL	Bergermeer	57	4,000	2014	GTS'IOS
NL	Zuidwending	20	300	2010	
UK	Holford	16	150	2011	
UK	Hill Top Farm	15.24	102	2012	
UK	Stublach	32.5	400	2018	

LNG terminals					
Country Code	Name	Annual Capacity (bcm/y)	Daily Send-out (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
ES	Barcelona	-	-	2011	8th LNG Storage Tank
ES	Bilbao	3.5	9.6	2012 2014	Send-out increase 3rd LNG Storage Tank
ES	Sagunto	-	-	2011	4th LNG Storage Tank
ES	Musel	7.0	19.2	2012	
ES	Tenerife	1.3	3.6	2014	
ES	Gran Canaria	1.3	3.6	2015	
GR	Revythoussa	2.1	5.76	2015	Expansion ('2nd upgrade') TEN-E project
NL	Gate LNG I & II	12	39.6	2011	
PL	Świnoujście	5	13.6	2014	EEPR project; TEN-E project
PT	Sines	2.6	10.8	2012	
UK	Grain 3	6.6	21.6	2010	

## • Non-FID projects (TSO and 3rd Party Projects)

Transmission				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
AT	Nabucco	84.9	2015	EEPR project; TEN-E project Affected countries: TR/BG/RO/HU/AT
AT	TGL (Tauerngasleitung)	30.9	2017	Affected countries: AT/DE
AT	South Stream	160.8	2015	Affected countries: BG/RS/ HU/SI/AT/ HR/GR
BG	Bulgartransgaz - BG-RS interconnection	4.9	2015	
CZ	N4G - DE-CZ-DE interconnection (Project Gazelle)	86.5	2012	
DE	GUD - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2014-2015	Affected IPs: Ellund Oude Statenzijl
DE	GUD - UGS connections	0 <sup>8</sup>	2014	Affected storage facilities: Etzel Jemgum Peckensen
DE	Open Grid Europe - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2014-2020	
DE	Wingas Transport - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	N/A	
DE	Thyssengas - Emden-Werne- Eynatten/Bochholz	0 <sup>8</sup>	2016	Affected countries: DE/BE
DE/PL	IPG (Interconnector Poland Germany)	8.2	2012	
DK	ENDK - DK-SE interconnection (Dragør)	Exit: 1.2	2013	
EE	Eesti Gaaze - Balticconnector	5.5	N/A	Affected countries EE/FI
ES	Enagás – ES-FR interconnection (Le Perthus)	Entry: 20 Exit: 15.7	2020*	
ES	Enagás – ES-PT interconnection (3rd IP)	Entry: 12.4 Exit: 12.4	2016-2018	

Transmission (continued)				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
FR	GRTgaz - FR-BE interconnection (Taisnières or new IP)	Exit: 7	2014	January 2014
FR	GRTgaz - Core System Capacity Enhancements	() <sup>8</sup>	2015-2017	Affected IPs: Antifer LNG, Dunkerque LNG, Fos Tonkin LNG, Fos Faster LNG, Fos Cavaou expansion, North-South link
FR	GRTgaz - FR-CH interconnection (Oltingue IP)	Entry: 8,8 Exit: 5	2016	Affects also CH-IT interconnection
FR	GRTgaz - North-South Link	() <sup>8</sup>	2017	
FR	GRTgaz - Corsica connection to GALSI	() <sup>8</sup>	2016	
FR	GRTgaz - Fos Faster LNG connection	22 11	2016 2020*	
FR	GRTgaz - Dunkerque LNG connection	31 (45)	2015	If 10 bcm/y If 13 bcm/y
FR	GRTgaz - Antifer LNG connection	27	2016	
FR	GRTgaz - Fos Tonkin LNG connection	21	2016	Re-commissioning, incl. expansion
FR	GRTgaz - Montoir LNG connection	6 12	2014 2017	Expansion
FR	GRTgaz - Fos Cavaou connection	28	2020*	Expansion
FR	TIGF – FR-ES interconnection (Le Perthus)	Entry: 15.7 Exit: 20	2020*	
GR	DESFA - Komotini-Thesprotia	() <sup>8</sup>	2015	TEN-E project On-shore part of IGI Affected countries: GR/TK/IT
HU	FGSZ - HU-AT interconnection (Mosonmagyaróvár)	Entry: 11.5	2016	
HU	FGSZ - HU-SK interconnection	13.7	2014	EEPR project
HU	FGSZ - System Capacity Enhancements	() <sup>8</sup>	2013 - 2017	Incl. EEPR project enabling system bi- directionality

Transmission (continued)				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
IT	SRG - System Capacity Enhancements in North-East of Italy	0 <sup>8</sup>	2020*	
IT	SRG - 2nd Southern Sealine	0 <sup>8</sup>	2020*	
IT	SRG - Adriatic and Tirrenica pipe	0 <sup>8</sup>	2020*	
IT	Galsi	21.9	2014	EEPR project Affected countries: DZ /IT
IT	ITGI Poseidon	24.6	2016	EEPR project; Affected countries: GR/IT
IT	TAP (Trans Adriatic Pipeline)	27.4	2017	Affected countries: AL/IT
LT	Lietuvos Dujos - LT-PL interconnection	8.2	2020*	
LT	Klaipeda - Jurbarkas	0 <sup>8</sup>	2012	
NL	GTS - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2013-	TEN-E project: Integrated Open Season Affected countries: NL/BE/DE GTS has not taken FID on Bergermeer
PL	Gaz-System - PL-DE interconnection (Lasów)	Entry: 3	2015	Phase 2 EEPR projects: Jeleniów II CS
PL	Gaz-System - PL-DK interconnection (Baltic Pipe)	8.2	2019	EEPR projects: Świnoujście-Szczecin Goleniów CS
PL	Gaz-System - PL-LT interconnection	8.2	2020*	
PL	Gaz-System - System Capacity Enhancements	0 <sup>8</sup>	2014-2019	
PT	REN Gazodutos - PT-ES interconnection (3rd IP)	Entry: 8.9 Exit: 6.7	2015	EEPR project
RS	Srbijagas - RS-BG interconnection	4.9	2015	
SW	Swedegas – Skanled (revised)	9.6	2014	

Transmission (continued)				
Country Code	Name	Capacity <sup>(8)</sup> (Mcm/d)	Estimated Go-live <sup>(9)</sup>	Remarks
SI	Geoplin Plinovodi - SI-AT interconnection (Ceršak-Murfeld)	Entry: 4.5 Exit: 7.4	2014 2016	
SI	Geoplin Plinovodi - SI-IT interconnection (Gorizia / Šempeter)	Entry: 3.3 Exit: 3.6	2016	
SI	Geoplin Plinovodi - System Capacity Enhancements	() <sup>8</sup>	2015-2019	
SK	Eustream - SK-HU interconnection	13.7	2014	EEPR project
UK	National Grid - System Capacity Enhancements	() <sup>8</sup>	2014	
UK	Cluden - Brighthouse Bay	48.3	2015	

Storage					
Country Code	Name	Deliverability (in Mcm/d)	WGV (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
BG	Chiren	10	100	2020*	Expansion
CZ	RWE Gas Storage Virtual Storage	2	140	2015	Capacity increase of the storage facilities portfolio
DE	Behringen	14	1,000	2016	
DE	Ohrensen I	12.54	320	2020*	Assumed deliverability based on the total of 22 Mcm/d given for the whole project
DE	Ohrensen II	9.46	240	2020*	Assumed deliverability based on the total of 22 Mcm/d given for the whole project
DE	Peckensen I	4.23	160	2010	Assumed deliverability based on the total of 9 Mcm/d given for the whole project
DE	Peckensen II	4.77	180	2014	Assumed deliverability based on the total of 9 Mcm/d given for the whole project



Storage (continued)					
Country Code	Name	Deliverability (in Mcm/d)	WGV (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
DK	Stenlille	2.1*	150	2020*	Assumed deliverability based on the current capacity
FR	Alsace Sud	9.60	200	2020*	
FR	Céré-la-Ronde/Soings I	2	60	2015	Assumed deliverability based on the total of 9 Mcm/d given for the whole project
FR	Céré-la-Ronde/Soings II	7	200	2020*	Assumed deliverability based on the total of 9 Mcm/d given for the whole project
FR	Céré-la-Ronde/Soings II	7	200	2020*	Assumed deliverability based on the total of 9 Mcm/d given for the whole project
GR	South Kavala	4	360	2015	
LT	Syderiai	1	0.5	2016	
LV	Incukalns	6	875	2018	Expansion TEN-E project
PT	Carrico	0	250	2011-2015	Expansion
UK	King Street Energy	32	348	2016	
UK	Portland	20	1,000	2019	
UK	Preesall	45	600	2016	
UK	Saltfleetby	8.6	775	2013	
UK	Whitehill	40	420	2017	
UK	Island Magee	22	500	2017	Northern Ireland

LNG terminals					
Country Code	Name	Annual Capacity (bcm/y)	Daily Send-out (in Mcm/d)	Estimated Go-live	Remarks
EE	Paldiski	2.4	24	2020*	
ES	Huelva	2.6	7.2	2018 2018	Send-out increase 6th LNG Storage Tank
ES	Musel	1.8	4.8	2018	Send-out increase
ES	Reganosa	3.7	10.1	2018	Send-out increase
ES	Sagunto	1.8 1.8	4.8 4.8	2016 2018	Send-out increase
ES	Bilbao	-	-	2020	4th LNG Storage Tank
FI	Fingulf LNG	4.0	12	2016	
FR	Antifer	9	27.6	2015	
FR	Fos Cavaou	8.3	28.2	2020*	Expansion
FR	Fos Faster I	8	22	2016	
FR	Fos Faster II	4	11	2020*	
FR	Fos Tonkin	7	21	2016	Total capacity after re-commissioning
FR	Montoir II	2.5	6	2014	Expansion
FR	Montoir III	4	12	2017	Expansion
GR	DESFA – Crete I	1.1	3.0	2016	TEN-E project
GR	DESFA - Crete II	1.1	2.9	2020*	TEN-E project
IT	Panigaglia	4.4	12.9	2020*	Expansion
IT	Brindisi	8	25	2020*	
LT	Klaipeda	3	4	2014	
NL	GATE LNG III	4	11	2015	Expansion

- Aggregates of cost estimates per infrastructure type broken down per FID and non-FID projects.

LNG terminals		
Aggregation	Aggregate Cost Estimate for Infrastructure Investments (in € 10 <sup>6</sup> )	Remarks
Transmission projects -- FID	13,711	
Storage projects -- FID	4,260	Some projects missing from the estimate, see below for more detailed information
LNG Projects -- FID	3,570	
Transmission projects -- Non-FID	58,556	
Storage projects -- Non-FID	2,593	Some projects missing from the estimate, see below for more detailed information
LNG projects -- Non-FID	6,614	Some projects missing from the estimate, see below for more detailed information
Subtotal FID projects	21,514	
Subtotal Non-FID projects	67,763	
<b>TOTAL</b>	<b>89,304</b>	

- Storage projects not included: Alsace Sud, Behringen, Céré-la-Ronde/Soings I, Céré-la-Ronde/Soings II, Etrez / Manosque, Etsel, Hauterives, Hill Top Farm, Holford, King Street Energy, Ohrensen I, Ohrensen II, Peckensen I, Peckensen II, Preesall, Serene Nord / Gournay, Stublach, Whitehill, Trois Fontaines, 7 Fields
- LNG projects not included: Fos Cavaou, Montoir

## Supply & Demand



Image courtesy of OMV Gas

This chapter provides an outlook for the European gas demand as well as the potential European supply for the period 2011-2020. The resulting supply and demand scenarios are described below and are used in the network modelling covered in the Chapter on Network Modelling and Resilience Assessment.

Where ENTSOG uses data from third parties that do not cover every year of the whole 10-year period, the missing years are always derived through linear extrapolation.

ENTSOG would like to note that TSOs are not specialists in supply data as it exceeds their areas of responsibility within the gas chain. Supply data was

therefore collected from public sources and as such ENTSOG cannot be held responsible for the accuracy of this data. Nevertheless, ENTSOG has made an extraordinary effort in gathering the best quality of data for its analysis.

## Supply

For the purpose of this TYNDP, ENTSOG has defined a potential supply scenario for each source (indigenous production/import, including LNG) as the amount of gas available from a gas producer for the European market on an annual basis taking into account the available entry capacity.

For the purpose of TYNDP 2011-2020, ENTSOG has identified and collected data on the following supply sources and their potential <sup>[1]</sup>:

### Indigenous production

The supply potential of the indigenous production of the European countries covered by this TYNDP is based on information provided by public institutions and TSOs themselves. The figures have also been consulted with OGP.

The figures confirm the declining character of gas production in Europe. The resulting curve signals the need to increase gas imports to cover the European demand in the future.

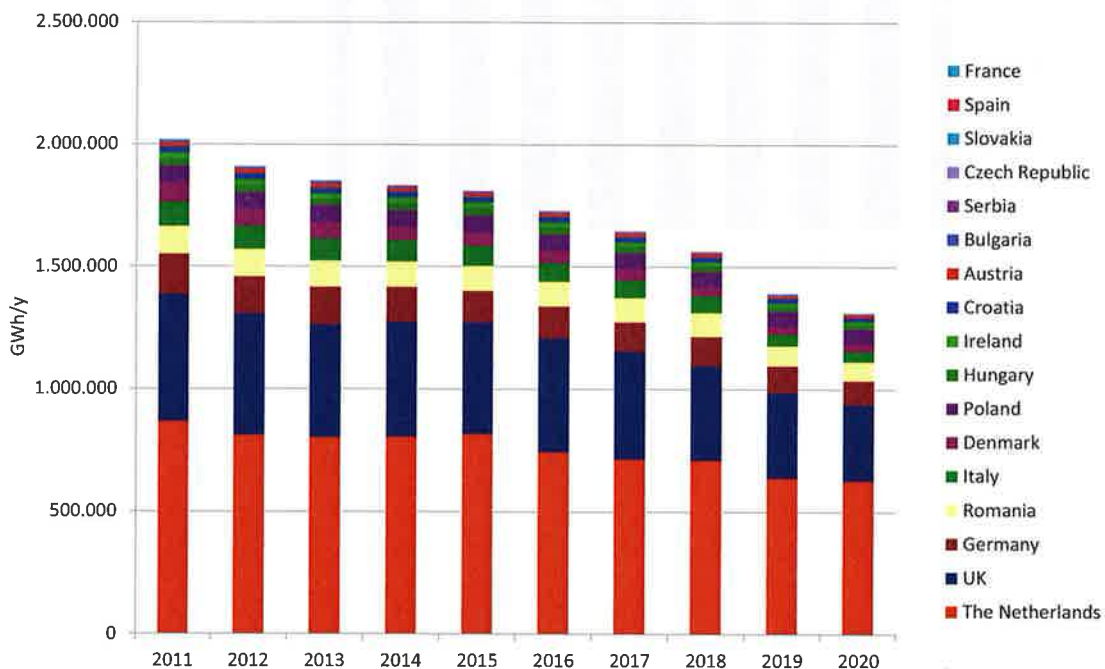


Figure 2: European indigenous production

[1] Note that all data is given in GWh/y unless indicated otherwise. All data is available in tabular form in Annex 3.

### Norway

The supply potential of Norwegian gas is based on the average values for the Norwegian Gas Sales as forecasted by the Norwegian Ministry of Energy in 2010 Scenario. The resulting curve shows potential for slight increase in imported gas volumes from Norway.

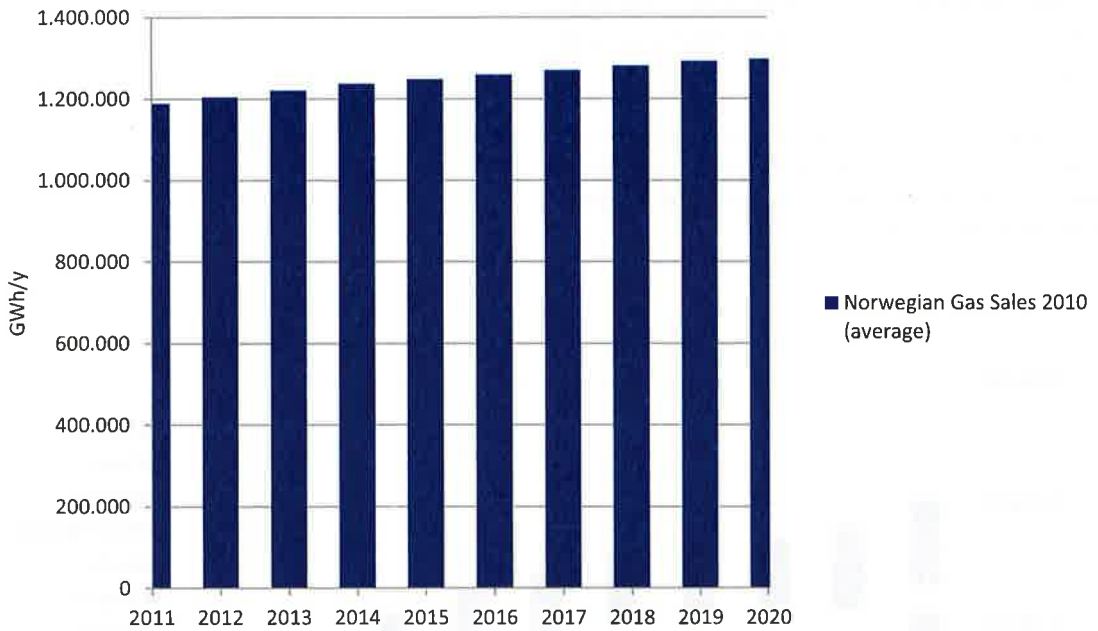


Figure 3: Norwegian gas supply potential for Europe

## Russian Federation

The supply potential of Russian gas is based on the average gas exports values given in the Russian Energy Strategy (2009). Total exports through pipelines were defined and a gas balance for these exports calculated for each year of the TYNDP in order to derive the Russian potential gas supply to Europe. The supply to CIS countries was derived based on the assumption of simultaneous economic development as in Russia. Pipeline exports to Asia were not considered. Russian gas exports to Turkey were taken

into account based on the supply contracts in place. The potential exports to Europe were determined as the result of the total pipeline exports from Russia given by the Russian Energy Strategy less the derived supplies to Turkey and CIS countries. Potential imports to Russia from the Caspian region were not considered in the balance. Considering the actual volume of Russian gas delivered to Europe in 2009, the resulting curve shows potential for significant increase in supply of gas from Russia.

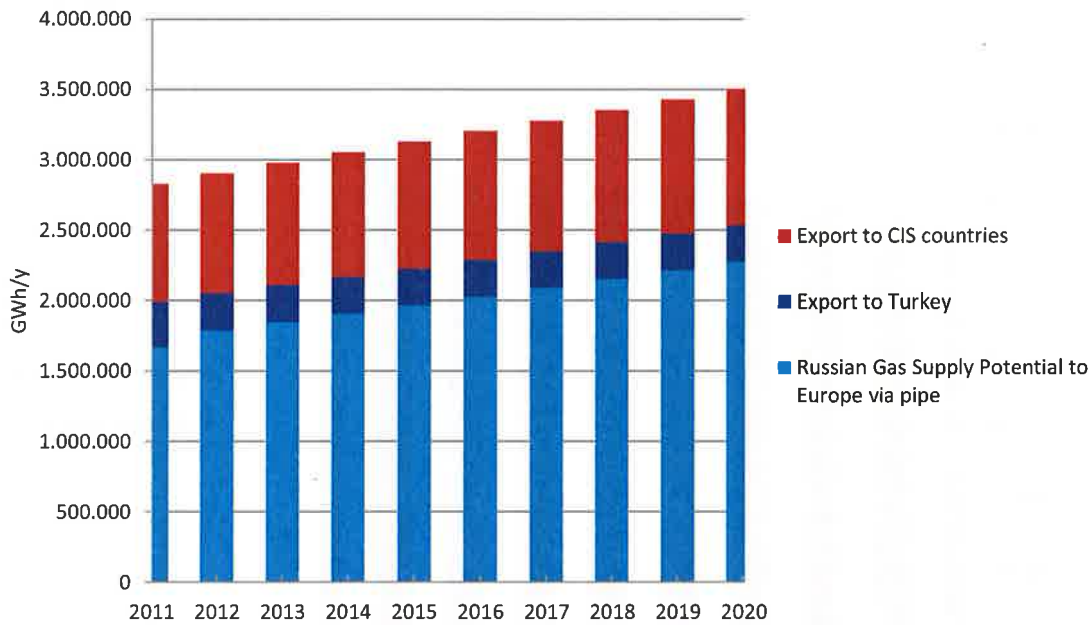


Figure 4: Russian gas supply potential for Europe

## Algeria & Lybia

The supply potential of Algerian and Libyan gas is based on the 'Gas Export Availability' data from Mott MacDonald's report: *Supplying the EU Natural Gas Market* (September 2010) which was ordered by the European Commission. To determine the piped gas versus LNG gas volumes ENTSOG applied ratios based on the historical gas exports data of 2008 and 2009.

As far as the Algerian gas potential is concerned, ENTSOG used the High Case scenario data which are reported as 'very similar to the Algerian Government's official forecasts'<sup>[1]</sup>.

As far as the Libyan gas potential is concerned, ENTSOG used the Base Case scenario. Having considered the actual delivery of piped gas to Italy in 2009, the Base Case 2020 outlook figure constitutes ENTSOG's starting point for 2011 while the growth trend from 2011 to 2020 determined the subsequent extrapolation for the ten years.

The resulting curve shows potential for an increase in imported gas volumes from Algeria and Libya also assuming a possible rising demand in the region.

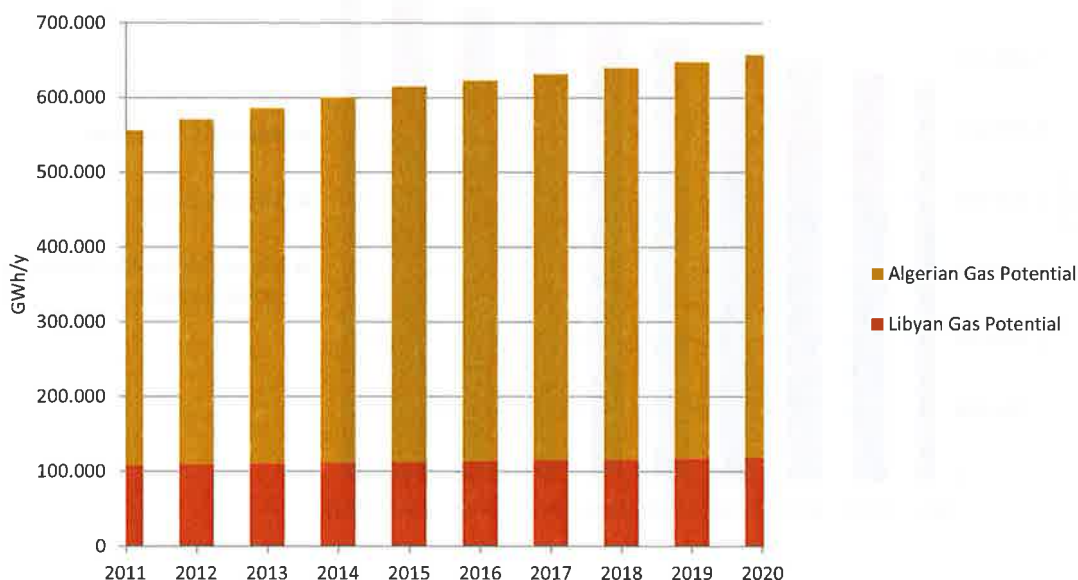


Figure 5: Algerian and Libyan pipe gas supply potential for Europe

[1] ENTSOG used official forecasts by Ministries as basis for the Norwegian and Russian supply potentials and therefore the data used for the Algerian supply potential ensures consistency with the other approaches.



## Azerbaijan

Due to uncertainties surrounding other gas sources from the Caspian area, ENTSOG considers only Azeri gas coming from Shah Deniz II development for this edition of TYNDP. The supply potential for Europe is based on the provisions of the Intergovernmental Agreement (IGA) between Turkey and Azerbaijan signed on 7 June 2010 regarding the supply of gas to Turkey as well as transit of Azeri gas through Turkey.

The IGA stipulates <sup>[1]</sup> that out of the 16 bcm to be made available on annual basis from Shaz Deniz II project as of 2017, 10 bcm would be earmarked for Europe and 6 bcm for Turkey. Even though some of the gas primarily allocated to Turkey may in the end become available for export on to Europe, ENTSOG considers the supply potential of Azeri gas for Europe to stand at 10 bcm/y for the moment.

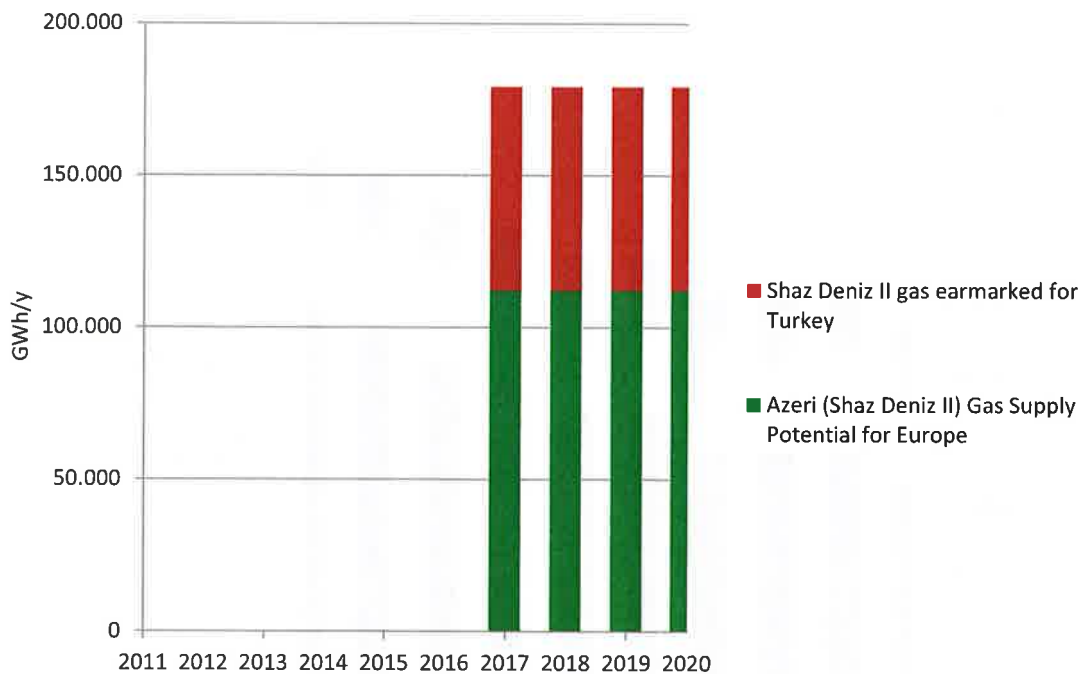


Figure 6: Azeri (Shaz Deniz II) gas supply potential for Europe

[1] For the purpose of this TYNDP the volumes of gas defined in bcm in the IGA were converted into energy in GWh using the GCV of 11.2 kWh/m<sup>3</sup>.

**LNG**

Due to the existence of a global LNG market which allows for high flexibility in LNG supplies, it is very difficult to determine the LNG supply potential for Europe.

Based on a thorough analysis of the LNG market, ENTSOG has adopted the following formula and assumptions to calculate such potential:

**Total Liquefaction Capacity by Basin x % Liquefaction Capacity Utilization  
x % LNG coming from each Basin destined for the EU**

Applied parameters:

- Total liquefaction Capacity by Basin: as indicated in LNG Journal July/August 2010
- Shares of each Basins' Production: Atlantic basin: 65%; Middle East: 35%; Pacific Basin: 0%
- Liquefaction Capacity Utilization: 85%

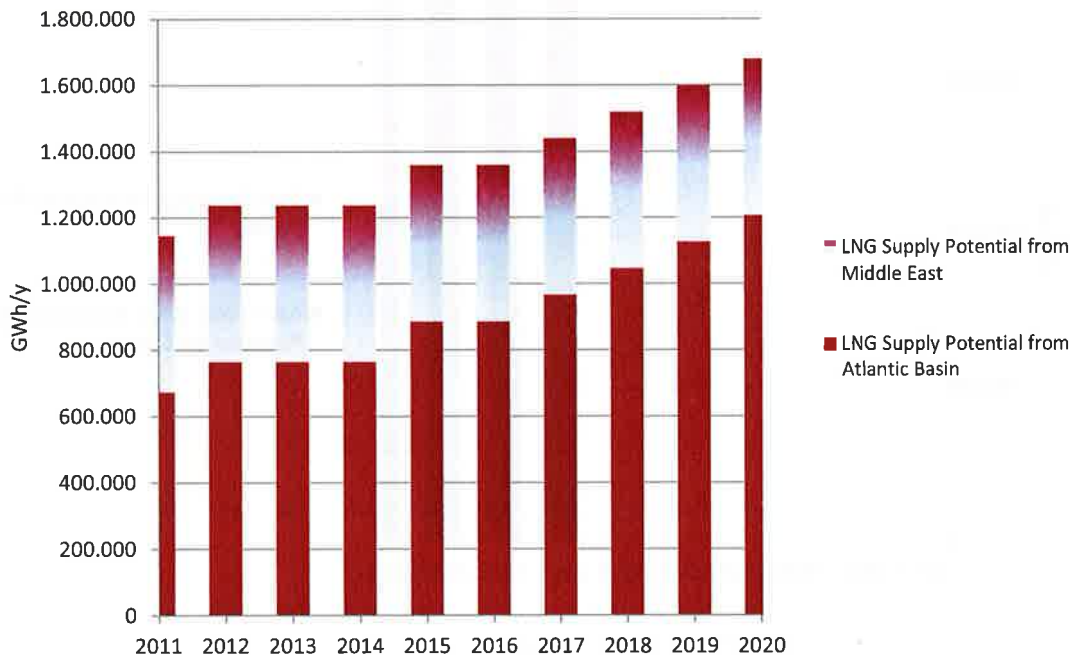


Figure 7: LNG supply potential for Europe

**Aggregate Supply potential for Europe**

The following graph represents the aggregate supply potential for Europe based on the assumptions defined above. The indigenous production will continue to play an important role in securing gas

for Europe even if the decline in production is clear. Development of all other identified gas sources is required to cover the overall balance and contribute to the security of gas supply.

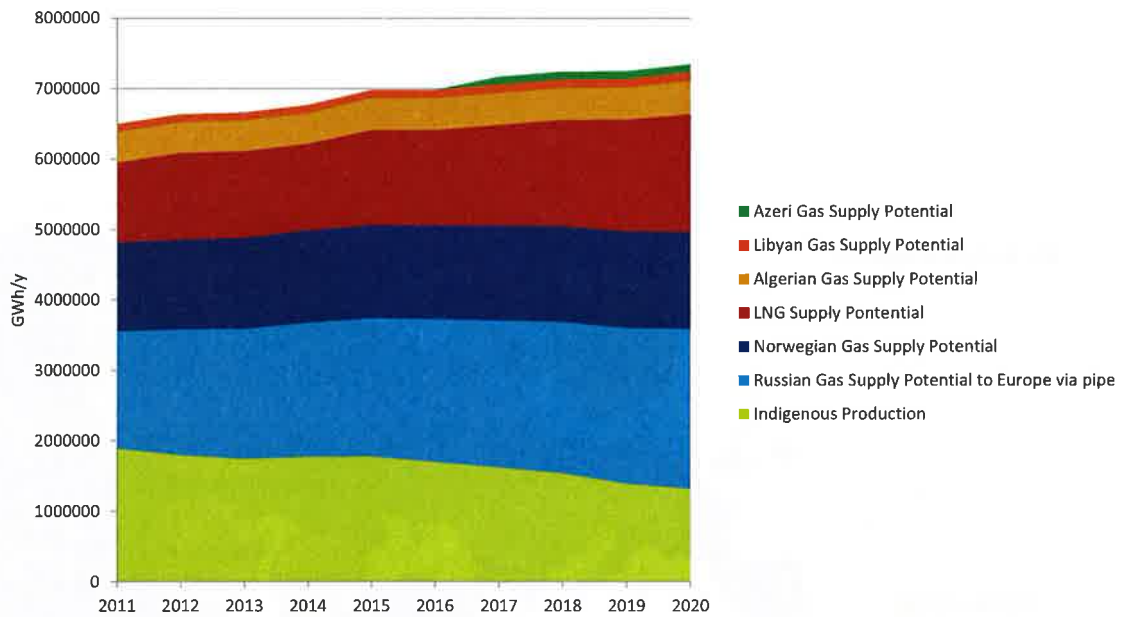


Figure 8: Aggregate gas supply potential for Europe

• **Gas Reserves**

The following figure gives an overview of the current estimated reserves in those non-EU producing countries that were considered, for the purposes of this TYNDP 2011-2020, more significant in supplying gas to Europe in the considered time horizon. The gas reserve data has been included in the TYNDP 2011-2020 to provide some indications on the potential role of these reserves in the future in covering the EU gas demand based on new supply contracts or the extension of the current ones.

The figure also shows an aggregate for the estimated reserves for countries with LNG supply potential for Europe that are not covered individually. These are: Peru, Trinidad and Tobago, Venezuela, Iran, Oman, Yemen, Egypt, Other Africa.

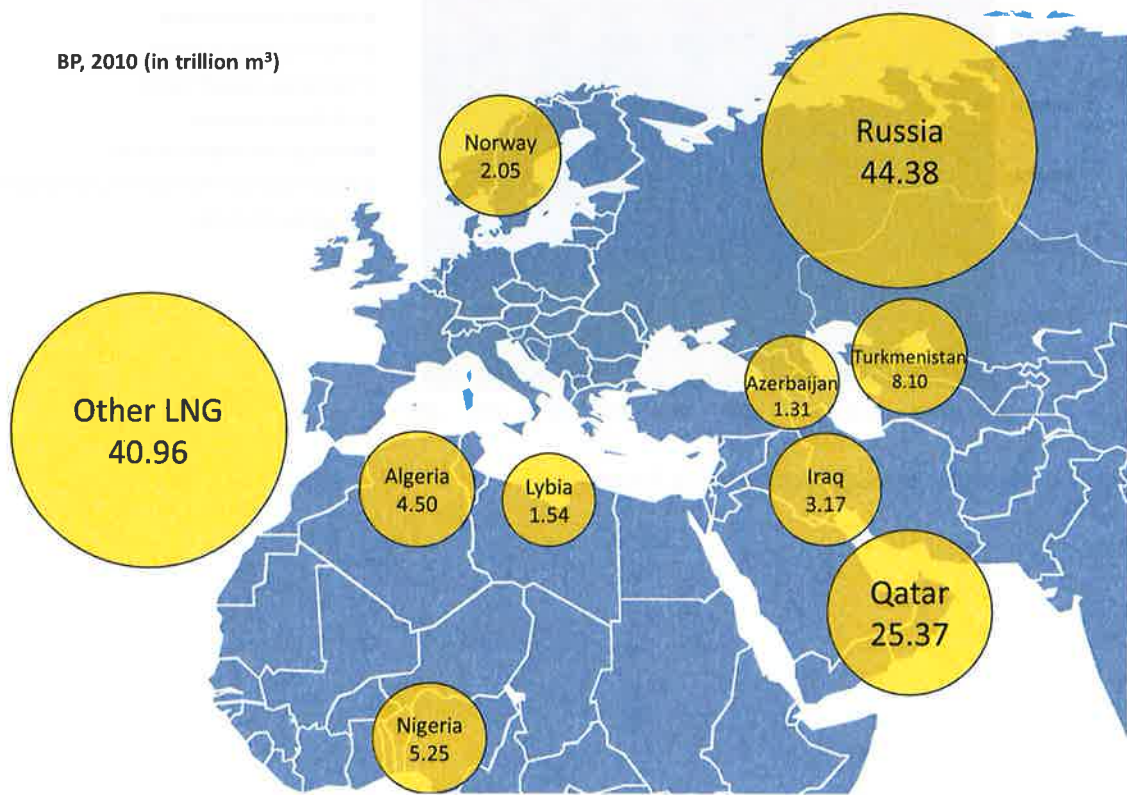


Figure 9: Estimated Gas Reserves (BP, 2010)

**Demand**

ENTSOG considers two demand scenarios for the modelling purposes, for which all the data was supplied exclusively by TSOs:

**Average Daily Demand**

The average daily demand is derived from TSOs' annual demand outlooks for 1-in-2 climatic conditions. The national demand figures were divided by the number of days in the respective year and then used in the defined ISD scenarios according to

the methodology described in Chapter on Network Modelling and Resilience Assessment. The Average Daily Demand was chosen as a reference scenario for comparison purposes.

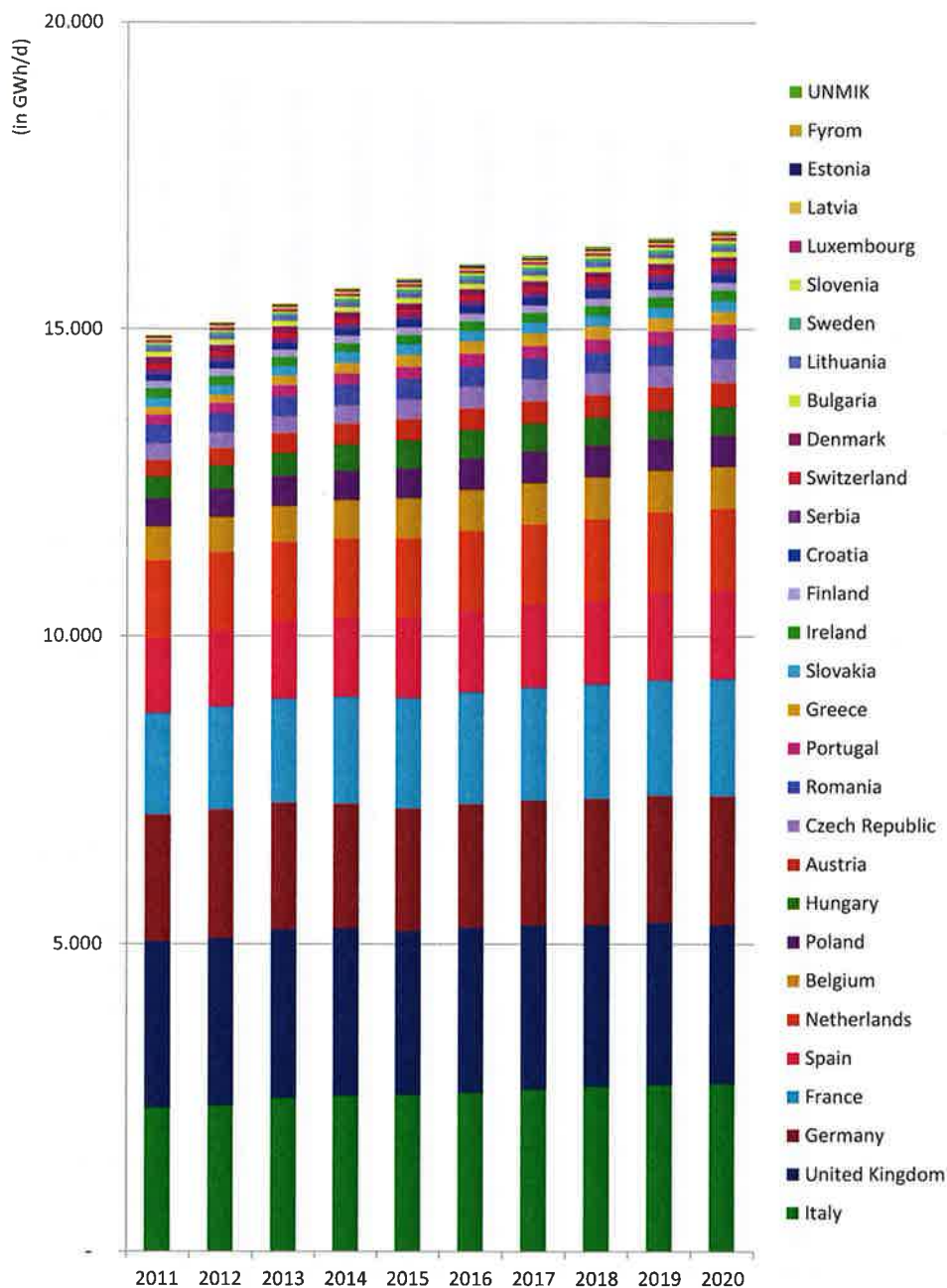


Figure 10: Average Daily Demand in Europe by countries

### High Daily Demand in 1-in-20 climatic conditions

The 1-in-20 climatic conditions daily demand was provided by all TSOs based on their knowledge of the national demand, the sensitivity of that demand to climatic changes and the climatic data available to them. ENTOSOG adopted the above definition of the high demand in line with the SoS Regulation framework. ENTOSOG would like to note that the

SoS Regulation still allows TSOs to use stricter climatic conditions when planning and designing their own networks. As such, some countries have submitted demand under such stricter conditions. (See Annex C).

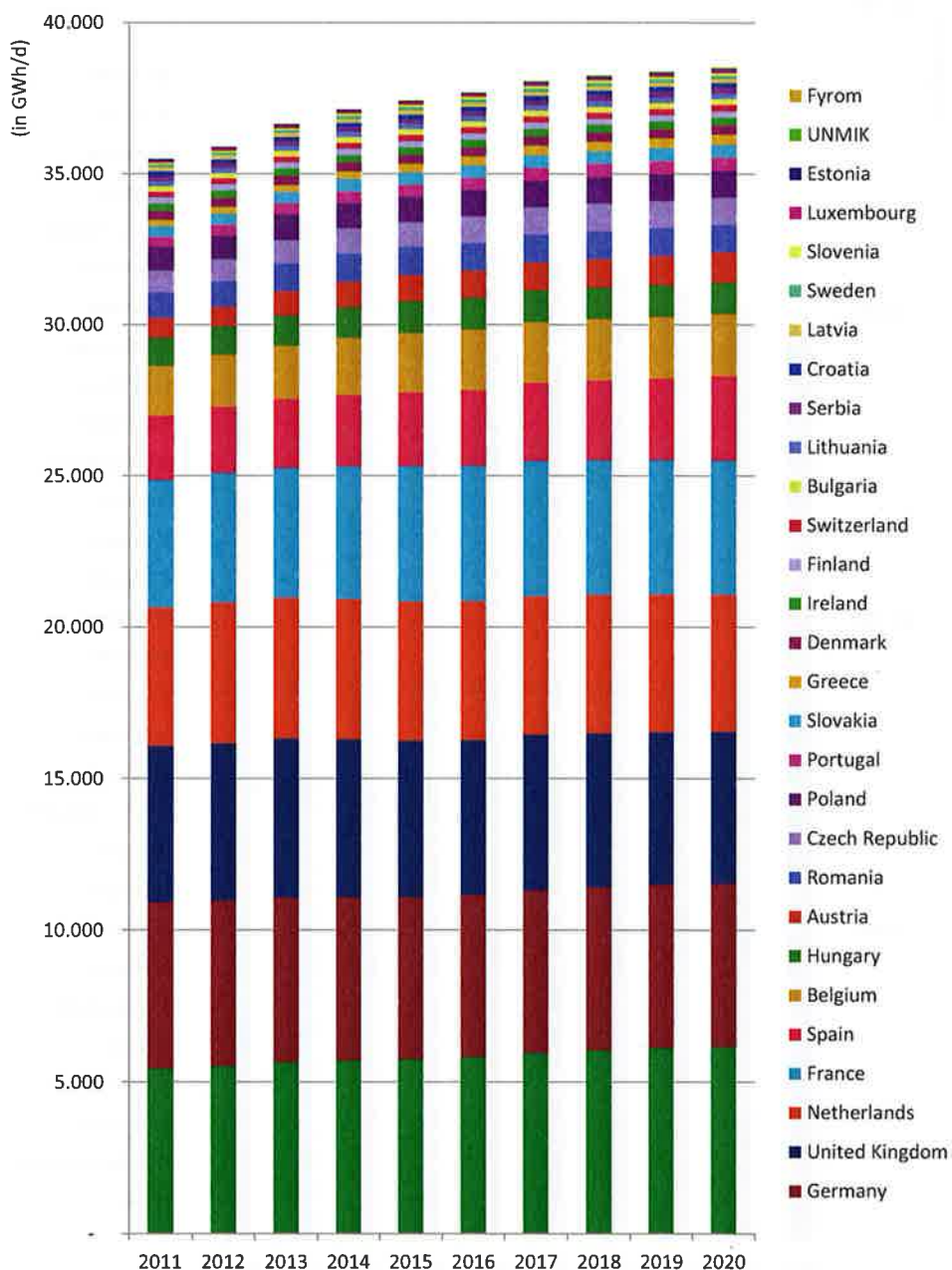


Figure 11: High Daily Demand in Europe by countries

In addition, ENTSOG considers other demand scenarios to assess the supply demand balance on annual basis. Assumptions underlying these scenarios are given below (directly quoting the scenario creators).

### Primes Baseline

- *'The [Primes] Baseline scenario determines the development of the EU energy system under current trends and policies; it includes current trends on population and economic development including the recent economic downturn and takes into account the highly volatile energy import price environment of recent years. Economic decisions are driven by market forces and technology progress in the framework of concrete national and EU policies and measures implemented until April 2009. This includes the ETS and several energy efficiency measures but excludes the renew-able energy target and the non-ETS target.'* (EU energy trends, p.10)

### Primes Reference

- *'The [Primes] Reference scenario is based on the same macroeconomic, price, technology and policy assumptions as the baseline. In addition to the measures reflected in the baseline, it includes policies adopted between April 2009 and December 2009 and assumes that national targets under the Renewables directive 2009/28/EC and the GHG Effort sharing decision 2009/406/EC are achieved in 2020.'* (EU energy trends, p. 10)

### IEA New Policies Scenario (2010)

- *'IEA New Policies Scenario is the central scenario and 'takes account of the broad policy commitments and plans that have been announced by countries around the world, including the national pledges to reduce greenhouse-gas emissions and plans to phase out fossil-energy subsidies even where the measures to implement these commitments have yet to be identified or announced. These commitments are assumed to be implemented in a relatively cautious manner, reflecting their non-binding character, and in many cases, the uncertainty shrouding how they are to be out into effect.'*(IEA, 2010)

### IEA 450 Climatic Scenario (2010) <sup>[1]</sup>

- *'IEA 450 Climatic Scenario assumes 'governments [to take] strong action to cut CO2 emissions [...] [so that] global energy-related CO2 emissions peak just before 2020 at 30,9 gigatonnes (Gt) and decline thereafter to 26.4 Gt in 2030, which is 34% less than in the IEA Reference Scenario.' CO2 prices in OECD countries are assumed '[to reach] \$50 per tonne. [...] The 450 Scenario assumes a hybrid policy approach, comprising a plausible combination of cap-and-trade systems, sectoral agreements and national measures, with countries subject to common but differentiated responsibilities.'* (IEA, 2010)

### ENTSOG

- *'The ENTSOG scenario is a bottom-up approach scenario aggregating TSOs' demand outlooks based predominantly on their knowledge of the national gas market, incl. the planned development of off-take connections. TSOs were requested to submit their outlook considering annual demand under 1-in-2 climatic conditions.'*

---

[1] '450' (450 ppm CO2 equivalent) refers to the level at which the concentration of greenhouse gases should be stabilized to avoid 'the most severe weather and sea-level rise and limit the temperature increase to about 2°C.' (IEA, 2010)

### **Eurogas Long Term Outlook 2007-2030 Base Case**

Eurogas defined the following assumptions for its scenarios:

- *Europe-wide regulatory pressure for intensifying competition (gas and electricity)*
- *Continued development of economically viable gas infrastructure*
- *New gas supplies not prevented from reaching market*
- *In most countries, long-term agreements remain the basis for supplies*
- *Oil prices are the leading indicator in the energy market*
- *Fuels are competing with each other*
- *Upstream gas supply contracts with orientation to oil prices*
- *Continuation of EU CO<sub>2</sub> Emissions Trading Scheme with full auctioning beyond 2012*
- *Continuation and further development of energy policies and measures in place*
- *The balance of gas demand and supply is considered with reference to the prices given in the table below expressed in real terms' (Eurogas, p. 3)*

	2009 (1Q)	2015	2030
<b>Oil (\$ bbl)</b>	50	60-70	80-100
<b>Coal (€/t)</b>	60	60-70	70-90
<b>CO<sub>2</sub> (€/t)</b>	15	20-30	40-50

Figure 12: Oil, coal and CO<sub>2</sub> prices (Eurogas, 2010)

### **Eurogas Long Term Outlook 2007-2030 Environmental**

- *'Faster economic recovery and GDP growth*
- *More favourable energy policies towards natural gas*
- *Natural gas prices competitiveness is ensured*
- *CO<sub>2</sub> prices at the upper end of the assumed range'(Eurogas, p. 3)*



### Annual Demand Scenarios

The graph below shows the different scenarios described above. It accentuates the uncertainty surrounding the demand development in the next ten years and further on. The differences reflect diverging views regarding in particular the achievement of the 20-20-20 targets and the ways of doing it, as well as the outlook for the European economic recovery and the future of energy intensive industries in Europe.

Despite the ENTSOG EU-27 demand outlook (2010) being the highest of all above included annual demand outlooks, the difference between the ENTSOG outlook produced in 2009 and 2010 should be noted. The latest ENTSOG's outlook shows a slowdown in the evolution of annual gas demand as a result of the current economic situation.

As most of the scenarios cover only EU-27 countries or individual country data are difficult to derive at, the graph below covers only EU-27.

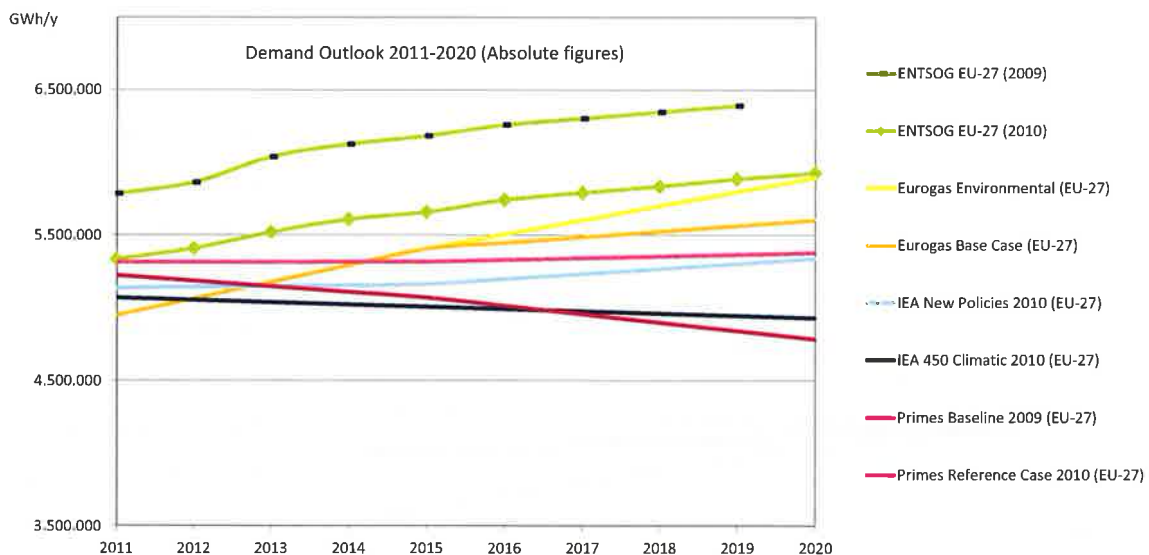


Figure 13: Demand Outlook 2011-2020 (Absolute figures)

In addition, the graph below illustrates the growth trends of the different scenarios presented above. Considering the fact that the outlooks were compiled at different points in time and do not use the same year as basis, as well as that all non-ENTSOG scenarios were produced in mtoe units and required conversion into GWh, it is useful to compare them in a stand-alone way. On the ten-year period, the range runs from an approximate 9% drop in demand in the Primes Reference Case to 19% increase in Eurogas Environmental scenario <sup>[1]</sup> in comparison with 2011. ENTSOG's outlook anticipates 11% increase in demand on the 2011-2020 period.

The historical perspective of the EU-27 demand (in GWh), based on the TSO data is as follows:

- 2009: 4,978,394
- 2008: 5,325,677
- 2007: 5,218,511

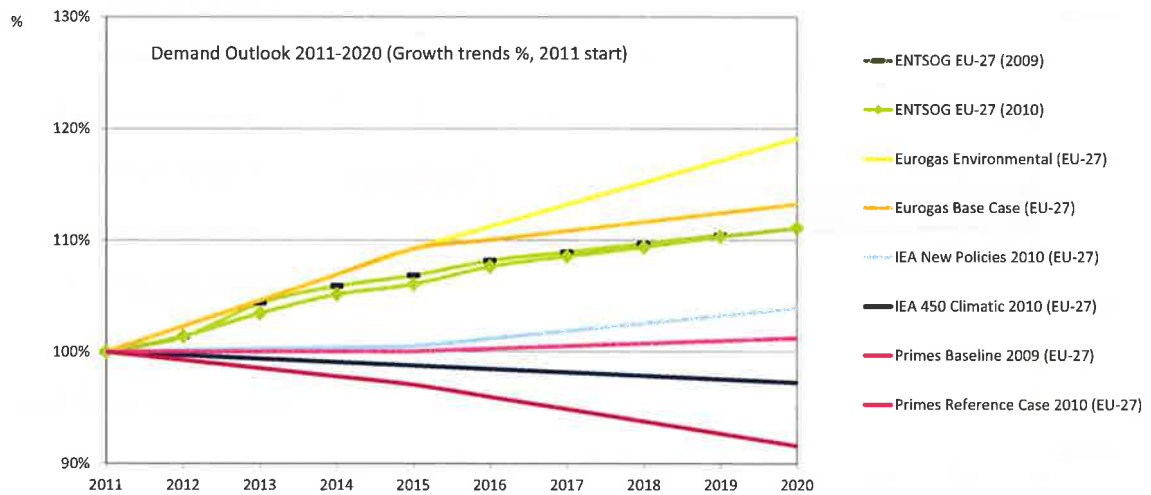


Figure 14: Demand Outlook 2011-2020 (Growth trends in %)

[1] It should be noted that extrapolation techniques and assumptions on the starting point had to be used in some cases to show the curve for the whole ten-year period. Detailed information is provided in the Annex C: Data tables.

**Supply Demand Balance Conclusions**

The graph below presents the comparison of the potential supply with the ENTSOG demand outlook for the next 10 years. ENTSOG demand outlook was used as it was identified as the highest demand outlook in absolute terms.

The figures show that there may be significant supply flexibility in meeting the European demand, the level of which will depend on the demand development as well as on the realisation of the supply potential.

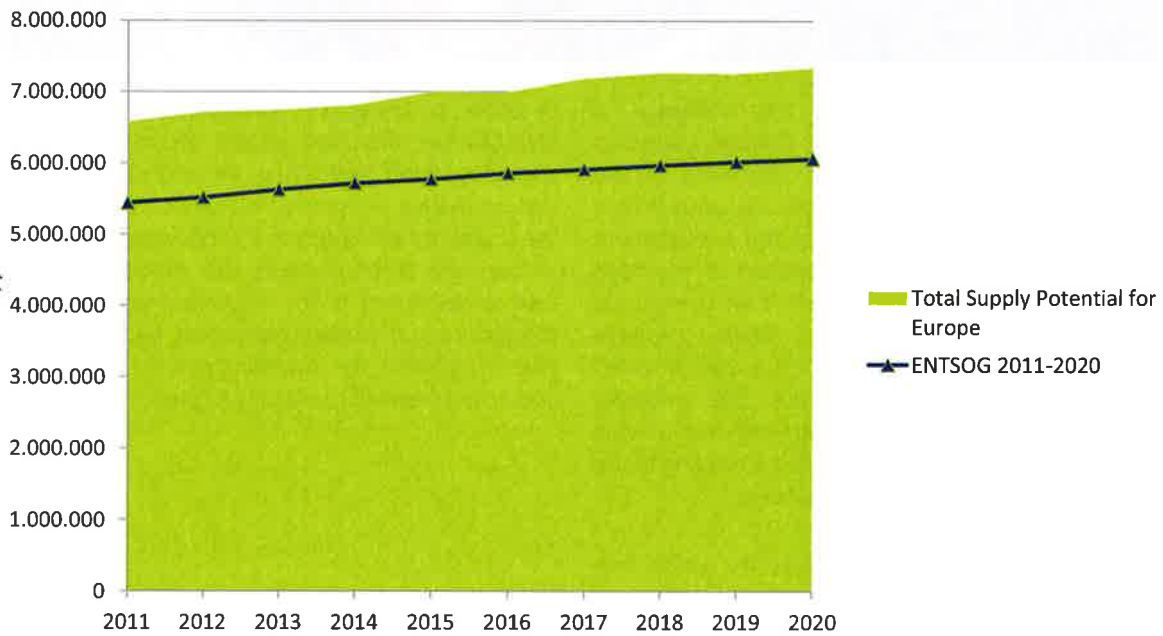


Figure 15: Supply Demand balance 2011-2020

## Network Modeling and Resilience Assessment



Image courtesy of SNAM Rete Gas

The TYNDP aims to assess the resilience of the European gas network through scenario development and subsequent modelling of the integrated network based on those scenarios. Where results of the modelling suggest some investment gaps, possible remedies are identified on the basis of the projects covered by the TYNDP while ensuring non-discriminatory treatment where multiple projects are proposed. Information is also provided on the level of market integration. The sensitivity analysis is ensured through carrying out a wide range of supply scenarios, modelled according to the following infrastructure configurations:

- *existing infrastructures plus those for which final investment decision (FID) has been taken*
- *the same infrastructures as above plus Non-FID projects*

In both options, ENTSOG considered all projects submitted by TSOs and third party sponsors according to the submission process. In order to be sure that new infrastructures are available under High Daily Demand conditions that are assumed to occur in January, all projects were considered eligible for modelling in the year following the start-up date, except for those with a start-up date on 1 January, which are included in the respective year.

ENTSOG defined an initial scenario, the Reference Case, which carries forward the 2008 & 2009 trend of supply shares, in order to ease comparison with other possible scenarios. The Reference Case does not take into account any differential evolution on the supply side and may not be regarded as an ENTSOG forecast.

In order to assess the resilience of the network, ENTSOG has modelled several security of supply scenarios under High Daily Demand conditions, as well as market integration scenarios that maximise the shares of each supply. In the following subchapter, an overview of the scenarios that were modelled as well as definitions of the different demand, supply, disruption, and market integration parameters are given. Thereafter, the modelling process is described and an overview of the results is given.

**Parameter and scenario definitions**

To assess network resilience, ENTSG defined a series of scenarios that are a combination of different parameters. Scenarios have been ranked according to three categories being Reference Case, security of

supply then market integration. The following table gathers all the modelled scenarios used to assess European gas network resilience. Parameter settings and scenario definitions are given just after the table.

Parameters	Scenario#	Year	Infrastructure	Climatic conditions	Disruption	UGS deliverability	Supply source mix
Reference Case scenarios	1	2011	FID	1 in 20	None	Not limited	No predominance
	2	2015					
	3	2020					
	4	2015	Non-FID				
	5	2020					
	6	2011	FID	1 in 2			
	7	2015					
	8	2020					
	9	2015	Non-FID				
	10	2020					
Security of Supply scenarios	11	2011	FID	1 in 20	Norwegian	Not limited	Crisis supply
	12				Belarus		
	13				Ukraine		
	14				Algeria		
	15				LNG		
	16				None	80%	
	17	None	70%				
	18	2015	FID		Norwegian	Not limited	
	19				Belarus		
	20				Ukraine		
	21				Algeria		
	22				LNG		
	23				None	70%	
	24	2015	Non-FID		Norwegian	Not limited	
	25				Belarus		
	26				Ukraine		
	27				Algeria		
	28				LNG		
	29				None	70%	
	30	2020	FID		Norwegian	Not limited	
	31				Belarus		
32	Ukraine						
33	Algeria						
34	LNG						
35	None			70%			
36	2020	Non-FID	Norwegian	Not limited			
37			Belarus				
38			Ukraine				
39			Algeria				
40			LNG				
41			None	70%			

Parameters	Scenario#	Year	Infrastructure	Climatic conditions	Disruption	UGS deliverability	Supply source mix
<b>Market integration scenarios</b>	42	2011					Norway
	43						Russia
	44						Algeria
	45						Libya
	46						LNG
	47						Norway
	48	2015	FID				Russia
	49						Algeria
	50						Libya
	51						LNG
	52						Norway
	53						Russia
	54	2020		1 in 2	None	Not used	Algeria
	55						Libya
	56						LNG
	57						Norway
	58	2015	Non-FID				Russia
	59						Algeria
	60						Libya
	61						LNG
62	Norway						
63	Russia						
64	2020					Algeria	
65						Libya	
66						LNG	
67						Caspian	

Figure 16: List of modelled scenarios

## • Infrastructure

When modelling the European gas network, ENTSOG considered existing infrastructures plus other projects submitted to ENTSOG by TSOs and third party sponsors. Additional projects may exist but have not been considered if not submitted through the public ENTSOG infrastructure questionnaires released in summer 2010.

Two different infrastructure settings have been defined:

- FID (all existing infrastructures plus proposed projects having a FID taken by Q3 2010)
- non-FID (same plus proposed projects without FID taken by Q3 2010)

Each project is activated for the modelling in the first year in which the capacity is fully available on the first of January. (See Infrastructure Projects chapter for a more detailed description of FID and Non-FID projects.)

## • Climatic conditions

When modelling the European gas network, ENTSOG considered different climatic conditions to define supply and demand (*see also the Supply & Demand chapter*). It is to be noted that ENTSOG made the assumption that the respective conditions occur simultaneously all over Europe.

Two different climatic condition settings were defined:

- 1 in 2
- 1 in 20; *the definition of this climatic condition comes from the REG-SoS, it is to be noted that the same regulation allows Member States to apply more severe condition; in case such figures were submitted, these were used in this TYNDP*

The climatic conditions determine the supply and demand level as described in the following subchapters.

### Demand definition

- Average Daily Demand

To model the network under average (1-in-2) climatic conditions, ENTSOG works with the Average Daily Demand. At European aggregated level, such daily consumption approximately corresponds to an October day of a 1-in-2 year.

- High Daily Demand

To capture the influence of severe climatic conditions (1-in-20) on the European demand and subsequently on the flows through the European network, ENTSOG works with the High Daily Demand.

In addition, to determine how much import is needed under the High Daily Demand as well as the Average Daily Demand, for each of the 10 years, ENTSOG defined a Net Daily Demand and Net Annual Demand respectively.

Net Daily Demand means the difference between the High Daily Demand and the daily national production.

Net Annual Demand means the difference between the annual demand and the national production forecasts. Underground storage is considered as not being used.

**Supply definition**

- Average Daily Supply

Average Daily Supply is defined as the annual supply divided by 365; the Average Daily Supply is used for modelling of the European gas network under the Average Daily Demand conditions.

The annual supply means a mix of supply sources that ensures the supply demand balance on annual basis. The mix defines the share of each supply source (national production, LNG, North Africa, Norway, Russia). For 2011, the share of each supply source, in particular those from outside of the EU (LNG, North Africa, Norway, Russia), is based on the respective supply figures of the 2008 & 2009 BP Energy review. For the following years, each import source increases proportionally to the Net Annual Demand increase. It is assumed that the import shares of LNG, North Africa, Norway and Russia remain constant in relative terms.

To avoid an overestimation of supply sources, however, each source is limited by the lower value between the respective supply potential (cf. Supply & Demand chapter) and the technical capacity of import routes or facilities. When supply from one source can no longer increase according to the above rule, the other import sources cover up the gap according to their share. <sup>[1]</sup>

- High Daily Supply

To derive the supply flows under the High Daily Demand conditions, the Net Daily Demand is assumed to be covered by imports and underground storage. For 2011, pipeline import shares are based on the average of the highest flows reached during January 2008 and 2009 (TSO data). LNG terminals and underground storage facilities are used as peak shavers and only limited by their maximum deliverability. ENTSOG assumes that during one High Demand day, LNG terminals may function as short term storage. The influence of a potential lower UGS deliverability is analysed under specific security of supply simulations.

For each pipeline gas source, ENTSOG calculated a peak ratio as the ratio between High Daily Supply and Average Daily Supply as previously defined. This ratio is used for the following years to derive the import supply share to cover the High Daily Demand from the Average Daily Supply for a given year. This High Daily Supply is limited by either the Daily Supply Potential or the import route technical capacity respectively.

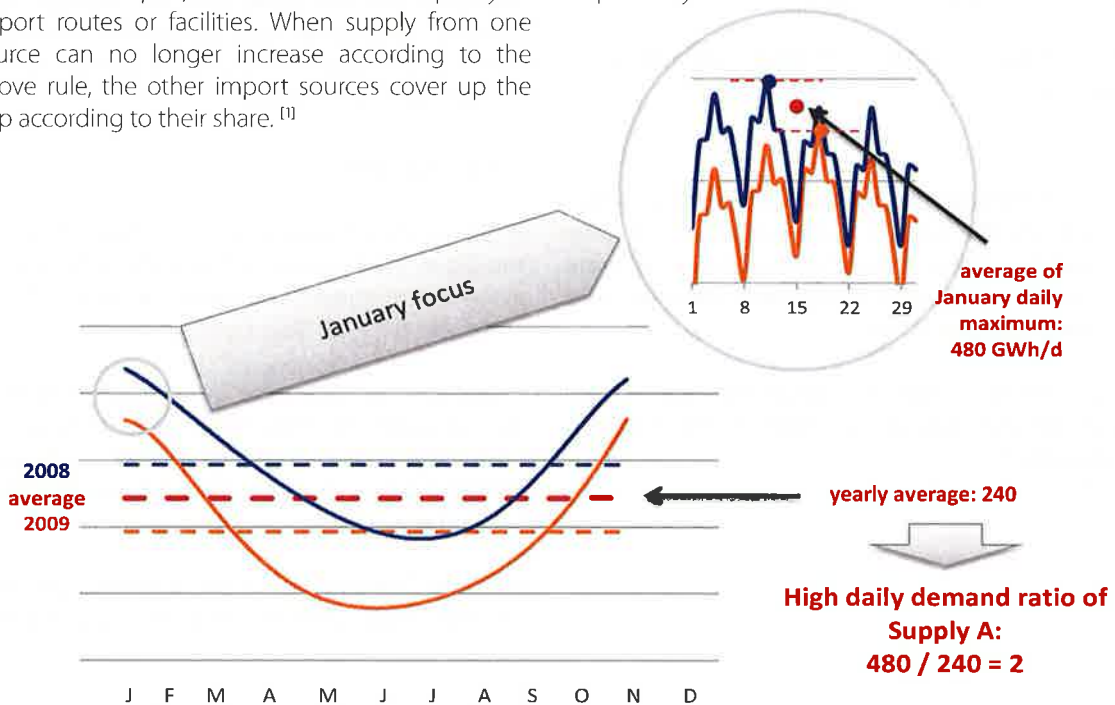


Figure 17: Determination of peak ratio for Supply A

[1] When Caspian supply (pipeline gas entering from Turkey) comes on stream, its share for the first year is derived by using the average load factor of other pipeline gas import sources of the previous year.



## Disruptions

When modelling the European gas network, ENTSOG considered different potential disruptions deriving from the current TSOs' analysis. They may change in future reports taking into account the evolution of the gas market. Four different disruption settings have been defined:

- *Transit disruption of Russian imports*

ENTSOG models two scenarios, a total interruption of flows through Belarus and through Ukraine. ENTSOG assumes a diversion of Russian gas to alternative routes as far as it is possible.

- *Technical disruption of Norwegian imports*

ENTSOG models a total interruption of flows from Norway to the UK. ENTSOG assumes a diversion of Norwegian gas to alternative routes as far as it is possible.

- *Technical disruption of North African imports*

ENTSOG models a 50% interruption of flows from Tunisia to Italy. ENTSOG assumes a diversion of Algerian gas to alternative routes as far as possible. There is no specific case for Libyan supply as this would not lead to new insights on European network resilience.

- *LNG supply disruption*

ENTSOG models a total supply disruption of Qatari gas as being the worst case identified by GLE. Based on the joint study undertaken by GLE and ENTSOG, it is assumed that such disruption lasts 30 days and focuses in particular on the High Daily Demand conditions within such period. Such scenario will only impact countries receiving currently LNG from Qatar, such countries are Belgium, Italy, Spain and UK. LNG terminal storage facilities are used in order to smooth reduction but no spot delivery is taken into account. The resulting send-out levels represent 55% of the send-out defined under the Reference Case for the UK terminals, 11,5% for the Belgian terminal and 53% for the Italian terminals. In the case of Spain, the lack of LNG from Qatar is completely compensated by LNG storage tanks and does not reduce the send-out. Due to the globalised LNG market, the historical data could suffer variations, and consequently the management of the LNG Tanks and % of reduction of send-out could vary.

## Storage deliverability

When modelling the European gas network, ENTSOG considered different levels of storage deliverability depending on the climatic conditions.

Under High Daily Demand/Supply, no limitation to UGS deliverability was considered for the Reference Case. ENTSOG modelled the limitation of storage deliverability to highlight what could be the consequences of low storage deliverability when facing High Daily Demand. Such deliverability reduction may be due to a high withdrawal during the previous period, and to some extent, to technical unavailability. The LNG terminal deliverability stays at 80% keeping the ability to send out gas at a high rate on a single day.

Under Average Daily Demand/Supply, ENTSOG did not consider any withdrawal or injection, as such simulations stand for the simulations of the whole year assuming storage neutrality.

Four different UGS deliverability settings were defined:

- *Not limited*
- *80% in 2011 (as new supply and storage projects decrease the individual storage load factor this case is not relevant for 2015 and 2020)*
- *70% in 2011, 2015 and 2020*
- *Not used*



### • Supply source mix

When modelling the European gas network, ENTSOG has considered different supply source shares. Under the Reference Case such shares derive from historical data as defined under Average and High Daily Supply definition above. Then supply source are increased/decreased depending of the scenario purposes.

Three different supply source mix settings were defined:

- *No predominance: as defined under the Reference Case*
- *Crisis supply: adaptation of the supply source mix under the Reference Case in order to face disruption (increase of LNG and UGS or increase of imports in case of low UGS deliverability)*
- *Supply predominance (Algeria, Caspian, Libya, LNG, Norway, Russia): one of the supply sources is set to the level of technical capacity while the others are decreased accordingly*

### • Scenario categories

#### Reference case scenarios

In order to evaluate the effects of disruptions, unavailability of storage and changes in supply mix (for which there are separate scenarios), ENTSOG defined a series of Reference Case scenarios. These scenarios accommodate different levels of demand (average/high), supply (average/high) and infrastructural capacity (FID / FID + Non-FID). These Reference Case scenarios should be seen as a benchmark for comparison with Security of Supply and Market Integration scenarios.

#### Security of Supply scenarios

ENTSOG aims at assessing the resilience of the network under a set of disruption scenarios or low storage deliverability. Such simulations were carried out under High Daily Demand condition for a one-day period. The chosen scenarios take into account the history, probability, season, frequency and duration of such occurrence as well as, where appropriate, geopolitical risks.<sup>[1]</sup> This may lead to some changes of the considered disruption scenarios in the future.

#### Market integration scenarios

Market integration modelling aims at assessing how far gas coming from each supply source can flow into the European gas network. In addition, this modelling gives an indication of how many sources are available to a certain country.

Market integration scenarios illustrate different possible evolutions of the supply mix impacted by factors such as reserves, their accessibility, the evolution of national demand of exporting countries and the existence of alternative markets to Europe.

The market integration scenarios also illustrate the potential for different supply sources as opposed to the supply potential defined under the Supply & Demand chapter.

Simulations are carried out under the Average Daily Demand conditions without the deployment of storage. Each import source (LNG, North Africa, Norway, Russia and Caspian) is individually increased up to 95% import route capacity, and in case of LNG to 80% of LNG terminal send-out (such limits stand for infrastructure availability on an annual basis). This capacity-based modelling does not consider potential supply limitations but is based on the assumption that a supply region can extend its production in the future. The respective other import sources are reduced in the same proportion (to their supply share), local reduction being more important in the region where the predominant source arrives in Europe. Dominant source is then spread homogeneously considering neither any potential contractual swaps nor flow pattern aiming at one particular region.

[1] Art. 9(1)(c), SoS-REG

### • Network model definition

To define the network model, ENTSOG applied a top-down approach using countries as basic building blocks interlinked by cross-border capacity. Such capacity is the sum of technical capacity at Interconnection Points between two adjacent countries having applied the lesser-of-rule to the values of the capacity at both sides of the border for each Interconnection Point. National production, LNG terminals and storage facilities enter the model within the respective countries<sup>[1]</sup> and are considered on aggregate basis per infrastructure type.

In order to be able to run a high number of scenarios, the model assumes that each country is a single decoupled entry/exit zone (not considering interconnection within a country). In addition, ENTSOG assumes that all gas flows can be accommodated for as long as they are consistent with the cross-border technical capacity. Focusing on cross-border issues, the European panoramic approach may not highlight some potential internal bottlenecks, gas quality issues and adaptation of national infrastructure to disruption situations. Such additional investment needs and their impact on cross-border capacity will be dealt with in the regional and national investment plans.

---

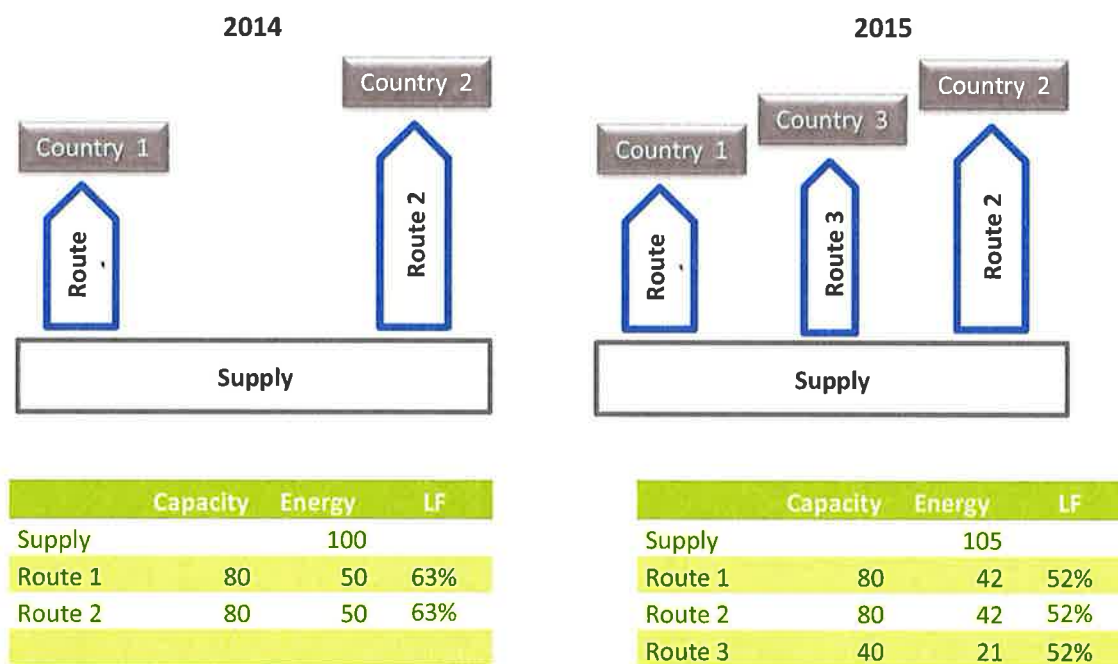
[1] According to their system connection NOT territorial location

Modelling process

**Supply initialization**

Supply initialization means the process of setting the initial supply and demand values for each modelling exercise. As for the supply, ENTSG defined the following categories: national production (NP), Russia, Norway, Algeria, Libya, Caspian, LNG, and underground storage (UGS). For each year and within each supply category, the different routes or facilities from the respective category use the same load factor. This initial approach does not consider differences in the use of a given supply source by different Member States as such differential use may not last for the whole 10 years. In case of an increase of the capacity of one supply route, the initialization process induces a relative reduction of the use of existing routes coming from the same supply source (cf. figure below).

This normative approach intends to facilitate the comparison of supply scenarios by applying the load factor reduction within each supply category separately. In addition, to illustrate scenarios with maximum use of each supply category, the high use of routes is modelled within the market integration simulation.



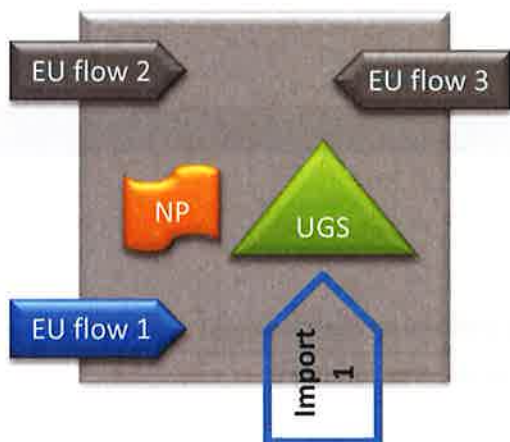
The total supply from this source is then shared among three routes decreasing the load factor of existing ones.

Figure 18: Impact of a new import route on load factors

## Flow pattern definition

The above described initialization of supply shares predefines a large number of the modelled flows; mainly import flows but also internal EU flows. The remaining flows within the EU which can be freely determined to balance each country's demand

with supply are determined country by country using the approximation of an equal load factor for undefined flows entering a country. Such load factors nevertheless differ from country to country.



	Capacity	LF	Energy
NP	100	100%	100
UGS	200	90%	180
Import 1	200	70%	140
EU flow 1	100	50%	50
EU flow 2	30	?	?
EU flow 3	90	?	?
Demand			550

For country A, EU flows 2&3 have to cover 80 energy units but their load factor is still undefined. It is equal to  $80/(30+90)=67\%$ . EU flows 2 and 3 thus bring 20 and 60 units respectively.

Figure 19: Example of Load Factor (LF) determination

## Modelling fine-tuning

The previous two steps provide general guidelines to define flow directions and levels. Modifications to such flow patterns may be required because of regional balancing issues or within-EU bottlenecks taking into account TSOs experience and assuming a free diversion of each supply along transit routes. Supply category shares nevertheless always stay within a 2% limit from the initialization level for pipe imports (Norway, Russia and North Africa) except under UGS deliverability and market integration scenarios.

When the overall demand of a given area cannot be supplied, flow patterns have been defined in order to spread the lack of supply evenly. Alternative flow patterns could reduce the number of impacted countries by increasing the demand curtailment in others. Such alternative patterns may be considered only after security of supply regulation implementation.

## Security of supply modelling

For the modelling of disruptions, ENTSG considered that market-based mechanisms are used first to cover the demand. Where demand curtailment is necessary, the reduction is equally distributed among the systems (countries) concerned. More targeted demand reductions will be considered once the SoS REG has been implemented and demand-side measures as well as the definition of the protected customers are known.

#### • Graphical representation

Scenario modelling results are presented through different graphical tools providing information on infrastructure capacity and remaining flexibility under the determined flow pattern. Remaining flexibility is defined as the unused part of the technical capacity under a given scenario and flow pattern. Such flexibility may be used to cope with additional needs or enable shippers to better optimize their supply.

Each infrastructure category is represented with a different symbol, the size of which is linked to its capacity and the colour to the remaining flexibility. Remaining flexibility is also defined at country level.

#### • Remaining flexibility formulas

For a given infrastructure category (e.g. pipes from country A to country B):

$$1 - \frac{\text{Flows from country A to country B (as defined by the modeling)}}{\text{Firm technical capacity from country A to country B}}$$

Weighted average for country A:

$$1 - \frac{\sum \text{Flow entering Country A from pipes, UGS, NP and LNG (as defined by the modeling)}}{\sum \text{firm technical entry capacity into country A (from pipes, UGS, NP \& LNG)}}$$

In case of disruption scenarios, capacity of entering flows coming from the disrupted area are not considered in order to take into account the disruption impact on flexibility.

As far as remaining flexibility indicators are defined under a given scenario and flow pattern, in particular those referring to individual infrastructure category, they only provide a raw indication on the flexibility level.

### • Overview of modelling results

The modelling carried out by ENTSOG highlights a number of investment gaps and lists projects that may serve as potential remedies for closing these gaps. As only a single network user or a perfect market enables an optimal use of cross-border capacity, actual investment needs by the market may be higher. The identification of actual investment gaps also need to take into consideration the characteristics of the ENTSOG model which focuses more on cross-border issues and Europe-wide supply demand balance rather than the detailed modelling of each individual system and supply contract considerations.

More specific assessments, such as in regional investment plans and national plans, will enable a deeper analysis of local conditions and each system characteristics and may identify these additional investment needs.

### • Reference case and Security of Supply

The modelling carried out by ENTSOG in 2010 highlights investment gaps consistent with those identified in the previous TYNDP 2010-2019. The region of Denmark-Sweden still needs better interconnection to the rest of Europe while Hungary, Macedonia and Slovenia do not suffer any demand curtailment under High Daily Demand without disruption anymore owing to the effect of the economic downturn on gas demand.

In addition some countries suffer from system congestion under Reference Case not impacting neighbouring countries. These are Finland, Greece, Luxembourg and Serbia.

Whereas the proposed non-FID projects could solve the first two regional issues, they are insufficient to close the third one.

By analyzing the modelling results, ENTSOG does not intend to provide any priority list of projects to be implemented. ENTSOG aims to provide stakeholders with signals that can be further investigated in their decision-making processes for market-triggered investment or for European funding. Future regional investment plans and national plans will contribute to further analysis of such projects. Identified gaps and their potential remedies may be considered as inputs for those plans.

The following paragraphs provide an overview of the simulation results and focus on the above identified security of supply issues.

In addition, the remaining flexibility range of each country under each scenario may be found in Annex E.

Modelling of the respective scenarios confirms the predominant role of storage in covering High Daily Demand across Europe and the need for high deliverability when facing such climatic conditions.

#### Identified investment gaps and remedies

The following graphs show the evolution of the remaining flexibility across Europe under the High Daily Demand Reference Case both along the 10-year range and according the two infrastructure scenarios.

Although the overall situation improves over the 10-year range owing to the FID projects to be implemented in the near future, there are still three regions that will not have enough capacity to achieve full supply demand balance under High Daily Demand conditions. Such regions are:

In addition, they illustrate the evolution of the above identified congested areas.

The areas lacking flexibility, being group of countries (Region) or individual countries, are defined on the basis of physical congestion at the entries of the area. Physical congestion in these cases is determined for remaining flexibility of less than 5% for Reference Case scenarios and of less than 1% for Security of Supply scenarios.

- *Denmark-Sweden under the Reference Case*
- *Central and South-Eastern Europe under the Ukraine disruption*
- *Poland-Lithuania under the Belarus disruption*

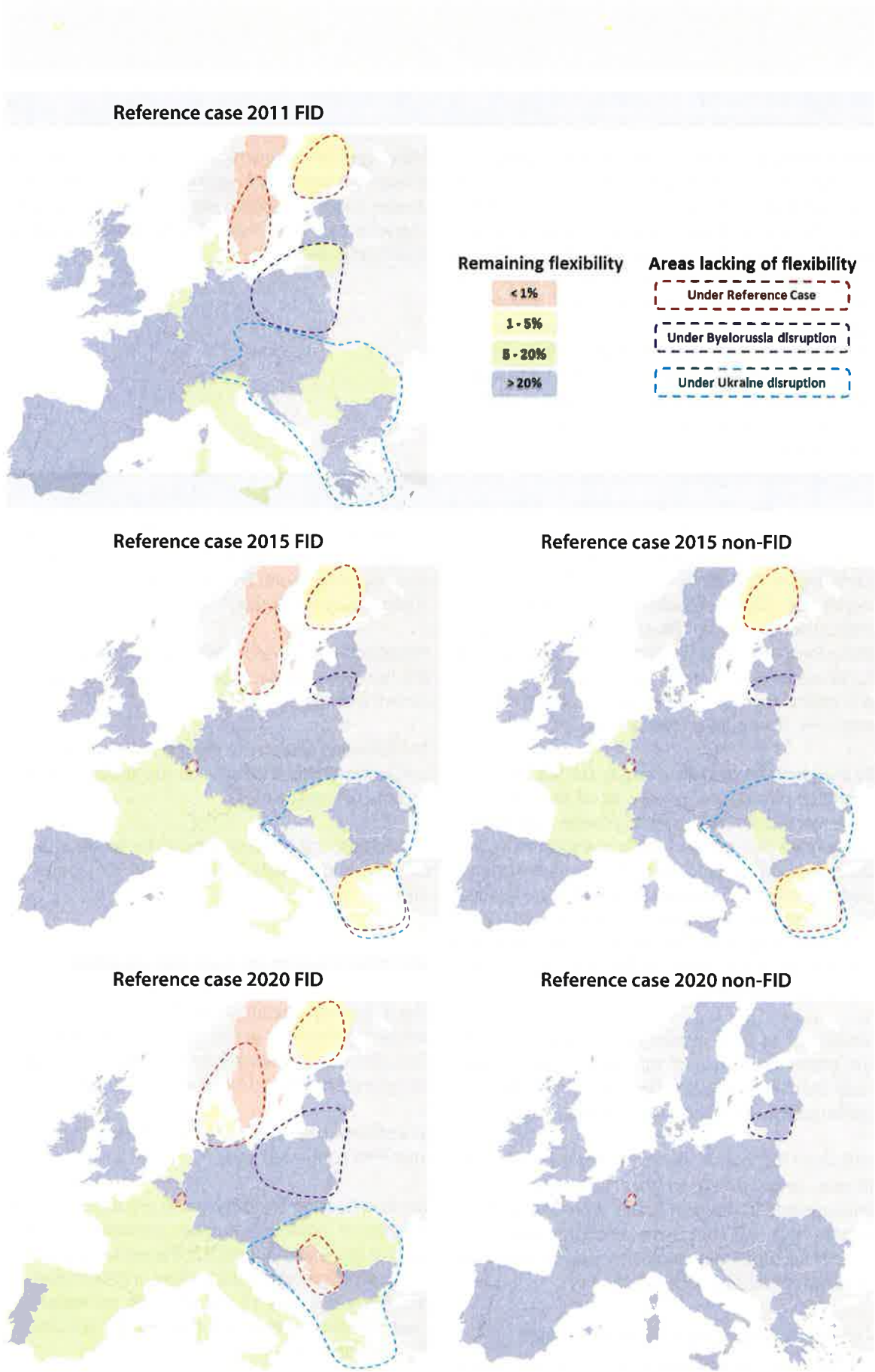


Figure 20: Evolution of remaining flexibility



The following tables list those countries where the supply demand balance indicates additional capacity needs. Identified remedies are part of the proposed FID and non-FID projects with no priority in their use.

Additional remedies may exist and remedy efficiency should be further investigated and assessed by stakeholders.

## 2011

Situation with FID Projects		FID projects closing the gap by 2015	
Country	Remaining flexibility	Congestion	Identified remedy
<b>Reference Case (High Daily demand)</b>			
FI	1-5%	RU > FI	
SE	<1%*	DK > SE	
<i>(*): High Daily Demand covered through the use of DK&gt;SE climatic interruptible capacity</i>			
<b>Belarus disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
LT	<1%	LV > LT	
PL	<1%	DE & CZ > PL	LNG terminal to come on-stream in 2015
<i>Polish and Lithuanian High Daily demand (including transit to Kaliningrad) is covered by 68%</i>			
<b>Ukrainian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
AT	<1%	DE > AT	IT>AT & DE>AT to come on-stream between 2012 and 2013
BG	<1%	Reg. Cong.	
HR	<1%	Reg. Cong.	
CZ	<1%	DE > CZ	DE>CZ to come on-stream in 2013
FY	<1%	Reg. Cong.	
GR	<1%	TK > GR	
HU	<1%	Reg. Cong.	
RO	<1%	Reg. Cong.	
RS	<1%	Reg. Cong.	
SK	<1%	Reg. Cong.	DE>CZ will enable CZ>SK flow in 2013
SI	<1%	Reg. Cong.	AT>SI to come on-stream in 2012
<i>Total demand for the region defined by all above countries is covered by 81%. Individual country's supply demand balance cannot be assessed in this TYNDP due to the current lack of criteria.</i>			
<b>LNG disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
Remaining flexibility of impacted countries (BE, IT & UK) is higher than 5%			
<b>Norwegian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
Remaining flexibility of impacted country (UK) is higher than 5%			
<b>North African disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
Remaining flexibility of impacted country (IT) is higher than 5%			
<i>Note: it should be considered that for some countries the analysed disruptions approximate the assessment of N-1 rule envisaged by the REG-SoS</i>			
<b>UGS 80% deliverability (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
No additional disruption (gas quality not considered)			
<i>No additional disruption (gas quality not considered)</i>			
<b>UGS 70% deliverability (additional investment gaps to the Reference Case)</b>			
Global disruption across Europe except for the Baltic (Finland, Estonia, Latvia and Lithuania) and Balkan areas (Croatia, Hungary, Serbia, Romania, Bulgaria, FYROM and Greece), as these regions are poorly connected to the rest of Europe in 2011. Import capacity from Russia and North Africa and Norway was considered at its daily maximum (100% load factor), it is however not possible to supply the required volumes.			

## 2015

Situation with FID Projects		Situation with non-FID Projects		
Country	Remaining flexibility	Congestion	Identified remedy	Remaining flexibility
<b>Reference Case (High Daily demand)</b>				
FI	1-5%	RU > FI	None	1-5%
GR	1-5%	LNG, TK & BG > GR	None	1-5%
LU	1-5%	BE & DE > LU	None	1-5%
SE	<1%*	NO & DK > SE	NO & DK > SE	>25%
<i>(*): High Daily Demand covers through the use of DK&gt;SE climatic interruptible capacity</i>				
<b>Belarus disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
LT	<1%	LV > LT	None	<1%
<i>Lithuanian High Daily demand (including transit to Kaliningrad) is covered by 25% with existing infrastructures plus FID and by 43% with addition of non-FID projects.</i>				
<b>Ukrainian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
BG	<1%	Reg. Cong.	Global improvement due to AT & SK > HU	<1%
HR	<1%	Reg. Cong.		<1%
FY	<1%	Reg. Cong.		<1%
GR	<1%	BG & TK > GR		<1%
HU	<1%	AT & SK > HU		<1%
RO	<1%	Reg. Cong.		<1%
RS	<1%	Reg. Cong.		<1%
<i>Total High Daily demand for the region defined by all above countries is covered by 70% with existing infrastructure plus FID and by 75% with addition of non-FID projects. Individual country's supply demand balance cannot be assessed in this TYNDP due to the current lack of criteria. With non-FID projects (AT to HU capacity increase) remaining flexibility for Austria is inferior to one per cent but still enable to cover the whole demand.</i>				
<b>LNG disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted countries (BE, IT & UK) is higher than 5%				
<b>Norwegian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted country (UK) is higher than 5%				
<b>North African disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted country (IT) is higher than 5%				
<b>UGS 70% deliverability (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
No additional disruption (gas quality not considered)				
<i>Requires respectively with FID projects (and non-FID projects) Russian imports up to 113% (and 112%) , Algerian imports up to 110% (and 107%) and Norwegian imports up to 115% (and 112% both within Gassco maximum flexibility range) in comparison with the average daily potential supply of each source.</i>				

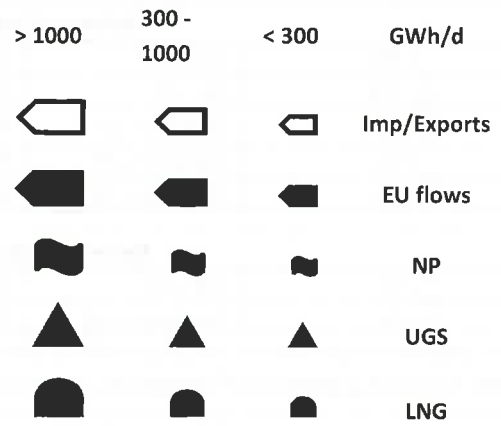
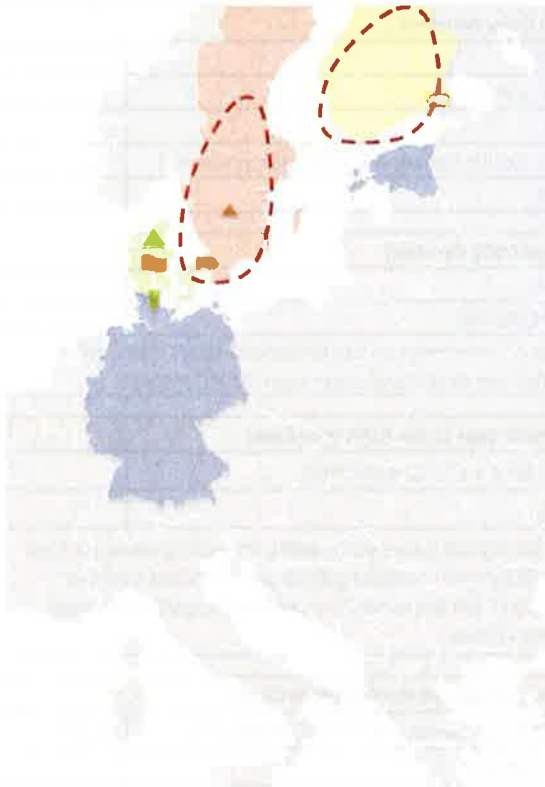
2020

Situation with FID Projects		Situation with non-FID Projects		
Country	Remaining flexibility	Congestion	Identified remedy	Remaining flexibility
<b>Reference Case (High Daily demand)</b>				
DK	1-5%	DE > DK	DE > DK	
FI	1-5%	RU > FI	LNG, EE > FI	
LU	<1%	BE & DE > LU	None	
RS	<1%	BG & HU > RS	BG > RS (South Stream & RS-BG Interconnector)	
SE	<1%	DK & NO > SE	NO > SE	
<b>Reference Case (Average Daily demand)</b>				
DK	<1%	DE > DK	DE > DK	
SE	<1%	Regional cong.	DE > DK, NO > SE	
Such congestion results from the annual gas deficit of the Denmark-Sweden region. Such situation implies that Danish system is not able to guarantee full storage injection which may hamper its ability to cover High Daily Demand.				
<b>Belarus disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
LT	<1%	LV > LT	LNG, PL & LV > LT (not sufficient)	
PL	<1%	DE > PL & CZ > PL	DE > PL	
Polish and Lithuanian High Daily Demand (including transit to Kaliningrad) is covered by 80% with existing infrastructures plus FID and by 93% with addition of non-FID projects. With non-FID projects remaining flexibility for Poland is inferior to one per cent but still enable to cover the whole demand. The PL to LT link will move PL under the disrupted area under certain flow pattern, but the project still improved the overall demand cover.				
<b>Ukrainian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
BG	<1%	Regional cong.	RU > BG (South Stream) & TK > BG (Nabucco)	>25%
HR	<1%	Regional cong.	Fourth Corridor	
FY	<1%	Regional cong.	Fourth Corridor	
HU	<1%	Regional cong.	RO > HU (Nabucco) & RS > HU (South Stream)	>25%
GR	<1%	Regional cong.	TK > GR (ITGI)	
RO	<1%	Regional cong.	BG > RO (Nabucco)	>25%
RS	<1%	Regional cong.	BG > RS (South Stream & RS-BG Interconnector)	
Total High Daily Demand for the region defined by all above countries is covered by 68% with existing infrastructure plus FID. Individual country's supply demand balance cannot be assessed in this TYNDP due to the current lack of criteria. With non-FID projects included there is 100% demand coverage, hence the full High Daily Demand can be met.				
<b>LNG disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted countries (BE, IT & UK) is higher than 5%				
<b>Norwegian disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted country (UK) is higher than 5%				
<b>North African disruption (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Remaining flexibility of impacted countries (ES & IT) is higher than 5%				
<b>UGS &amp; LNG terminal 70% deliverability (additional investment gaps to the Reference Case)</b>				
Global disruption across Europe except Baltic area (Finland, Estonia, Latvia and Lithuania), Romania, Bulgaria, FYROM, as these countries are not well connected to the rest of Europe in 2020 with only FID projects. Import capacity from Russia and North Africa and Norway was considered at its daily maximum (100% load factor), it is however not possible to supply the required volumes. Such congestion disappears with the non-FID projects.				
With non-FID projects in addition, European balance does not need additional import in comparison with the Reference case where UGS use of storage is below 60% of the maximum deliverability.				

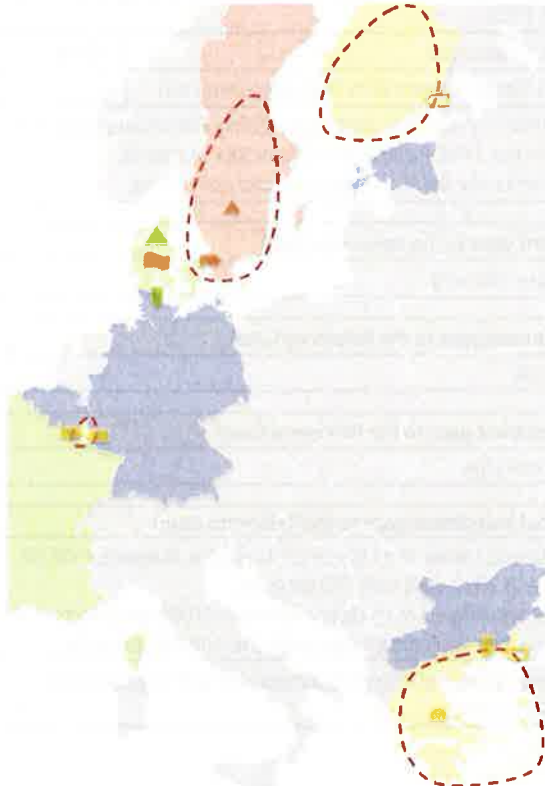
**Focus on identified congested areas under Reference Case and disruption scenarios**

Following maps provide possible flow pattern and supply configuration within and around congested areas.

**Reference case 2011 FID**



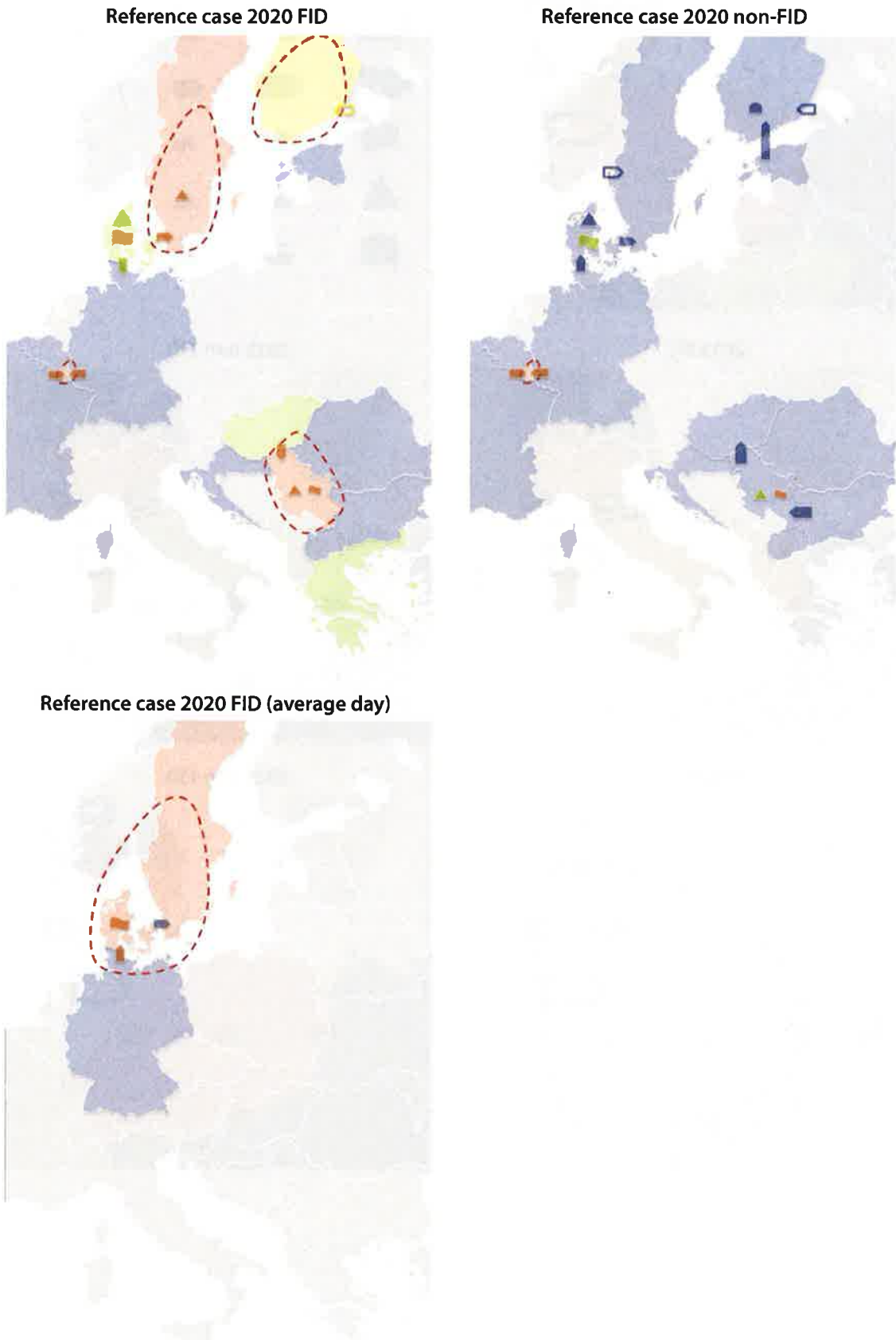
**Reference case 2015 FID**



**Reference case 2015 non-FID**



Figure 21: Reference Case



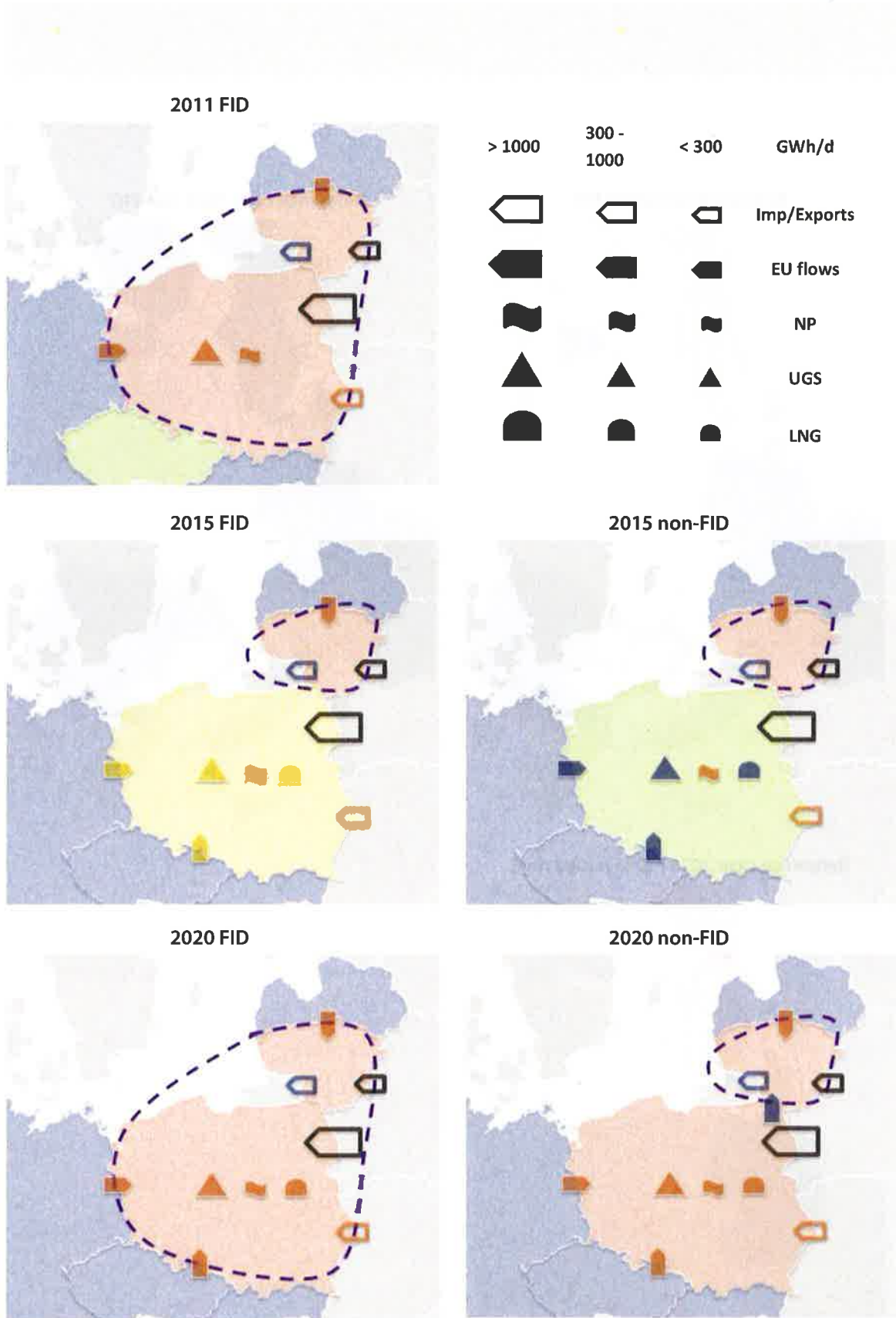


Figure 22: Belarus disruption

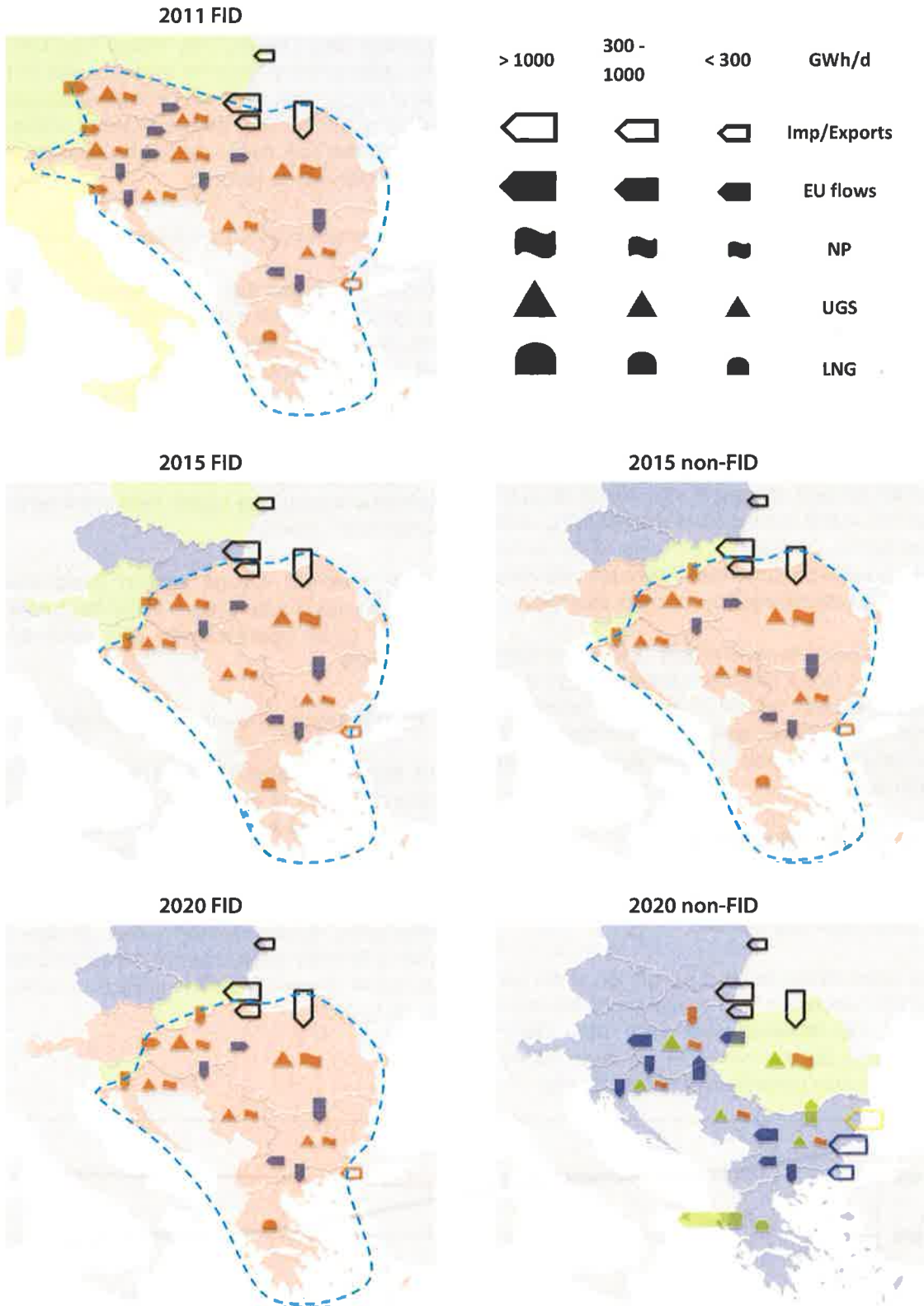


Figure 23: Ukraine disruption

- Key conclusions on Reference Case and disruption scenarios

From the presented analysis, it should be concluded that most parts of the European transmission system offer a reasonable level of flexibility under all modelled scenarios.

Regarding the Reference Case the natural trend is a decrease of such flexibility due to the simultaneous increase of demand and decrease of national production with particular impact on Scandinavia, Luxembourg, Serbia and Greece. Such trend could be reversed with non-FID projects coming on-stream except for Luxembourg.

LNG, Norway and North Africa disruptions should not limit the ability of European countries to cover their overall demand whereas Russian transit disruptions will not enable some regions (part of Baltic, Central and Eastern Europe) to meet their whole demand with only FID projects. Nevertheless such disruptions could be well managed by the other countries.

Non-FID projects could enable Central and Eastern Europe to face a transit disruption through Ukraine, additional ones will nevertheless be necessary to enable Lithuania and potentially Poland to meet their whole demand under a transit disruption through Belarus.

**Low storage deliverability**

- Impact of UGS projects on storage potential use under High Daily Demand

The graph below shows the evolution of the use of UGS in comparison with its maximum deliverability under the Reference Case High Daily Demand conditions (Storage being the last resort supply as defined under the section High Daily Supply).

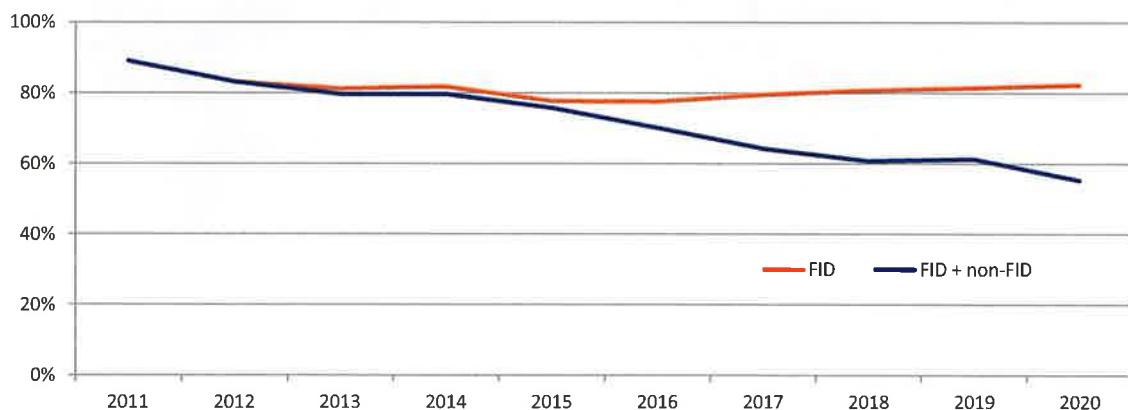


Figure 24: Evolution of UGS use as last resort supply

The necessity to use UGS as supply of last resort to face High Daily Demand may reduce from now to 2015 offering more flexibility to the market in the use of storage. This trend will be sustainable toward 2020 only with non-FID storage projects coming on-stream. Otherwise, due to the Net Demand increase, this flexibility will be reduced.

- Network sensitivity to UGS deliverability limitation

Modelling as shown that if the European gas market can be balanced with storage deliverability of at least 80% in 2011 and 70% in 2015, lower deliverability will cause imbalances as potential imports will be insufficient to compensate for the decreased amount of gas withdrawn from storage. This highlights a storage capacity or a supply gap, rather than a transmission capacity gap even if the need for additional imports may trigger new investments in transmission capacity.

In 2020, non-FID storage projects could largely reduce the risk of supply gap enabling the European network to be balanced with UGS deliverability around 50%.

- Key conclusions on low storage deliverability

This sensitivity analysis confirms the impact of the seasonal pattern of gas market where storage will continue to play a key role in order to face the need of additional gas during the winter in parallel to any additional need for supply flexibility. It is therefore necessary that storage use ensures sufficient deliverability throughout the winter. Storage use which is far more independent of climatic conditions will require all non-FID storage projects to come on-stream by 2020.



**Results of market integration scenarios**

**Ability to enjoy a diversified supply portfolio**

Through this chapter ENTSOG makes the first outlook of European gas market integration. Then the chosen criteria and the targeted level should be seen as a proposal aiming to fuel the discussion with stakeholders.

The following graph shows the ability of the European network to give end-consumers access to different supply sources such as the European production, Algeria, Caspian region, Libya, LNG, Norway and Russia. If LNG is counted as a single source, it actually

offers a wider supply diversification than a pipe gas source due to the globalization of the LNG market. A given supply source is considered when superior to 5% of the country needs (demand plus exit flows to adjacent systems).

This graph results from the pooling of different simulations (i.e. one simulation per one source). This means that for a given country, the access to different sources may not be simultaneous as simulations only aims to test the ability to have access to predominant supplies one by one.

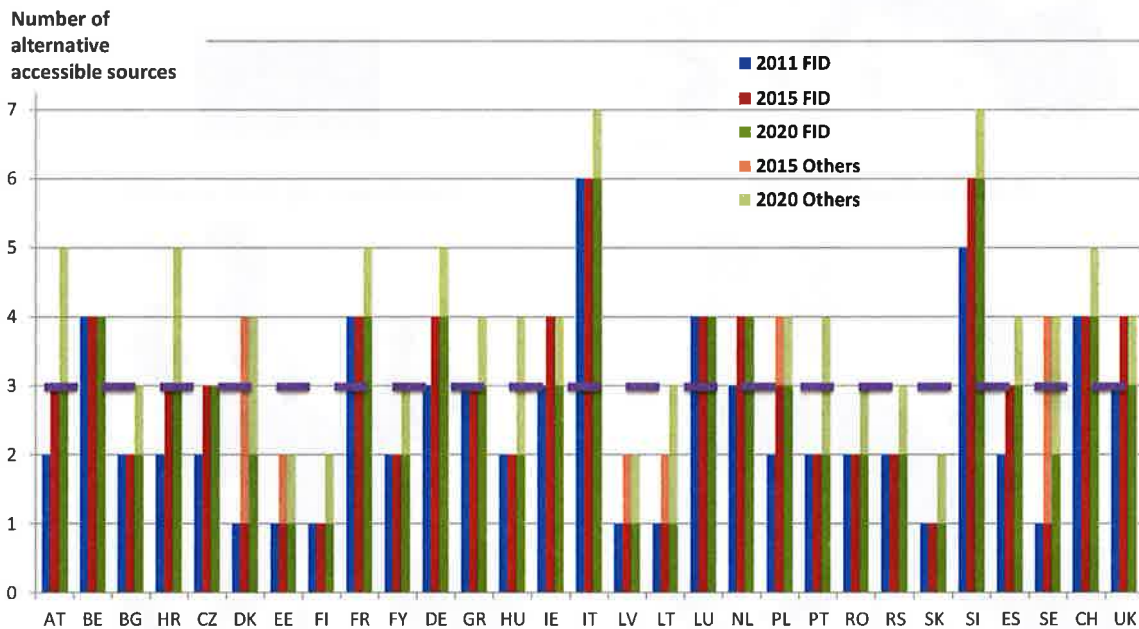


Figure 25: Market integration evolution – country outlook

The above graphs shows that from a pure infrastructure perspective, the market integration will increase in the time due to both FID and non-

FID projects. The graph below shows the percentage of countries having access to three or more different supply sources:

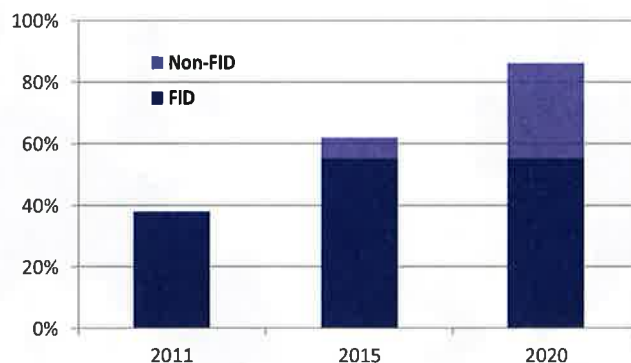


Figure 26: Market integration aggregated evolution

In 2020, with non-FID projects, 4 countries would still not have access to at least three different sources.

### Potential influence of import sources

Following maps illustrate how far gas from one source may evenly spread into the European gas network. Such maps result from Average daily demand simulations.

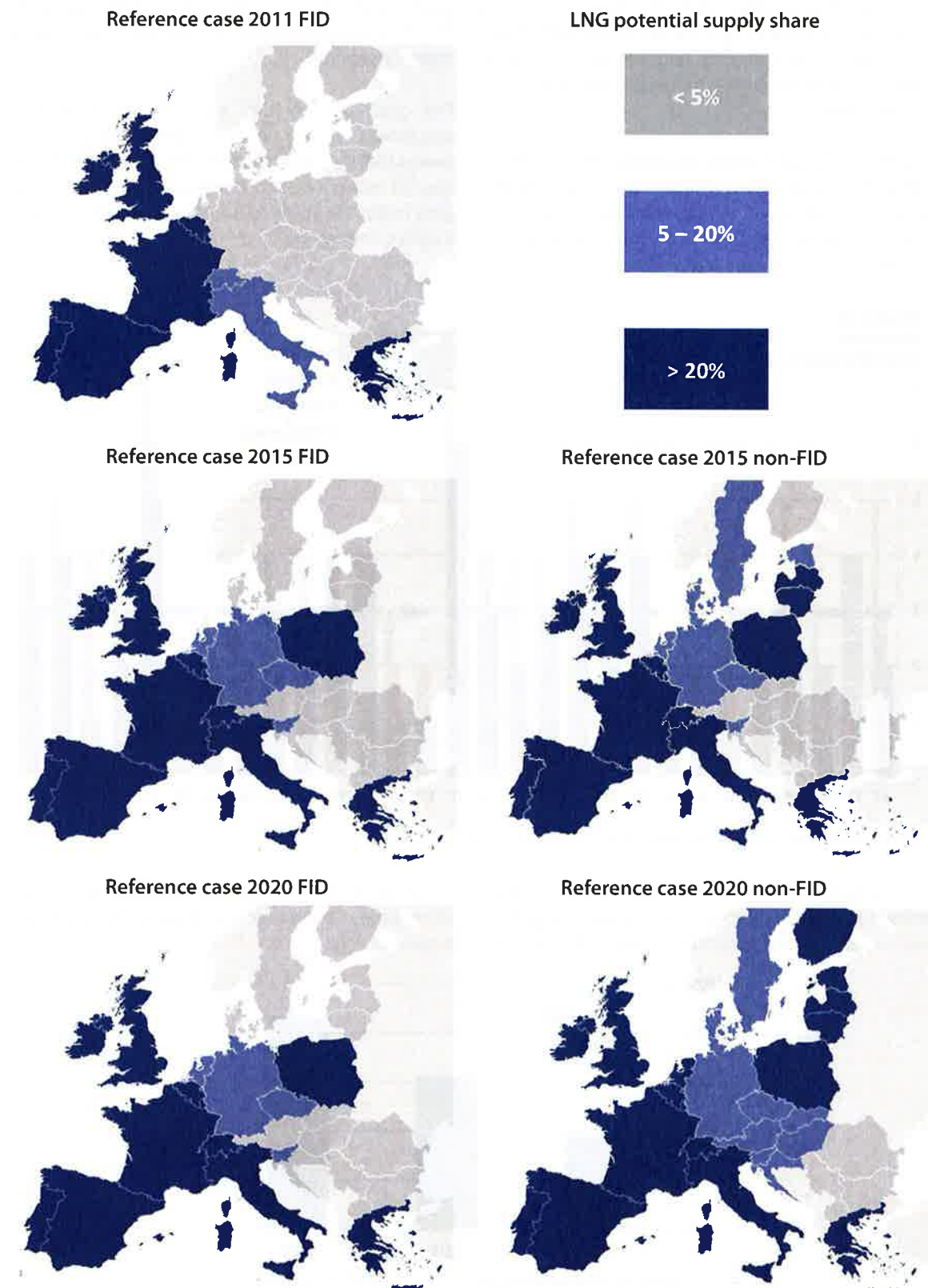


Figure 27: Evolution of LNG influence in the European gas network

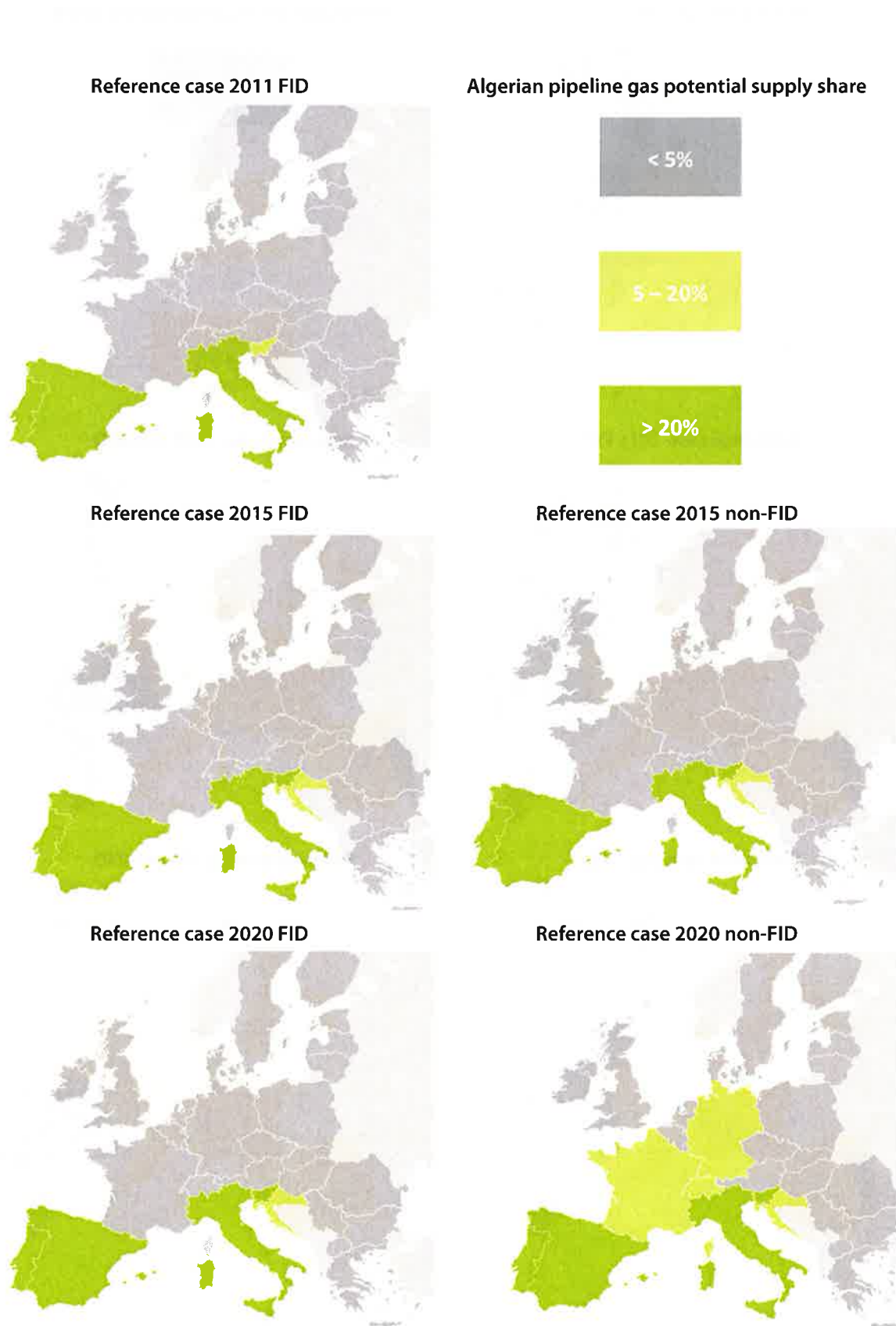


Figure 28: Evolution of Algerian pipeline gas influence in the European gas network

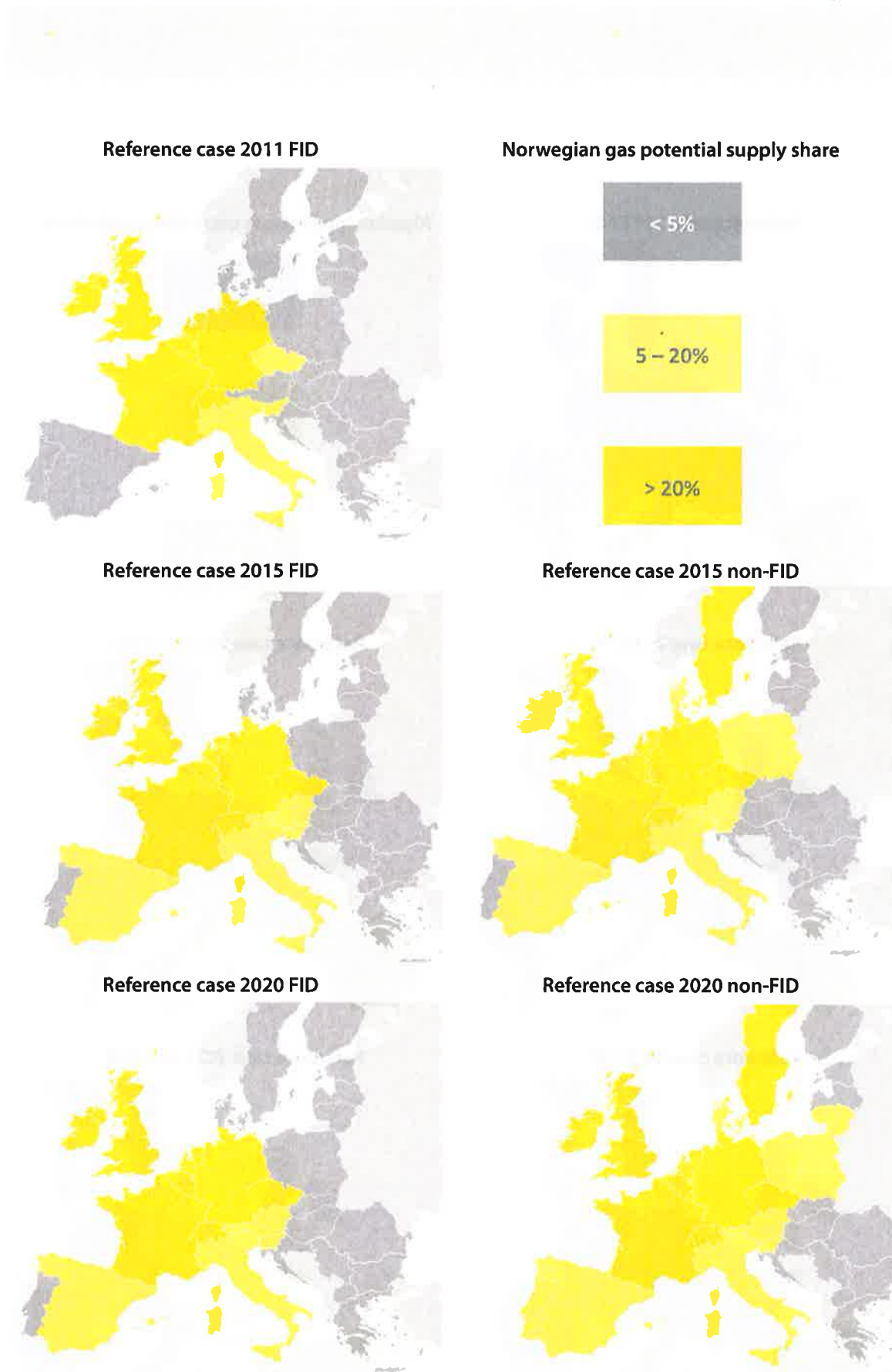


Figure 29: Evolution of Norwegian gas influence in the European gas network

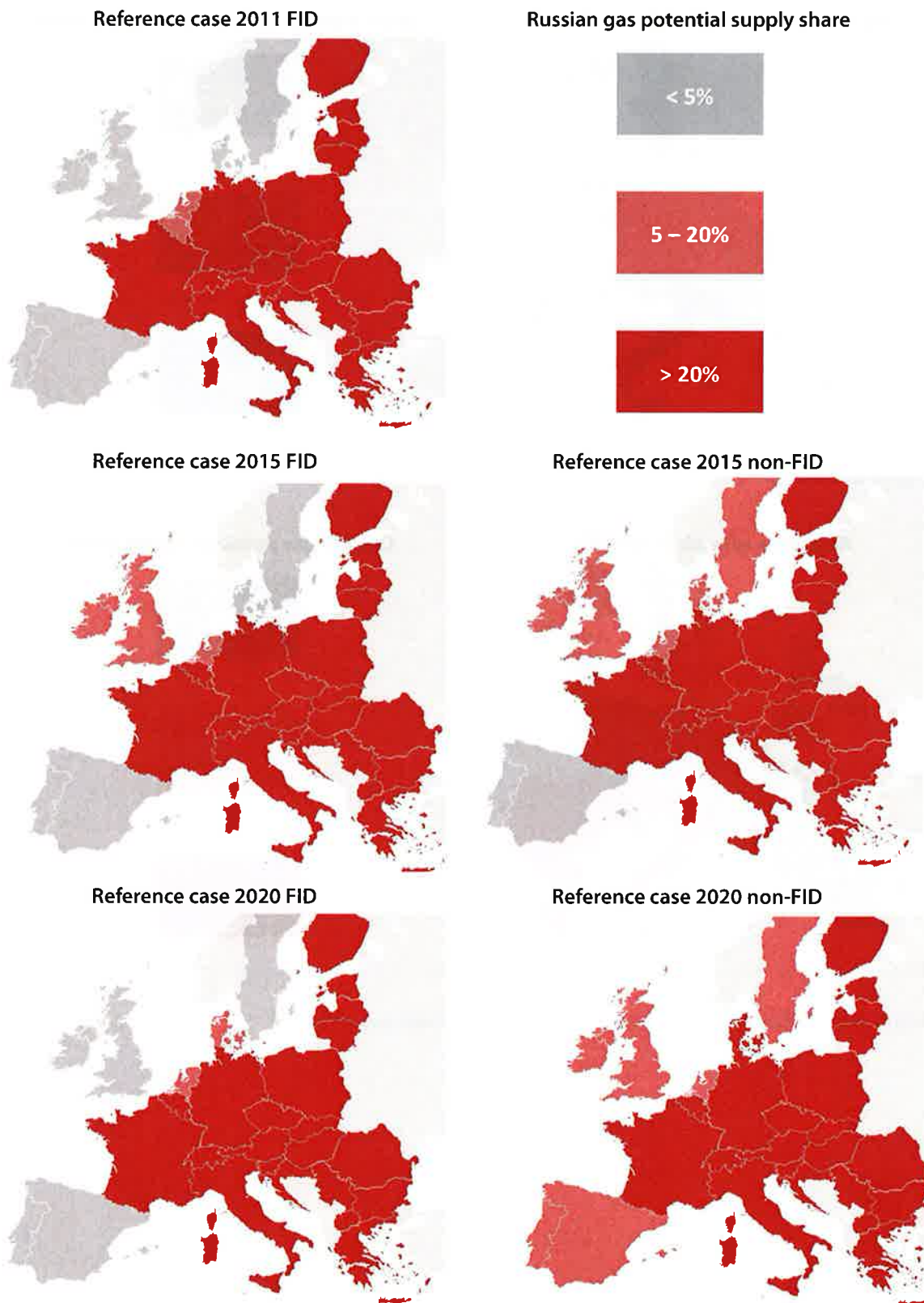


Figure 30: Evolution of Russian gas influence in the European gas network

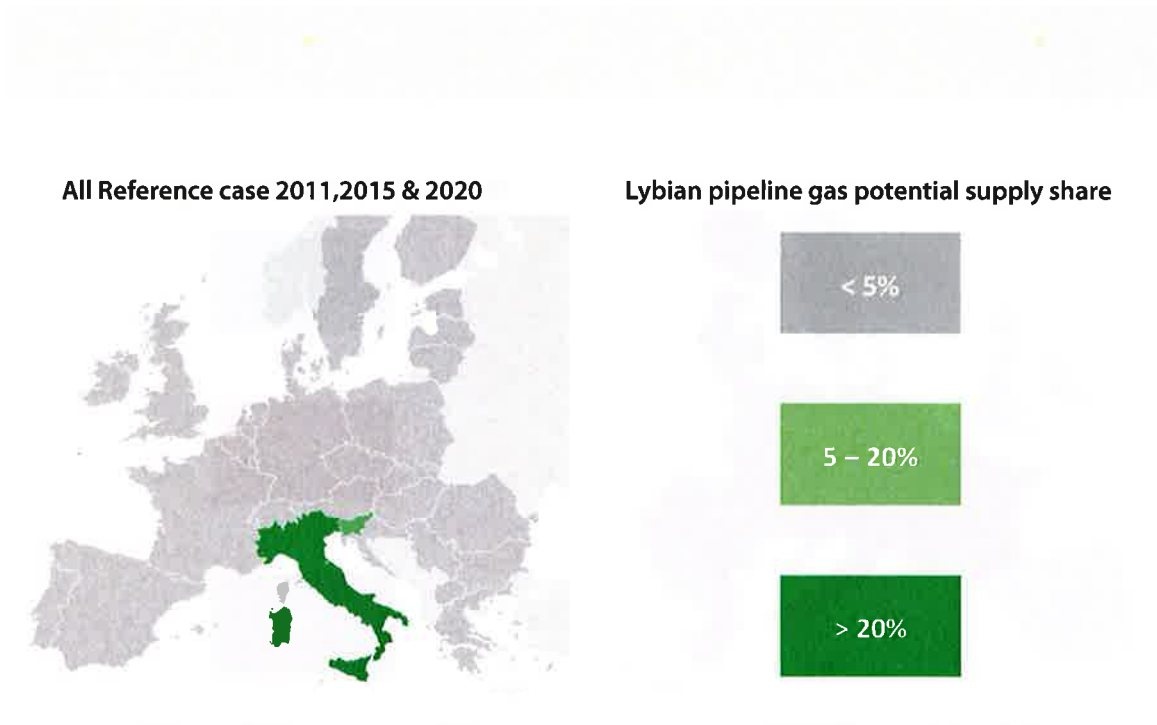


Figure 31: Evolution of Libyan pipeline gas influence in the European gas network

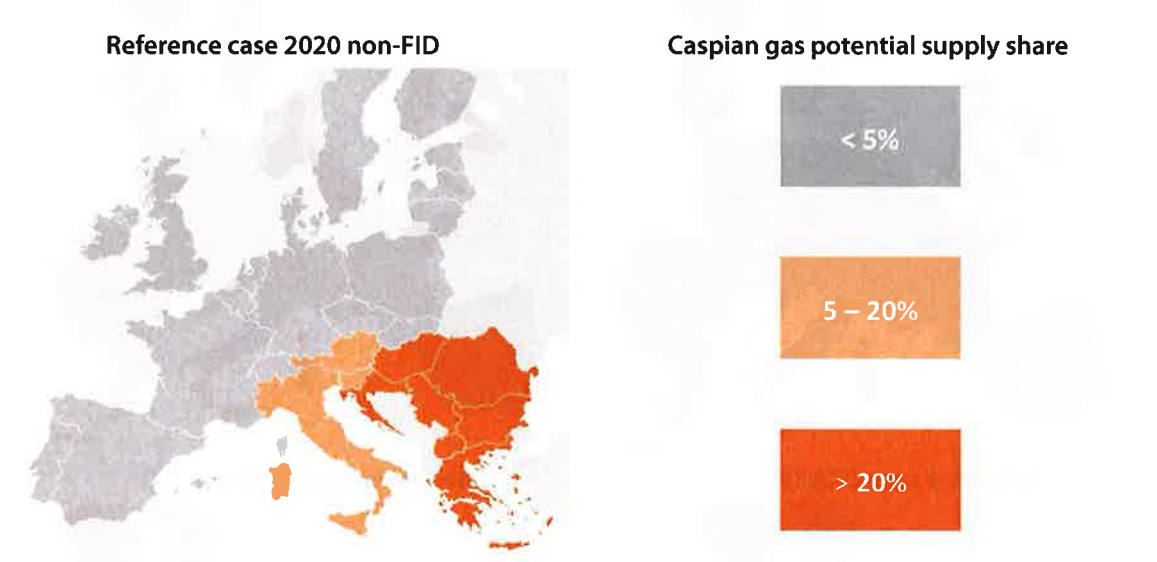


Figure 32: Evolution of Caspian gas influence in the European gas network

### **Capacity limitation to supply predominance on Average daily demand**

When modelling the Average Daily Demand for the European gas network and applying only the technical capacity limit to each supply source, there are only few internal EU bottlenecks that hamper an even spread of gas coming from predominant supply. The only limitation was found for LNG which is a counter-flow to the two main historical supply sources (Norway and Russia). Such limitation was identified for the Iberian Peninsula and Greece; in all cases this was due to the lack of capacity to France and Bulgaria respectively. In 2020 taking into account non-FID LNG terminal projects, even if the capacity congestion between Spain and France will have been relieved, the lack of eastward export capacity from France will hamper LNG maximization in Iberian Peninsula and France and its spread further into the European gas network.

Other limitations would certainly appear under additional climatic cases or simultaneous maximisation of several supply sources. Nevertheless this modelling is the first attempt to encompass market integration and still signals main trends. ENTSOG hopes that it will give the opportunity to stakeholders to better define the expected level of market integration and the way to describe it.

### **Supply considerations on market integration**

Previous considerations show that from the infrastructure perspective, market integration may progress due to new infrastructure projects. However, in parallel, this may require additional supply in comparison with the considered potential supply within this report.

This is due to the fact that imports will, in the future, first replace the decreasing national production. More supply will thus be consumed closer to the import entry point decreasing its ability to get transported further into the European gas network without additional quantities. For Russia and Norway, such additional supply may not need additional import points than those included in the FID and non-FID projects as the import routes already provide a high level of flexibility in comparison with the potential supply. Situation could be different for North Africa, Caspian gas and LNG where such supply may reverse the role of some countries from final markets to “transit” countries. In such case, some investment may be required to send gas into the core of the

European gas network where this gas coming from new supplies will be able to make use of the existing, well-meshed network already in place.

### **Key conclusions on market integration**

ENTSOG analysis represents the first attempt to describe the level of market integration of the European gas network. If it should be seen as an experimental contribution, it nevertheless highlights heterogeneous situations but an improving trend among European countries and the need of additional imports to sustain this trend.

It should be also noticed that most of the infrastructure projects have some benefit both from a security of supply and market integration point of view.

## Conclusions and the Way Forward



Image courtesy of OMV Gas

Declining indigenous production, increasing as well as decreasing demand, and supply strategies different from those of the past mean that the transmission network must be able to accept and transport new and ever more diverse sources of gas from its delivery point to where it is needed regardless of the national boundaries. The flow patterns are much more variable and require greater flexibility of the European transmission network.

Considering the uncertainties that the European gas industry currently faces with regards to further development of the gas market, ENTSOG identified a wide range of scenarios to capture possible different futures.

From the point of supply, ENTSOG's findings confirm the current declining character of gas production in Europe signalling the need for increase of gas imports to cover the European demand in the future. With regards to non-EU supply, and based on information available in the public domain, there is potential for increase in imported volumes from all current supply sources (Algeria, Libya, LNG, Norway, Russia) even though the room for increase differs. There is also a high likelihood of introduction of new supply sources from the Caspian region, the extent of which will depend on the development of necessary infrastructure from the production to the European market as well as on the competition for the gas from other regions. Generally, the future potential of the producing countries will depend on the ability to exploit their gas reserves. This applies in the same way to the European potential of non-conventional gas sources.

Due to the uncertainties, it is difficult to draw clear conclusions; the supply figures as used in this Report nevertheless show that there may be significant supply flexibility in meeting the European demand, the level of which will depend on the demand development as well as on the realisation of the supply potential. The indigenous production will continue to play an important role in securing gas for Europe even if the decline in production is clear. Its annual share is expected to drop from about 37% to 22% considering the ENTSOG annual demand outlook. Development of all other identified gas sources is therefore required to cover the overall balance and contribute to the security of gas supply.

From the point of demand, the recent economic downturn has had a dampening effect on the annual gas demand and the future demand outlooks. In addition, stakeholders seem to input in their models differing views on the role of gas in meeting the environmental targets which significantly widens the demand outlook range. The difference between the lowest and highest outlooks for 2020 considered in this TYNDP<sup>[1]</sup> is about 20% (in absolute terms this means 1,141,599 GWh or approx. 104 bcm).

In absolute terms, the ENTSOG EU-27 demand outlook is the highest of all; nevertheless, there is a noticeable difference between the ENTSOG outlook produced in 2009 and 2010. It is also worth noting that ENTSOG's figures show very different gas demand development on the 10-year range at the national level ranging from a 25% drop in demand

[1] Outlooks produced by ENTSOG, Eurogas, IEA, and PRIMES (for the European Commission)



(Denmark) to a 75% increase in demand (Slovenia).

It is crucial to note that **infrastructure is designed according to the peak capacity demand** driven particularly by extreme climatic conditions and trading flexibility requirements as well as by supply disruption management. Forecasts of High Daily Demand, which are among the most important inputs into the modelling, were provided by TSOs only and it is unlikely that such forecasts will be available from other sources.

The **potential peak demand for capacity** is the core focus of the TYNDP report driving the definition of most scenarios and subsequent results. The potential future investment gaps identify where the potential peak demand for capacity may not be met. In addition, ENTSG also addresses the potential capacity demand in market integration scenarios.

From the European perspective, this TYNDP shows that many investments are still needed to address the security, sustainability and competition in a satisfactory manner. The key conclusions on the results of the resilience assessment are presented below:

#### Key conclusions on Reference Case and disruption scenarios

Most parts of the European transmission system offer a reasonable level of flexibility under all modelled scenarios.

In the Reference Case, the natural trend is a decrease of such flexibility due to the simultaneous increase of demand and decrease of national production with particular impact on Scandinavia, Luxembourg, Serbia and Greece. Such trend could be reversed with non-FID projects coming on-stream except for Luxembourg.

LNG, Norway and North Africa disruptions should not limit the ability of European countries to cover their overall demand whereas Russian transit disruptions will not enable some regions (part of Baltic, Central and Eastern Europe) to meet their whole demand with only FID projects. Nevertheless such disruptions could be well managed by the other countries.

Non-FID projects could enable Central and Eastern Europe to face a transit disruption through Ukraine, additional ones will nevertheless be necessary to enable Lithuania and potentially Poland to meet their whole demand under a transit disruption through Belarus.

#### Key conclusions on low storage deliverability

This sensitivity analysis confirms the impact of the seasonal pattern of gas market where storage will continue to play a key role in order to face the need of additional gas during the winter in parallel to any additional need for supply flexibility. It is therefore necessary that storage use ensures sufficient deliverability throughout the winter. Storage use which is far more independent of climatic conditions will require all non-FID storage projects to come on-stream by 2020.

#### Key conclusions on market integration

This analysis represents the first attempt to describe the level of market integration of the European gas network and should be seen as an experimental contribution. It does however highlight heterogeneity of the current situation and an improving trend among European countries and the need of additional imports to sustain this trend.

It should be also noticed that most of the infrastructure projects have some benefit both from a security of supply and market integration point of view.

As demonstrated above, ENTSG modelled the European network covering a wide range of scenarios which combine different values of specific parameters (available infrastructures, climatic conditions, supply disruption, storage deliverability and supply source mix). The results show that the European gas network is evolving from a quite deterministic design (answering the need of few integrated players having a good knowledge of both supply and demand and trying to optimize their transportation costs) based on main historical imports underlined by big trunk pipelines to a more integrated grid in order to face the increasing flexibility need of a wider range of stakeholders. As graphically schematized below, three main investment drivers may be identified as follows: new imports inducing the ability to send gas to the central part of the European gas network (1), a better integration of historic transit countries receiving gas from mainly one single source until now (2) and an adaptation of the central part of the European gas network to enable these new trends (3). All investment projects included in this TYNDP will help reduce the network clustering and achieve enhanced integration while contributing to the single European energy market objective.

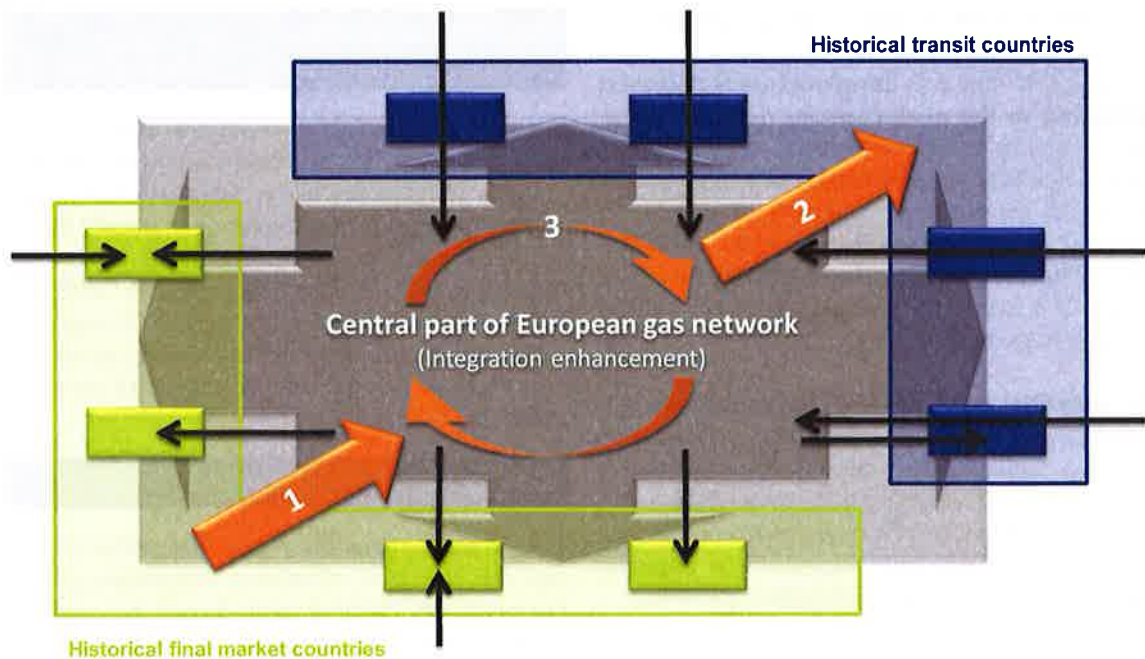


Figure 33: The development of the European network ('where history meets the future')

Above schema provides a simplistic view of the European gas network intending to better highlight the potential investment drivers.

A well-meshed network enables access to different supply sources and facilitates establishment of diversified suppliers' portfolios consequently leading to an increased security of supply.

ENTSOG would like to note that the Union-wide Ten-Year Network Development Plan aims at giving the European perspective of the network development both in terms of future projects and possible investment gaps. In order to achieve this panoramic view, the model does not consider all of the complexities of the European gas network. More specific assessments, such as in regional investment plans and national plans, will enable a deeper analysis of such complexities and may identify additional investment needs. The Union-wide TYNDP is thus complementary to the regional and national plans and constant interaction between all three is necessary. Consistency of the plans should thus be understood in terms of interaction rather than in the exact same input.

#### Way forward

ENTSOG believes that TYNDP 2011-2020 presents significant improvements compared to the pilot Report published in December 2009. ENTSOG is nevertheless aware that further improvements will need to be done in the future, in particular in the following areas:

- Process iteration to find the right contents addressing all stakeholders' expectations and interests
- Improvement of data accuracy in particular regarding data not directly relating to an individual TSO; all stakeholders' commitment is absolutely crucial for moving this task forward
- ENTSOG organization need to be further adapt to meet rising stakeholders' expectations regarding the development of TYNDP and other related reports
- Investigation of a greater number of scenarios to better assess network resilience

In summary, ENTSOG considers the TYNDP to be a 'living organism' and as such it will evolve along with the market dynamics it is expected to capture.

## Afterword



Image courtesy of OMV Gas

*I hope you have enjoyed reading the European Ten Year Network Development Plan 2011-2020 and found the information on supply, demand and network resilience from security of supply and market integration perspectives interesting. The result is clear, resilience improves but without new investments the trend will reverse as both the dependency of Europe on imports and requirements for flexibility increase.*

*After the first edition, ENTSOG had collected many comment and recommendation. Even if ENTSOG had very soon agreed to be ambitious and face most of this feedback already in the second edition, the size of the resulting challenge may have not been foreseen immediately. Nevertheless, after dozens of meetings, more than hundred different simulations and thousands of hours spent by TSOs, the report has come alive. I believe it succeeds in meeting your previous expectations even if I know that your expectations will rise again. This is normal, as a single report cannot answer all the questions at once. New answers could be part of Regional Investment*

*Plans enabling to focus on regional issues or part of the third edition of the European Ten Year Network Development Plan (2013-2022) investigating resilience better and wider. ENTSOG believes the TYNDP to be a 'living organism' reflecting the market dynamism and growing on the acquired expertise and knowledge of ENTSOG as well as on your related feedback.*

*Now that you have read this TYNDP we hope you will take part in this continuous and challenging evolution process.*



**Stephan Kamphues**  
ENTSOG President

## Definitions



Image courtesy of OMV Gas

Term	Definitions
<b>Average Daily Demand</b>	means the daily demand on an average day and is calculated as the annual demand (ENTSOG scenario) divided by 365
<b>Average Daily Supply</b>	means a mix of supply sources that ensures the supply demand balance under the Average Daily Demand conditions ; the Average Daily Supply is equal to the Annual Supply divided by 365
<b>Annual Supply</b>	means a mix of supply sources that ensures the supply demand balance on annual basis; storage is considered as neutral in the Annual Supply (equal to zero)
<b>Annual Supply Potential</b>	means the ability of a supply source to deliver the identified volume of gas on annual basis
<b>High Daily Demand</b>	means the daily demand under 1in20 climatic conditions
<b>High Daily Supply</b>	means a mix of supply sources that ensures the supply demand balance under High Daily Demand conditions
<b>Net Annual Demand</b>	means the difference between the annual demand (ENTSOG scenario) and the national production forecasts; underground storage is considered as neutral
<b>Net Daily Demand</b>	means the difference between the High Daily Demand and the daily national production
<b>Technical capacity</b>	means the maximum firm capacity that the transmission system operator can offer to the network users, taking account of system integrity and the operational requirements of the transmission network (Art. 2(1)(18), REG-715)
<b>Transmission</b>	means the transport of natural gas through a network, which mainly contains high-pressure pipelines, other than an upstream pipeline network and other than the part of high-pressure pipelines primarily used in the context of local distribution of natural gas, with a view to its delivery to customers, but not including supply (Art. 2(1)(1), REG-715)

## Abbreviations



Image courtesy of SNAM Rete Gas

Abbreviation	Full Name
<b>bcm</b>	Billion normal cubic meters (normal cubic meter (Nm <sup>3</sup> ) refers to m <sup>3</sup> at 0°C and 1.01325 bar)
<b>CIS</b>	Commonwealth of Independent States
<b>CS</b>	Compressor Station
<b>ENTSOE</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ENTSOG</b>	European Network of Transmissions System Operators for Gas
<b>ERGEG</b>	European Regulators' Group for Electricity and Gas
<b>ETS</b>	European Trading Scheme
<b>EU</b>	European Union
<b>FID</b>	Final Investment Decision
<b>GIE</b>	Gas Infrastructure Europe
<b>GLE</b>	Gas LNG Europe
<b>GTE+</b>	Gas Transmission Europe +
<b>ID</b>	Identification
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>IP</b>	Interconnection Point
<b>ISD</b>	Infrastructure – Supply – Demand
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>Mcm</b>	Million normal cubic meters (normal cubic meter (Nm <sup>3</sup> ) refers to m <sup>3</sup> at 0°C and 1.01325 bar)
<b>MS</b>	Member State
<b>MS</b>	Metering Station (when used in relation to infrastructure project)
<b>OECD</b>	Organisation for Economic Co-operation and Development TYNDP: Ten Year Network Development Plan
<b>OGP</b>	International Association of Oil & Gas Producers
<b>REG-715</b>	Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks
<b>REG-SoS</b>	Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC
<b>SoS</b>	Security of Supply
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>UGS</b>	Underground storage (facility)

## Country Codes

Country Code	Full Name	Country Code	Full Name
<b>AL</b>	Albania	<b>MK</b>	FYROM
<b>DZ</b>	Algeria	<b>ME</b>	Montenegro
<b>AT</b>	Austria	<b>LY</b>	Libya
<b>BY</b>	Belarus	<b>MA</b>	Morocco
<b>BE</b>	Belgium	<b>NL</b>	Netherlands, the
<b>BH</b>	Bosnia Herzegovina	<b>NO</b>	Norway
<b>BG</b>	Bulgaria	<b>PL</b>	Poland
<b>HR</b>	Croatia	<b>PT</b>	Portugal
<b>CZ</b>	Czech Republic	<b>RO</b>	Romania
<b>DK</b>	Denmark	<b>RU</b>	Russia
<b>EE</b>	Estonia	<b>RS</b>	Serbia
<b>FI</b>	Finland	<b>SK</b>	Slovakia
<b>FR</b>	France	<b>SI</b>	Slovenia
<b>DE</b>	Germany	<b>ES</b>	Spain
<b>GR</b>	Greece	<b>SE</b>	Sweden
<b>HU</b>	Hungary	<b>CH</b>	Switzerland
<b>IE</b>	Ireland	<b>TN</b>	Tunisia
<b>IT</b>	Italy	<b>TK</b>	Turkey
<b>LV</b>	Latvia	<b>UA</b>	Ukraine
<b>LT</b>	Lithuania	<b>UNMIK</b>	UNMIK
<b>LU</b>	Luxembourg	<b>UK</b>	United Kingdom

## Bibliography



Image courtesy of RWE TransportNetz Gaz

### Publications

BP (2010), 'Statistical Review of World Energy'

BP (2009), 'Statistical Review of World Energy'

Commission Regulation No 833/2010 of 21 September 2010 implementing Council Regulation No 617/2010 concerning the notification to the Commission of investment projects in energy infrastructure within the European Union

Council Regulation No 617/2010 of 24 June 2010 concerning the notification to the Commission of investment projects in energy infrastructure within the European Union and repealing Regulation (EC) No 736/96

Directorate-General for Energy, EUROPEAN COMMISSION (2009), 'EU energy trends to 2030'

Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC

EUROELECTRIC (2009), Statistics and Prospects for the European Electricity Sector 37th Edition EURPROG 2009

EUROELECTRIC (2010), Power Statistics, 2010 edition, Full Report

EUROGAS (2010), 'Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007-2030'

ENTSOG (2009), 'European Ten Year Network Development Plan 2010-2019'

ERGEG (2010/07), '10-year network development plan for gas, Final ERGEG Recommendations'
ERGEG (2010/11), 'ERGEG evaluation of the European Ten Year Network Development Plan 2010-2019 published by ENTSOG'
GIINL (2010), 'The LNG industry' 2009
IEA (2009), 'World Energy Outlook'
IEA (2010), 'World Energy Outlook'
IEA, OECD, Eurostat (2004), 'Energy Statistics manual'
LNG Journal July/ August 2010
MOTT MACDONALD, EUROPEAN COMMISSION (2010), 'Supplying the EU Natural Gas Market – Appendix'
<i>Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks</i>
<i>Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC</i>
<i>Report from the Commission to the Council and the European Parliament on the implementation of the European Energy Programme for Recovery</i>
<i>Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the Trans-European Energy Networks in the period 2007-2009, incl. the Annex</i>



## Legal Disclaimer

ENTSOG has prepared this TYNDP based on information collected and compiled from its members, from stakeholders and from other sources. ENTSOG does not audit or verify the truth or accuracy of any such information. The content of the TYNDP (hereinafter referred to as "Content") is provided on an "as is" basis. ENTSOG, its members as well as their directors, officers, employees or agents (hereinafter referred to as "ENTSOG Parties") do not guarantee the accuracy, completeness or timeliness of the Content. ENTSOG Parties are not responsible for any errors or omissions, regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content. In no event shall ENTSOG Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses, including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs, in connection with any use of the Content. All analyses and forecasts are mere statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact or recommendations. When making decisions of any nature, any party shall rely exclusively on its own information, forecast, skill, judgment and experience and not on the Content.

---





## **ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE**

- 1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**
- 2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**
- 3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**
- 4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

**LES VALIDATIONS DU PROJET :  
DÉLIBÉRATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE) EN DATE DU 31 MARS 2011  
PORTANT COMMUNICATION SUR LE PLAN A DIX ANS ( 2011-2020)  
PUBLIÉ PAR L'ENTSOE**



## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 mars 2011 portant communication sur le plan à dix ans 2011-2020 publié par l'ENTSOG

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUGOU et Michel THIOLLIERE, commissaires.

La présente communication de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour objet de vérifier la cohérence entre le plan à 10 ans de l'ENTSOG<sup>1</sup> et les projets d'infrastructures de gaz en France, ainsi que de faire le point sur les perspectives de développement du corridor Nord-Sud en Europe de l'ouest. Elle anticipe une évolution législative ou réglementaire liée à la transposition du troisième paquet « marché intérieur de l'électricité et du gaz ».

### 1. Contexte de la présente communication de la CRE

#### 1.1 Cadre juridique

La directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel prévoit de nouvelles obligations pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et de nouveaux pouvoirs pour les régulateurs nationaux en matière de suivi et de contrôle des investissements.

**Au niveau européen**, l'ENTSOG doit définir tous les deux ans un plan décennal européen non contraignant, après une consultation ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs de marché<sup>2</sup>. L'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre, après un contrôle de sa cohérence avec les plans nationaux<sup>3</sup>.

#### **Au niveau national**

- les GRT doivent soumettre chaque année aux régulateurs, après consultation de toutes les parties intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau fondé sur l'offre et la demande existantes et prévisionnelles. Ce plan devra indiquer les principales infrastructures de transport qui devront être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les investissements déjà décidés, recenser les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour chaque projet d'investissement.
- les régulateurs nationaux doivent organiser une consultation publique sur les plans à dix ans des GRT et publier la synthèse de cette consultation. Ils doivent également vérifier la cohérence de ces plans avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG et, en cas de doute, consulter l'ACER. Ils pourront demander aux GRT de modifier leur plan<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> Réseau européen des gestionnaires de réseaux de gaz

<sup>2</sup> Article 8 § 3 sous b) et Article 10 du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

<sup>3</sup> Article 6 du règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie

<sup>4</sup> Article 22 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

## **1.2 Plan à dix ans publié par l'ENTSOG**

Sans attendre l'applicabilité du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, l'ENTSOG a publié, le 17 février 2011, un plan décennal de développement du réseau européen sur la période 2011-2020. Ce plan, qui présente, notamment, l'ensemble des projets d'infrastructures de gaz en Europe identifiés au 30 septembre 2010, a été établi sur la base des données transmises par les GRT européens, ainsi que sur celles communiquées par les porteurs de projets, en réponse à un questionnaire publié en ligne le 5 juillet 2010.

Le plan de l'ENTSOG comporte trois parties :

- l'identification des projets d'infrastructures de transport, terminaux méthaniers et stockage, avec une distinction entre les projets ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement (FID) et les autres ;
- les prévisions d'évolution de l'offre et de la demande de gaz au niveau européen ;
- la modélisation du réseau européen intégré et une analyse de la résilience du système, suivant des scénarios de rupture d'approvisionnement et une évaluation du niveau d'intégration des marchés.

## **2. Cohérence entre le plan à dix ans de l'ENTSOG et les projets d'infrastructures de gaz en France**

Les GRT français (TIGF et GRTgaz) publient chaque année des plans à dix ans indicatifs, depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2007 pour TIGF. Ils se conforment donc déjà aux nouvelles obligations en matière d'investissements prévues par la directive 2009/73/CE, qui seront prochainement transposées en droit français<sup>5</sup>.

### **2.1 Cohérence entre le plan à dix ans de l'ENTSOG et les plans à dix ans de GRTgaz et TIGF**

Cette analyse de cohérence est menée en comparant les plans à dix ans 2010-2019 de GRTgaz et TIGF avec le plan 2011-2020 récemment publié par l'ENTSOG.

Concernant les projets dont la décision finale d'investissement a déjà été prise, le plan à dix ans de l'ENTSOG répertorie :

- le développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, dans les deux sens, au niveau des points d'interconnexion de Larrau en 2013 et Biriadou en 2015, ainsi que les renforcements associés des réseaux de TIGF (projets artère du Béarn et artère de Guyenne) et de GRTgaz (station de compression de Chazelle) ;
- le développement des capacités d'interconnexion avec la Belgique, dans le sens Belgique vers France, au niveau du point d'interconnexion de Taisnières en 2013.

Ces projets, décidés à la suite d'appels au marché menés par GRTgaz et TIGF en coordination avec les opérateurs adjacents concernés, sont bien pris en compte dans les plans à dix ans des transporteurs français.

Concernant les projets en attente de décision d'investissement, le plan à dix ans de l'ENTSOG répertorie :

- les renforcements du réseau de GRTgaz nécessaires aux raccordements des nouveaux terminaux méthaniers de Dunkerque LNG et Fos FASTER ou aux extensions des terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou ;
- le développement de l'axe Nord-Sud comprenant le renforcement de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, de l'interconnexion entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz et la création d'un nouveau point d'interconnexion entre la France et l'Espagne au niveau du Perthuis (projet Midcat) ;
- le développement de l'interconnexion avec la Belgique, dans le sens France vers Belgique, au niveau des points d'interconnexion de Taisnières et Veurne ;
- le développement de l'interconnexion avec la Suisse au point d'interconnexion d'Oltingue ;
- le raccordement de la Corse au GALSI (projet de gazoduc reliant l'Algérie, la Sardaigne et l'Italie).

---

<sup>5</sup> Par une ordonnance prévue par l'article 4 de la loi n° 2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne

Sur chacun de ces points, les plans à dix ans des transporteurs sont cohérents avec celui de l'ENTSOG.

Le renforcement du réseau de GRTgaz, lié à une extension potentielle du terminal méthanier de Fos Cavaou à l'horizon de 2020, identifié dans le plan de l'ENTSOG, n'apparaît pas dans le plan à dix ans de GRTgaz, dans la mesure où ce dernier traite uniquement de la période 2010-2019.

En conclusion, la CRE constate que les plans à dix ans des GRT français sont cohérents avec le plan décennal publié par l'ENTSOG.

La CRE invite GRTgaz et la société du terminal méthanier de Fos Cavaou (STMFC) à analyser les effets sur le réseau de transport du projet d'extension du terminal de Fos Cavaou dans le cadre de la préparation du plan à dix ans de GRTgaz pour la période 2011-2020.

## **2.2 *Prise en compte dans le plan à dix ans de l'ENTSOG des projets de stockages et de terminaux méthaniers annoncés en France***

Conformément aux préconisations de l'ERGEG, l'ENTSOG a interrogé les porteurs de projets de stockages et terminaux méthaniers sur les aspects techniques et financiers de ces projets.

Concernant les stockages souterrains, les éléments techniques présentés dans le plan de l'ENTSOG sont cohérents avec ceux communiqués par Storengy. En revanche, le projet d'extension sur dix ans du stockage de Lussagnet, dont TIGF a obtenu l'autorisation par décret, le 9 avril 2008, ne figure pas dans le plan de l'ENTSOG.

Concernant les projets de terminaux méthaniers répertoriés par l'ENTSOG, la CRE constate que le projet de terminal méthanier de Dunkerque LNG n'a pas été pris en compte, alors que le raccordement est inclus dans la partie du plan de l'ENTSOG relative aux réseaux de transport de gaz.

En outre, l'ENTSOG mentionne dans son plan à dix ans que certains opérateurs, dont les porteurs de projets de stockages et de terminaux méthaniers en France, n'ont pas transmis les éléments concernant les coûts de leurs projets.

Bien que le travail mené par l'ENTSOG pour les stockages et les terminaux méthaniers ne soit pas explicitement prévu par le règlement (CE) n° 715/2009, il est utile pour l'ensemble des acteurs du marché. La CRE invite donc les opérateurs ayant des projets d'infrastructures de gaz en France à répondre à l'avenir aux demandes de l'ENTSOG.

## **3. Développement du corridor Nord-Sud en Europe de l'ouest**

Dans sa communication sur les priorités en matière d'infrastructures d'énergie pour 2020 et au-delà<sup>6</sup>, la Commission européenne a notamment identifié comme prioritaire le développement du corridor Nord-Sud en Europe de l'Ouest, afin d'optimiser les possibilités d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) du marché du gaz nord-européen depuis la péninsule ibérique et les façades maritimes de la France.

Le plan à dix ans de l'ENTSOG identifie deux congestions, dont une en France, susceptibles de limiter l'accès au marché du gaz nord-européen pour le GNL livré en Europe du Sud. Ce plan mentionne également qu'à l'horizon 2020, en dépit du développement attendu des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, la congestion en France ne permettra ni la remontée de GNL depuis le Sud de la France ou la péninsule ibérique, ni son exportation vers les réseaux de gaz en Europe.

L'existence de cette congestion est également mentionnée dans le plan à dix ans de GRTgaz.

La CRE accueille favorablement les travaux européens relatifs à un nouveau « paquet législatif » sur les infrastructures d'énergie et, notamment, l'identification d'un corridor Nord-Sud à l'ouest de l'Europe. Elle considère que la France a un rôle important à jouer dans le développement de ce corridor et dans le développement des points d'entrée du GNL en Europe.

---

<sup>6</sup> Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà – Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré », (COM(2010) 677/4, 17 novembre 2010)

Dans cette optique, les appels au marché menés en 2009 et 2010 dans le cadre de l'Initiative régionale Sud de l'ERGEG ont permis de décider la création de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne à hauteur de 7,5 Gm<sup>3</sup>/an. La création d'une nouvelle interconnexion au Perthus n'a pu être validée en raison d'une demande insuffisante de la part des acteurs de marché, ne permettant pas de couvrir les montants d'investissements en jeu, environ 100 M€ en Espagne et 900 M€ en France.

Pour autant, les réflexions se poursuivent, notamment au niveau européen. Dans le cadre de l'ERGEG, un groupe de travail sur la juste allocation des coûts des projets de gaz en Europe vient d'être créé. Au sein de l'Initiative régionale Sud, la CRE et la CNE envisagent d'organiser un nouvel appel au marché pour le développement de l'interconnexion franco-espagnole.

En outre, GRTgaz a demandé, le 15 février 2011, à la CRE une modification de son programme annuel d'investissements afin de décider le lancement des travaux du projet ERIDAN (doublement de l'artère du Rhône), permettant le renforcement de l'axe Nord-Sud du réseau de transport français. Cette demande est en cours d'analyse.

La CRE constate que, depuis la mise en service à pleine capacité du terminal méthanier de Fos Cavaou en novembre 2010, la congestion entre le Nord et le Sud du territoire a diminué aussi bien sur le plan physique que contractuel sans pour autant disparaître.

Enfin, les différences de pratiques concernant l'odorisation du gaz constituent une barrière technique à l'accès au cœur du marché européen du GNL arrivant du Sud de l'Europe et au développement de nouveaux terminaux GNL en France.

Plusieurs solutions sont envisagées pour traiter ce problème :

- un projet de station de désodorisation du gaz à Taisnières ;
- une nouvelle interconnexion à Veurne permettant d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique ;
- l'étude par GRTgaz d'une évolution des modalités d'odorisation du gaz en France.

Fait à Paris, le 31 mars 2011

Pour la Commission de régulation de l'énergie  
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE





## ***ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE***

**1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**

**4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

***LES VALIDATIONS DU PROJET :  
DÉLIBÉRATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)  
DU 15 DÉCEMBRE 2011***



## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2011 relative à l'examen des plans décennaux de développement et portant approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'année 2012

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUIGOU et Michel THIOILLIERE, commissaires.

En application des dispositions du code de l'énergie, la CRE a examiné les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF. Ces plans couvrent les besoins du marché en matière d'investissement et sont cohérents avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG. La CRE demande à GRTgaz et TIGF de renforcer le niveau d'information communiqué au marché pour les prochains plans décennaux, en particulier sur le coût prévisionnel des différents projets. Elle demande également à TIGF de lui communiquer des éléments plus détaillés sur les trois premières années de son plan à 10 ans, qui sont engageantes.

En outre, la CRE approuve les programmes d'investissements 2012 de GRTgaz et TIGF, qui sont conformes à ses décisions passées. Ces programmes sont marqués :

- pour TIGF, par la mise en œuvre conformément aux plannings et aux budgets prévisionnels des investissements nécessaires au renforcement des interconnexions avec l'Espagne, à Larrau en 2013 et à Biriadou en 2015 ;
- pour GRTgaz, par la poursuite des investissements pour le renforcement en 2013 des capacités à Taisnières H et le lancement des investissements pour le doublement de l'artère du Rhône à l'horizon 2016 (projet Eridan) et le raccordement du terminal de Dunkerque prévu pour fin 2015.

## **I. Contexte et objet**

### **1. Cadre européen**

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (dite Directive du « 3<sup>ème</sup> paquet Energie ») prévoit que l'ENTSO<sup>1</sup> doit adopter tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement des réseaux de transport de gaz européens, après une consultation ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs de marché. L'ENTSOG a publié le premier plan décennal de développement le 17 février 2011. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre, après un contrôle de cohérence avec les plans nationaux effectué par les régulateurs nationaux. L'ACER a émis son premier avis sur le plan publié par l'ENTSOG le 16 septembre 2011.

### **2. Cadre national**

Les gestionnaires de réseaux de transport français publient un plan décennal de développement indicatif sur leur site internet depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2008 pour TIGF. L'article L. 431-6 du code de l'énergie rend la publication de ces plans obligatoire pour les gestionnaires de réseaux de transport et prévoit que les plans sont soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE fin septembre 2011 leur plan décennal de développement. Conformément au code de l'énergie, la CRE a mené une consultation publique sur ces deux plans, afin de s'assurer, d'une part, de la couverture des besoins en matière d'investissements et d'autre part, de leur cohérence avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER et peut demander aux gestionnaires de réseaux de transport la modification de leur plan à 10 ans.

Par ailleurs, en application des articles L. 134-3.2 et L. 431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la CRE pour approbation.

## **II. Plans décennaux de développement des gestionnaires de réseaux de transport**

### **1. Rappel des principaux éléments des plans décennaux de développement**

Les plans de GRTgaz et de TIGF décrivent les développements possibles sur leurs zones d'équilibrage respectives en tenant compte pour les dix prochaines années, d'une part, des prévisions de consommations et d'autre part, des différents projets de développement des infrastructures adjacentes, qu'ils soient décidés ou simplement envisagés. Ces plans sont publiés sur les sites internet des gestionnaires de réseaux de transport<sup>2</sup>.

### **2. Synthèse de la consultation publique**

La CRE a organisé une consultation publique du 25 octobre au 14 novembre 2011, à laquelle treize acteurs ont répondu : sept expéditeurs, trois opérateurs d'infrastructures et trois associations.

Dans une large majorité, les acteurs estiment que les plans des gestionnaires de réseaux de transport sont cohérents avec le plan de l'ENTSOG, mais souhaitent un niveau de détail homogène entre GRTgaz et TIGF, notamment sur la prévision de la demande par segment de clientèle.

Une plus grande transparence est également attendue sur les projets de développement des stockages, y compris lorsque ces derniers ne nécessitent pas de renforcements des réseaux de transport.

---

<sup>1</sup> Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz

<sup>2</sup> <http://www.grtgaz.com/fr/accueil/grands-projets/plan-decennal/plan-decennal/>

[http://www.tigf.fr/iso\\_album/publication\\_programme\\_tigf\\_a\\_10\\_ans\\_ver\\_09-11-2011\\_fr\\_pour\\_internet.pdf](http://www.tigf.fr/iso_album/publication_programme_tigf_a_10_ans_ver_09-11-2011_fr_pour_internet.pdf)

La majorité des acteurs estime que les budgets d'investissements sont des éléments d'appréciation nécessaires des plans.

Enfin, certains acteurs considèrent que TIGF devrait détailler davantage les hypothèses et les projets décrits dans son plan décennal de développement.

### **3. Analyse de la CRE**

La CRE estime que les projets présentés par les gestionnaires de réseaux de transport dans leurs plans décennaux sont conformes aux besoins du marché, dans la mesure où ils reprennent l'ensemble des projets de développement des réseaux actuellement envisagés.

En dépit de certains écarts liés aux différences de date d'élaboration des différents plans, la CRE considère que les plans communiqués par les gestionnaires de réseaux de transport sont cohérents avec le plan publié par l'ENTSOG.

Elle considère que la mise à disposition d'informations relatives aux budgets d'investissement prévus par projet décidé, aux conséquences sur les développements des réseaux des projets de stockages ainsi qu'aux prévisions de consommation par segment de clients serait de nature à renforcer la transparence.

Conformément au II de l'article L. 431-6 du code de l'énergie, les trois premières années présentées dans le plan décennal sont engageantes pour les gestionnaires de réseau. Les investissements non réalisés pour des raisons « *autres que des raisons impérieuses* [que le gestionnaire de réseau] *ne contrôle pas* » peuvent faire l'objet d'obligations de réalisation à la demande de la CRE, allant de la mise en demeure à l'organisation d'un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers.

GRTgaz communique à la CRE un plan triennal détaillé qui précise pour chaque projet les dépenses annuelles prévues. En outre, le chargé de conformité de GRTgaz, en fonction depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2011, a transmis à la CRE un rapport sur le suivi des actions et dépenses nécessaires durant les trois premières années du plan décennal. La CRE a vérifié que les investissements prévus dans ce plan triennal sont réalisés conformément aux calendriers des projets.

En revanche, TIGF n'a transmis que des données financières sommaires sur les investissements prévus sur les trois premières années de son plan décennal.

### **4. Décision de la CRE relative aux plans décennaux des gestionnaires de réseaux de transport**

#### *a) Sur le plan décennal de GRTgaz*

La CRE considère que le plan décennal de développement du réseau de GRTgaz couvre les besoins en matière d'investissement et est cohérent avec le plan européen élaboré par l'ENTSOG.

Elle demande à GRTgaz, pour ses prochains plans décennaux de développement :

- de détailler davantage les projets de développements des infrastructures adjacentes dont il a connaissance, en particulier ceux relatifs aux stockages, qu'un renforcement du réseau soit nécessaire ou pas ;
- de fournir les budgets d'investissement prévus pour les projets décidés et des prévisions financières pour les investissements non décidés.

#### *b) Sur le plan décennal de TIGF*

La CRE considère que le plan décennal de développement du réseau de TIGF couvre les besoins en matière d'investissement et est cohérent avec le plan européen élaboré par l'ENTSOG.

Elle demande à TIGF, pour ses prochains plans décennaux de développement :

- de renforcer l'analyse des prévisions de consommation de gaz sur sa zone pour chaque segment de clientèle et pour l'ensemble de la période couverte par le plan décennal ;

- de détailler davantage les projets de développement des infrastructures adjacentes dont il a connaissance, en particulier ceux relatifs aux stockages, qu'un renforcement du réseau soit nécessaire ou pas ;
- de fournir les budgets d'investissements prévus pour les projets décidés et des prévisions financières pour les investissements non décidés.

En outre, pour les prochains exercices, TIGF devra transmettre à la CRE un plan triennal d'investissements précisant pour chaque projet les dépenses annuelles prévues.

### **III. Programmes d'investissements annuels des gestionnaires de réseaux de transport pour l'année 2012**

En exerçant sa compétence d'approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz, la CRE veille à la réalisation des investissements nécessaires au développement des réseaux et à l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux.

Ce pouvoir d'approbation annuel s'inscrit pleinement dans les objectifs poursuivis par la mise en œuvre de la Directive 2009/73/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz, laquelle renforce l'indépendance et l'autonomie du gestionnaire du réseau de transport en matière d'investissements dans le réseau de transport.

La CRE fonde sa décision d'approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz en prenant en compte :

- la présence dans le programme d'investissements des projets de développement du réseau ou des études nécessaires au bon fonctionnement du marché ;
- le traitement transparent et non-discriminatoire des acteurs de marché, par exemple en ce qui concerne le raccordement de terminaux méthaniers et de centrales à cycle combiné à gaz ;
- la maîtrise du coût des projets figurant dans le programme d'investissements en particulier au regard de l'impact sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz.

#### **1. Principaux éléments du programme d'investissements de GRTgaz en 2012**

Le programme d'investissements présenté par GRTgaz s'élève à 763,8 M€, en légère hausse (+ 1 %) par rapport au budget prévu à 756 M€ pour l'année 2012 dans le tarif en vigueur pour l'année 2012 et en forte hausse (+ 36 %) par rapport au programme approuvé pour l'année 2011 (563 M€).

Trois projets majeurs conduisent, pour 2012, aux montants d'investissements suivants :

- 128,3 M€ pour l'augmentation des capacités, en décembre 2013, au point d'interconnexion avec la Belgique de Taisnières H. Ce projet a été décidé par GRTgaz le 15 juin 2010 ;
- 5,1 M€ pour le projet Eridan dont la mise en service est prévue en 2016. Ce projet a été décidé par GRTgaz le 2 février 2011 ;
- 168,7 M€ pour le raccordement du terminal de Dunkerque à l'horizon 2015, dont 38,6 M€ pour la réalisation de l'Arc de Dierrey. Ce projet n'a pas encore fait l'objet d'une décision finale d'investissement de la part de GRTgaz.

7 M€ d'investissements sont prévus en 2012 par GRTgaz pour le projet de création d'une nouvelle interconnexion de la France vers la Belgique à Veurne. La décision finale d'investissement pour ce projet pourrait intervenir en 2012, en fonction des résultats de la phase engageante de l'*open season* lancée par GRTgaz et Fluxys le 13 décembre 2011.

GRTgaz prévoit un budget d'études de 7,9 M€ pour des projets non décidés, dont :

- 3,2 M€ pour le contournement de l'est lyonnais ;
- 1,5 M€ pour le raccordement de nouveaux terminaux méthaniers (Fos Faster, Antifer) ;
- 1,0 M€ pour le raccordement de la Corse au gaz (projet Cyrénée).

GRTgaz demande, la couverture des éventuels futurs coûts échoués liés aux études sur le contournement de l'est lyonnais.

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de renforcement de la sécurité physique des installations et au renouvellement des actifs obsolètes s'établissent à 229 M€. Un tiers de ces dépenses (82 M€) correspond à des exigences nouvelles de sécurité liées à la mise en œuvre de l'arrêté multi-fluides du 4 août 2006.

Les dépenses d'investissements relatives aux projets liés à l'environnement sont de 53 M€ et concernent, pour l'essentiel, l'adaptation de stations de compression aux exigences réglementaires en matière d'émissions polluantes (projet OSCAR 2 pour 49 M€).

Les dépenses d'investissements liées aux systèmes d'information s'élèvent à 47 M€, dont 15 M€ liés à la désimbrication des systèmes d'information de GRTgaz et de GDF Suez.

Les dépenses d'investissements relatives aux raccordements et aux prestations pour tiers s'établissent à 28 M€, dont 14 M€ liées à des déviations d'ouvrages sur le réseau régional à la demande de tiers. Les dépenses de raccordement de centrales à cycle combiné gaz (CCCG) prévues en 2012 s'élèvent à 3,3 M€ et portent essentiellement sur le raccordement de trois CCCG, dont une à Brest.

## **2. Observations de la CRE sur le programme d'investissements de GRTgaz en 2012**

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de développement du réseau principal ont plus que doublé à 373 M€, contre 155 M€ en 2011. Cette augmentation est liée à l'engagement des travaux pour la mise en œuvre des projets Eridan et de raccordement du terminal de Dunkerque approuvés par la CRE en 2011 :

- la délibération du 19 avril 2011 a confirmé le lancement du projet du doublement de l'artère du Rhône, dont l'objectif est de réduire les congestions dans la zone Sud de GRTgaz ;
- les délibérations du 12 juillet et du 6 décembre 2011 ont confirmé les investissements pour le raccordement du terminal méthanier de Dunkerque, y compris le développement du cœur de réseau de la zone Nord (artère des Hauts de France et arc de Dierrey).

En outre, la délibération de la CRE du 6 décembre 2011 a confirmé le lancement de la phase engageante de l'*open season* pour le développement d'une interconnexion avec la Belgique à Veurne.

En accord avec la Commission Européenne, le programme d'investissements 2012 de GRTgaz ne comprend plus le projet de station de désodorisation prévue à Taisnières H. La phase non engageante de l'*open season* relative au développement de capacités fermes de transport de la France vers la Belgique menée par GRTgaz et Fluxys a montré un intérêt très faible pour ce projet. La CRE ne voit pas d'obstacle à l'abandon du projet par GRTgaz, dans la mesure où le projet de création d'une interconnexion à Veurne pourrait permettre d'exporter du gaz non odorisé vers la Belgique pour une capacité supérieure et dans des conditions techniques plus favorables. Le projet de station de désodorisation étant lié aux engagements de GDF Suez auprès de la Commission Européenne, les coûts échoués correspondants n'ont pas à être supportés par les utilisateurs des réseaux de transport et ne seront donc pas couverts par le tarif de GRTgaz.

Compte tenu de l'obligation de séparation des systèmes d'information de GRTgaz et de GDF Suez conformément à l'article L.111-16 du code de l'énergie et de la part croissante des dépenses relatives aux systèmes d'information dans le programme d'investissements de GRTgaz, la CRE envisage de mener en 2012 un audit sur ce poste.

## **3. Principaux éléments du programme d'investissements de TIGF en 2012**

Le programme d'investissements présenté par TIGF s'élève à 163 M€ pour l'année 2012, en hausse de 70 % par rapport au programme approuvé pour l'année 2011 (96,4 M€) et en hausse de 8 % par rapport à celui pris en compte pour l'année 2012 dans la proposition tarifaire de la CRE du 28 octobre 2010 (142 M€).

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de développement du réseau principal sont de 100,4 M€. Elles concernent essentiellement le renforcement de l'artère du Béarn pour 48,8 M€ et de l'artère de Guyenne pour 42,1 M€.

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de renforcement du réseau régional s'établissent à 11,4 M€, soit un budget en forte hausse par rapport au réalisé 2011 (4,9 M€).

Les dépenses prévues pour les études s'élèvent à 3,3 M€ et portent pour 1 M€ sur le raccordement d'une CCCG dont la décision d'investissement n'est pas prise à ce jour.

Les dépenses d'investissements relatives aux projets d'amélioration de la sécurité et de renouvellement des actifs obsolètes s'élèvent à 35,9 M€ et sont essentiellement liées à la mise en œuvre de l'arrêté multi-fluides du 4 août 2006.

TIGF prévoit de regrouper l'ensemble de son personnel de l'agglomération paloise sur un site unique à l'horizon 2014, pour prendre en compte l'augmentation de ses effectifs et limiter les déplacements intersites (3 sites occupés actuellement). TIGF prévoit la vente des trois locaux dont il est actuellement propriétaire. La valeur nette de ce projet, estimée à 16 M€ sera répartie entre l'activité transport et l'activité stockage du gestionnaire de réseau de transport. Sur cette enveloppe, TIGF prévoit pour 2012 un montant de dépenses de 2 M€ imputable à l'activité transport.

Les autres dépenses d'investissements s'établissent à 12,3 M€, dont 10,4 M€ pour les systèmes d'information et 1,9 M€ de dépenses complémentaires d'agencement et d'aménagement de sites.

#### **4. Observations de la CRE sur le programme d'investissements de TIGF en 2012**

La CRE constate que les dépenses d'investissements de TIGF sont conformes à ses délibérations passées.

Les projets relatifs aux artères du Béarn et de Guyenne permettront de porter la capacité technique de l'interconnexion de Larrau à 165 GWh/j dans les deux sens (soit 5,5 Gm<sup>3</sup>/an), à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013. L'avancement de ces deux projets est conforme aux prévisions pour le budget comme pour le calendrier.

Conformément aux résultats de la phase engageante de l'*open season* 2015, TIGF prévoit 4,5 M€ d'études relatives au projet Euskadour, pour le développement de capacités entre la France et l'Espagne au point d'interconnexion de Biriadou. Ce projet, dont le budget total est d'environ 126 M€, permettra de porter la capacité technique au point d'interconnexion de Biriadou à 60 GWh/j, soit 2 Gm<sup>3</sup>/an, dans le sens Espagne vers France à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2015.

Enfin, la CRE considère que le projet de construction d'un nouveau siège par TIGF est acceptable compte tenu des avantages induits notamment en matière de sécurité pour son personnel. La clé de répartition des investissements associés entre activités de transport et de stockage sera fixée par la CRE à l'occasion du prochain tarif de TIGF.

#### **5. Cohérence entre les programmes d'investissements de GRTgaz et de TIGF**

Les programmes d'investissements de GRTgaz et de TIGF sont cohérents entre eux pour les projets d'investissements relevant de la responsabilité conjointe des deux transporteurs (développement des interconnexions entre la France et l'Espagne).

#### **IV. Décision de la CRE**

L'approbation des programmes d'investissements ne préjuge pas du traitement tarifaire de ces dépenses.



## 1. Sur le plan d'investissements de GRTgaz

La CRE approuve le programme d'investissements de GRTgaz pour l'année 2012. Le programme d'investissements approuvé s'élève à 763,8 M€, répartis de la façon suivante :

En millions d'euros	Année 2011 (estimé)	Année 2012
Réseau principal – développement	114,4	373,5
Investissements liés aux OSP	35,2	20,2
Sécurité et obsolescence	214,7	229,2
Environnement	67,0	53,3
Raccordements	36,4	27,7
SI	39,2	46,8
Autres	25,0	13,2
<b>Total</b>	<b>531,9</b>	<b>763,8</b>

La CRE approuve les investissements prévus en 2012 pour le développement d'une nouvelle interconnexion de la France vers la Belgique à Veurne, sous réserve que les résultats de l'*open season* permettent de valider le projet conformément au test économique retenu.

La CRE autorise GRTgaz à lancer les études portant sur le contournement de l'est lyonnais. Le coût de ce projet est estimé par GRTgaz à environ 450 M€, pour une mise en service envisagée à l'horizon 2017-2018. Les coûts d'études engagés en 2012 portant sur le contournement de l'est lyonnais seront couverts par le tarif de GRTgaz, s'ils s'avéraient échoués.

Toute autre modification du programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation.

GRTgaz présentera à la CRE, au cours du mois de juin 2012, un rapport sur l'exécution de la présente décision. A l'occasion de cette présentation, GRTgaz fournira en complément :

- un bilan sur les plannings et l'avancement des travaux relatifs aux projets de raccordements du terminal de Dunkerque et de création de capacités France-Belgique à Veurne ;
- la mise à jour de l'analyse de l'évolution des coûts des matériaux, du génie civil et d'ingénierie des travaux relatifs aux canalisations et aux stations de compression ;
- un bilan sur le développement des systèmes d'information.

## 2. Sur le plan d'investissements de TIGF

La CRE approuve le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2012. Le montant total des investissements approuvés s'élève à 163 M€, répartis de la façon suivante :

En millions d'euros	Année 2011 (estimé)	Année 2012
Réseau principal – développement	31,8	100,4
Réseau régional – développement	5,9	12,4
Sécurité et maintien	32,5	35,9
SI	8,8	10,4
Autres	4,7	3,9
<b>Total</b>	<b>83,7</b>	<b>163,0</b>

Toute modification du programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation.

TIGF présentera à la CRE, au cours du mois de juin 2012, un rapport sur l'exécution de la présente décision. A l'occasion de cette présentation, TIGF fournira en complément :

- un bilan sur le planning et l'avancement des travaux relatifs aux projets de développement des capacités sur l'axe Ouest des interconnexions franco-espagnoles en 2013 et en 2015 ;
- un état d'avancement du projet siège unique, suite à la consultation d'architectes.

Fait à Paris, le 15 décembre 2011

Pour la Commission de régulation de l'énergie  
Le Président,

Philippe de LADoucette

## V. ANNEXE

### 1. Pour GRTgaz

#### Principaux investissements de développement du réseau principal approuvés en 2011 par la CRE

Projet	Date de la délibération	Budget total (M€ courants)	Dépenses en 2012 (M€ courants)	Date de mise en service
Doublement de l'artère du Rhône	19 avril 2011	484	5,1	2016
Raccordement du terminal méthanier de Dunkerque dont développement de l'arc de Dierrey	12 juillet et 6 décembre 2011	1 185*	130,1	2014 / 2015
			38,6	2014 / 2015

\* y compris 67 M€ pour la pose d'une canalisation de 17 km de diamètre 900 mm entre le terminal méthanier de Dunkerque et la station d'interconnexion de Pitgam.

#### Principaux investissements de développement du réseau principal approuvés antérieurement à 2011 par la CRE

Projet	Date de la délibération	Budget total (M€ courants)	Dépenses en 2012 (M€ courants)	Date de mise en service
Augmentation des capacités d'entrée à Obergailbach	16 décembre 2010	190	13,3	Fin de projet (Mise en service des capacités en 2009)
Station de compression de Chazelles	17 décembre 2009	98	34,7	Avril 2013
Augmentation des capacités d'entrée à Taisnières H	27 mai 2010	191	128,2	Décembre 2013

### 2. Pour TIGF

#### Principaux projets approuvés en 2011

Projet	Budget total (M€ courants)	Dépenses en 2012 (M€ courants)	Date de mise en service
Siège unique	16	2,0	2014

#### Principaux investissements de développement du réseau principal approuvés antérieurement à 2011 par la CRE

Projet	Date de la délibération	Budget total (M€ courants)	Dépenses en 2012 (M€ courants)	Date de mise en service
Artère du Béarn	17 décembre 2009	104	49	T4 2012
Artère de Guyenne phase II	17 décembre 2009			
Canalisation Lussagnet-Captieux		126	42	T3 2013
Réversibilité Lacal phase II	17 décembre 2009	7	2,7	2012
Euskadour	16 décembre 2010	126	4,5	Décembre 2015





## ***ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE***

**1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**

**4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

***LES VALIDATIONS DU PROJET :  
DÉLIBÉRATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)  
DU 12 JUILLET 2012***



## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2012 portant décision sur le point d'exécution des programmes d'investissements 2011 et 2012 de TIGF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Michel THIOLLIERE, Jean-Christophe LE DUIGOU, Frédéric GONAND et Olivier CHALLAN BELVAL, commissaires.

En application des articles L.134-3 et L.431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour approbation. En outre, en application des articles susvisés, la CRE « veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire ».

Dans ce cadre, par délibération du 15 décembre 2011, la CRE a approuvé le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2012 et lui a demandé de présenter, pour le courant du mois de juin 2012, un rapport d'exécution intermédiaire des investissements réalisés.

TIGF a été auditionné par le collège de la CRE le 3 juillet 2012 et a présenté, à cette occasion, le bilan définitif d'exécution de son programme d'investissements pour l'année 2011, ainsi que l'état d'exécution à mi-année du programme d'investissements pour l'année 2012. Les écarts constatés entre les niveaux des investissements approuvés, les prévisions mises à jour pour 2012 et les investissements effectivement réalisés pour 2011 ont été présentés et expliqués par TIGF.

### 1. Observations sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2011

Le programme d'investissements approuvé pour l'année 2011 par la CRE dans sa délibération du 16 décembre 2010 s'élevait à 90,4 M€.

Le bilan définitif d'exécution de son programme d'investissements pour l'année 2011 s'élève à 86,8 M€, soit une baisse de 3,6 M€ (4 %) par rapport au programme approuvé.

Cet écart résulte principalement d'un décalage des dépenses à hauteur de 3,8 M€ lié au report de six mois du calendrier de construction du nouveau siège unique de TIGF. Certains écarts sont également constatés sur les projets de développement du réseau principal. Leur solde conduit à une augmentation résiduelle de 0,2 M€.

L'état d'avancement des projets d'investissements sur le réseau de grand transport portant, notamment, sur les décisions de renforcement des capacités aux interconnexions France-Espagne consécutives aux *Open Season* 2013 et 2015 est conforme au programme prévisionnel approuvé par la CRE dans sa délibération du 16 décembre 2010.

### 2. Observations sur l'état d'exécution du programme d'investissements 2012

Le programme d'investissements approuvé pour l'année 2012 par la CRE dans sa délibération du 15 décembre 2011 s'élevait à 163 M€.

TIGF a présenté à la CRE l'état d'exécution à mi-année de ce programme, qui fait apparaître une baisse de 19 M€ (soit 12 %) du montant prévisionnel des dépenses d'investissements par rapport au programme approuvé pour 2012. Ce montant prévisionnel s'établit désormais à 144 M€.

Cette baisse des dépenses d'investissements est principalement liée au projet Girland, qui correspond à la deuxième phase de renforcement des capacités au niveau de l'artère de Guyenne (canalisation entre Lussagnet et Captieux et station de compression de Sauveterre). Ce projet a, en effet, fait l'objet :

- d'une anticipation de certaines dépenses en 2011, à hauteur de 6 M€ ;
- d'une diminution de 8 M€ de son coût global, qui passe de 115 M€ à 107 M€ ;
- d'un décalage du démarrage des travaux qui conduit à reporter 4,6 M€ de dépenses initialement prévues en 2012 sur le budget d'investissements 2013. Ce report, qui selon TIGF n'aura pas d'impact sur la disponibilité au 1<sup>er</sup> avril 2013 des capacités décidées dans le cadre de l'*open season* France-Espagne 2013, est lié à une délivrance plus tardive que prévue des autorisations administratives.

En outre, concernant le projet Girland, la construction d'un troisième compresseur au niveau de la station de Sauveterre (estimée à 27 M€) est ajournée. En effet, les études réalisées par TIGF montrent que ce compresseur de secours pourrait ne pas être nécessaire pour assurer la fermeté des capacités décidées lors de l'*open season* 2013.

### **3. Décision concernant les programmes d'investissements 2011**

La CRE constate que l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et le programme d'investissements approuvé pour 2011 est principalement lié au report du calendrier de construction du siège unique. Ce report n'a aucune conséquence sur l'exploitation du réseau par TIGF et notamment la mise à disposition des capacités.

La CRE observe également que, pour le reste du programme d'investissements et notamment les développements des interconnexions avec l'Espagne, l'exécution du programme d'investissements de TIGF est conforme au programme approuvé.

### **4. Décision concernant le programme d'investissements 2012**

La CRE constate que l'écart entre les dépenses d'investissements ré-estimées et le programme d'investissements approuvé pour 2012 est lié, d'une part, à la révision à la baisse de certains coûts et d'autre part, au rééchelonnement de dépenses sur les exercices budgétaires immédiatement précédant ou immédiatement suivant, du fait de l'attente d'autorisations administratives ou dans un objectif d'optimisation des coûts d'achats.

La CRE observe également que l'état d'exécution du programme d'investissements de TIGF, et en particulier les développements des interconnexions avec l'Espagne, est conforme au programme approuvé.

En conséquence, la CRE approuve le programme d'investissements réévalué par TIGF pour l'année 2012.

Fait à Paris, le 12 juillet 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le président,

Philippe de LADOUCETTE





## **ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE**

**1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**

**4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

**LES VALIDATIONS DU PROJET :  
DÉLIBÉRATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)  
DU 20 DECEMBRE 2012**



## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 décembre 2012 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2013 de TIGF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Jean-Christophe LE DUIGOU et Michel THIOILLIERE, commissaires.

### I. Contexte et objet

#### 1. Cadre européen

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (dite Directive du « 3<sup>ème</sup> paquet Energie ») prévoit que l'ENTSO<sup>1</sup> doit adopter tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement des réseaux de transport de gaz européens, après une consultation ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs de marché. L'ENTSOG a publié le premier plan décennal de développement le 17 février 2011.

L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre, après un contrôle de cohérence avec les plans nationaux effectué par les régulateurs nationaux. L'ACER a émis son premier avis sur le plan publié par l'ENTSOG le 16 septembre 2011.

#### 2. Cadre national

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français publient chacun un plan décennal de développement indicatif. L'article L. 431-6 du code de l'énergie rend la publication de ces plans obligatoire et prévoit que les plans sont soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

TIGF a transmis à la CRE mi-octobre 2012 son plan décennal de développement pour la période 2012-2021. La CRE a organisé une table ronde, le 29 novembre 2012, portant sur les plans décennaux des gestionnaires de réseaux de transport, afin de s'assurer, d'une part, de la couverture des besoins du marché en matière d'investissements et d'autre part, de leur cohérence avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER et peut demander aux gestionnaires de réseaux de transport la modification de leur plan à 10 ans.

Par ailleurs, en application des articles L. 134-3.2 et L. 431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la CRE pour approbation. TIGF a été auditionné par la CRE le 6 décembre 2012.

La présente délibération a pour objet, d'une part, l'examen du plan décennal de développement de TIGF, et d'autre part, l'approbation de son programme d'investissements pour 2013.

---

<sup>1</sup> Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz

## II. Plan décennal de développement de TIGF

### 1. Rappel des principaux éléments du plan décennal de développement

Le plan de TIGF décrit les développements possibles sur son réseau en tenant compte pour les dix prochaines années, d'une part, des prévisions de consommation et d'autre part, des différents projets de développement des infrastructures adjacentes, qu'ils soient décidés ou simplement envisagés.

Ce plan est publié sur le site internet de TIGF<sup>2</sup>.

### 2. Synthèse de la table ronde

La CRE a organisé, le 29 novembre 2012, une table ronde sur les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF. Dix acteurs étaient représentés : trois expéditeurs, quatre gestionnaires d'infrastructures et trois associations.

De façon générale, les acteurs estiment majoritairement que les plans décennaux des GRT sont cohérents avec le plan 2011-2020 de l'ENTSOG et sont satisfaits du niveau de détail des plans décennaux.

Les remarques qui suivent, formulées au cours de la table ronde, concernent certains points particuliers des plans décennaux :

- plusieurs acteurs considèrent que les hypothèses d'évolution de la consommation retenues par les GRT sont optimistes dans le contexte actuel de marché ;
- la majorité des acteurs estime que les projets mentionnés par les GRT dans leurs plans à 10 ans identifient correctement les besoins du marché ;
- certains acteurs ont indiqué être défavorables, à ce stade, au projet d'odorisation décentralisée, du fait, d'une part, d'un rapport coût/bénéfice considéré comme incertain et, d'autre part, des conséquences éventuelles du projet sur les conditions de sécurité des réseaux de distribution ;
- trois acteurs ont estimé que le développement des interconnexions avec l'Espagne devait être ralenti, afin de favoriser la consommation de gaz au plus près de son lieu d'origine et d'intégrer l'ensemble des infrastructures de gaz dans les décisions de développement.

### 3. Analyse de la CRE

#### a) Cohérence du plan décennal de TIGF avec le plan de l'ENTSOG

La CRE considère que le plan communiqué par TIGF est cohérent avec le plan publié par l'ENTSOG.

#### b) Contenu du plan décennal de TIGF

La CRE estime que les projets présentés par TIGF dans son plan décennal sont conformes aux besoins du marché.

Elle considère que la mise à disposition d'informations détaillées relatives aux projets de développement des stockages dont TIGF a connaissance est nécessaire au régulateur pour appréhender parfaitement les perspectives de développement du réseau de transport.

Le II de l'article L. 431-6 du code de l'énergie, prévoit que les trois premières années présentées dans le plan décennal sont engageantes pour les gestionnaires de réseau. En outre, cet article dispose que les investissements non réalisés pour des raisons « *autres que des raisons impérieuses* [que le gestionnaire de réseau] *ne contrôle pas* » peuvent faire l'objet d'obligations de réalisation. La CRE peut, le cas échéant, procéder à une mise en demeure du GRT ou à l'organisation d'un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers.

---

<sup>2</sup>[http://www.tigf.fr/fileadmin/Nos\\_projets/Projets\\_transport/20121004\\_Publication\\_Programme\\_TIGF\\_%C3%A0\\_10\\_ans\\_FR.pdf](http://www.tigf.fr/fileadmin/Nos_projets/Projets_transport/20121004_Publication_Programme_TIGF_%C3%A0_10_ans_FR.pdf)

Sur la période 2013-2015, TIGF prévoit d'investir 176 M€ pour des projets de fluidification. En particulier, TIGF prévoit le développement de 60 GWh/j de capacités dans les deux sens à Biriadou, à l'horizon 2015. Toutefois, les résultats de l'*open season* 2015 ont permis de valider seulement la création de 60 GWh/j de capacités fermes dans le sens Espagne vers France à Biriadou (cf. Communiqué de presse commun CRE-CNE en date du 16 juillet 2010). La CRE a confirmé ces résultats dans sa délibération du 16 décembre 2010 portant décision d'approbation sur le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2011 et à ce titre, les 60 GWh/j de capacités dans le sens France vers Espagne ne pourront être commercialisées que sous forme interruptible, dans la mesure où une commercialisation sous la forme de capacités fermes nécessiterait des investissements supplémentaires sur le réseau de GRTgaz.

### III. Programme d'investissements de TIGF pour l'année 2013

En exerçant sa compétence d'approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz, la CRE veille, au titre de ses missions, à la réalisation des investissements nécessaires au bon fonctionnement du marché et à l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport.

Ce pouvoir d'approbation annuel s'inscrit pleinement dans les objectifs poursuivis par la mise en œuvre de la Directive 2009/73/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz, laquelle renforce l'indépendance et l'autonomie du gestionnaire du réseau de transport en matière d'investissements dans le réseau de transport.

La CRE fonde sa décision d'approbation du programme d'investissements de TIGF en prenant en compte :

- la présence dans le programme d'investissements des projets de développement du réseau ou des études nécessaires au bon fonctionnement du marché ;
- le traitement transparent et non-discriminatoire des acteurs de marché, par exemple en ce qui concerne le raccordement de centrales à cycle combiné à gaz ;
- la maîtrise du coût des projets figurant dans le programme d'investissements en particulier au regard de l'impact sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz.

#### 1. Principaux éléments du programme annuel d'investissements de TIGF pour 2013

Le programme d'investissements 2013 présenté par TIGF s'élève à 152,1 M€, en ligne avec le budget prévu de 153 M€ pour l'année 2013 dans la trajectoire tarifaire ATRT5. Pour rappel, le programme approuvé pour l'année 2012 s'élève à 163 M€.

##### a) Investissements de fluidification

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de développement du réseau principal de TIGF sont de 86 M€ en 2013. Elles concernent essentiellement le renforcement de l'artère de Guyenne pour 48 M€ et de l'artère de l'Adour pour 32 M€, ces projets sont liés au développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne en 2013 et 2015.

##### b) Investissements en lien avec les autres finalités du programme d'investissements de TIGF

Les dépenses d'investissements relatives aux projets de renforcement du réseau régional de TIGF s'établissent à 1 M€, soit un budget en forte baisse par rapport à l'estimé 2012 (11 M€).

Les dépenses d'investissements relatives aux projets d'amélioration de la sécurité et de renouvellement des actifs obsolètes s'élèvent à 40 M€ et sont essentiellement liées à la mise en œuvre de l'arrêté multi-fluides du 4 août 2006.

Les autres dépenses d'investissements s'établissent à 23 M€, dont 12 M€ pour les systèmes d'information et 10 M€ pour la construction d'un site unique permettant de regrouper l'ensemble du personnel de TIGF de l'agglomération paloise.

c) *Investissements liés à des budgets d'études pour les projets non engagés*

Les dépenses prévues pour les études s'élèvent à 2 M€ et portent pour l'essentiel sur des projets de raccordement d'installations nouvelles (centrale de production d'électricité, nouveaux points de livraison) au réseau de transport. TIGF indique que l'ensemble des études effectuées s'inscrit dans le cadre de conventions d'étude de raccordement qui prévoient que les coûts d'étude associés sont couverts, en cas d'abandon, par les porteurs de projet concernés.

## 2. Analyse de la CRE sur le programme annuel d'investissements de TIGF pour 2013

La CRE constate que les dépenses d'investissements de TIGF pour l'année 2013 sont cohérentes avec la trajectoire tarifaire ATRT5 et conformes à ses délibérations passées, ainsi qu'aux résultats des *open seasons* 2013 et 2015.

## IV. Décision de la CRE

### 1. Décision de la CRE relative au plan décennal de TIGF

La CRE considère que le plan décennal de développement du réseau de TIGF couvre les besoins en matière d'investissement et est cohérent avec le plan européen élaboré par l'ENTSOG.

Elle demande à TIGF de préciser, dans son plan décennal 2012-2021, le caractère interruptible des 60 GWh/j de capacités de sortie vers l'Espagne à Biriadou, dont le développement est prévu à l'horizon 2015. TIGF devra également préciser en amont de la commercialisation de ces capacités les conditions de leur interruption.

Elle demande également à TIGF, pour ses prochains plans décennaux de développement, de fournir des informations détaillées relatives aux projets de développement des stockages dont il a connaissance, qu'un renforcement du réseau soit nécessaire ou pas.

### 2. Décision de la CRE relative au programme annuel d'investissements de TIGF pour 2013

La CRE approuve le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2013. Le programme d'investissements approuvé s'élève à 152,1 M€, répartis de la façon suivante :

En millions d'euros	Année 2012 (approuvé)	Année 2012 (estimé)	Année 2013 (approuvé)
Réseau principal – développement	100,4 M€	76,0 M€	86,3 M€
Réseau régional – développement	12,4 M€	11,1 M€	3,3 M€
Sécurité et maintien	35,9 M€	30,6 M€	39,8 M€
Autres	14,3 M€	13,4 M€	22,7 M€
<b>Total</b>	<b>163,0 M€</b>	<b>131,1 M€</b>	<b>152,1 M€</b>

L'approbation du programme d'investissements ne préjuge pas du traitement tarifaire de ces dépenses.

Toute modification du programme d'investissements devra être soumise à la CRE pour approbation. TIGF présentera à la CRE, au cours du mois de juin 2013, un rapport sur l'exécution de la présente décision et lui fournira à cette occasion des éléments relatifs à l'instruction de la décision d'investissements dans le projet de compression de Sauveterre.

Fait à Paris, le 20 décembre 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie  
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE



## **ENQUÊTE PUBLIQUE UNIQUE PRÉALABLE A DÉLIVRANCE DE**

**1- « La Déclaration d'utilité publique des travaux d'établissement de la canalisation DN 600 ARCANGUES-COUDURES dite ARTÈRE DE L'ADOUR » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**2- « L'Autorisation de construction et d'exploitation de l'ouvrage » prescrite en application des dispositions de l'article L555-25 et suivant du code de l'Environnement.**

**3- « L'Autorisation au titre de la loi sur l'eau » prescrite en application des dispositions de l'article L.214-1 du code de l'Environnement.**

**4- « La Mise en compatibilité des documents d'urbanisme POS et PLU des communes de ARCANGUES, BASSUSSARY, VILLEFRANQUE, MOUGUERRE, BRISCOUS, URT, et GUICHE prescrite en application des dispositions de l'article L.123-16 du code de l'Urbanisme.**

**Du 16 septembre 2013 au 31 octobre 2013 inclus**

## **ANNEXES (Actes de Procédure)**

**LES VALIDATIONS DU PROJET :  
DÉLIBÉRATION DE LA COMMISSION NATIONALE DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)  
DU 17 JUILLET 2013**





## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2013 portant décision sur le point d'exécution des programmes d'investissements 2012 et 2013 de TIGF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOLLIÈRE commissaires.

En application des articles L.134-3 et L.431-6-II du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) doivent transmettre leurs programmes annuels d'investissements à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour approbation. En outre, en application des articles susvisés, la CRE « veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire ».

Dans ce cadre, par délibération du 20 décembre 2012, la CRE a approuvé le programme d'investissements de TIGF pour l'année 2013 et lui a demandé de présenter, pour le courant du mois de juin 2013, un rapport d'exécution intermédiaire des investissements réalisés.

TIGF a été auditionné par le collège de la CRE le 11 juillet 2013 et a présenté, à cette occasion, le bilan définitif d'exécution de son programme d'investissements pour l'année 2012, ainsi que l'état d'exécution à mi-année du programme d'investissements pour l'année 2013. Les écarts constatés entre les niveaux des investissements approuvés d'une part, les investissements effectivement réalisés pour 2012 et les prévisions mises à jour pour 2013, d'autre part, ont été présentés par TIGF.

### 1. Observations sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2012

Le programme d'investissements approuvé pour l'année 2012 par la CRE dans sa délibération du 15 décembre 2011 s'élevait à 163,0 M€.

Le bilan définitif d'exécution de son programme d'investissements pour l'année 2012 s'élève à 121,4 M€, soit une baisse de 41,6 M€ (- 25,5 %) par rapport au programme approuvé.

Cette baisse résulte notamment d'une diminution des investissements de fluidification sur le réseau principal, pour un montant de 26,5 M€, en raison :

- d'une baisse de 16 M€ pour le projet Girland (renforcement des capacités au niveau de l'artère de Guyenne : canalisation entre Lussagnet et Captieux). TIGF anticipe une baisse de 8 M€ du coût global du projet par rapport au budget initial ;
- d'une baisse de 6,3 M€ sur le projet de renforcement de l'artère du Béarn, à la suite d'un report de travaux dans les connexions au réseau régional. Ce report n'a pas affecté la mise en service qui a eu lieu en décembre 2012 comme prévu.

Une baisse de 10 M€ est également constatée sur le poste sécurité. Cet écart s'explique par une révision de l'échelonnement des dépenses, s'étalant sur plusieurs années.

La CRE observe également que, pour le reste du programme d'investissements et notamment les dépenses concernant la construction du siège unique, les dépenses constatées sont globalement en ligne avec les prévisions.

### 2. Observations sur l'état d'exécution du programme d'investissements 2013

Le programme d'investissements approuvé pour l'année 2013 par la CRE dans sa délibération du 20 décembre 2012 s'élevait à 152,1 M€.

TIGF a présenté à la CRE l'exécution à mi-année de ce programme, qui fait apparaître une baisse de

22,6 M€ du montant prévisionnel des dépenses d'investissements par rapport au programme approuvé pour 2012. Ce montant prévisionnel s'établit désormais à 129,5 M€.

Cette baisse est essentiellement liée à deux projets :

- l'artère de l'Adour, pour un montant de 12 M€ due aux conditions de marché favorables pour l'achat des tubes. TIGF considère que cette baisse n'a pas de conséquence sur le coût global du projet car il anticipe une hausse des dépenses relatives aux contraintes environnementales ;
- le projet Girland, pour un montant de 11 M€. Cette baisse s'explique par le report de la fin du projet de canalisation entre Lussagnet et Captieux en 2014, en raison des conditions climatiques défavorables. Ce report n'a pas eu de conséquence sur la mise en service du renforcement des capacités à l'interconnexion de Larrau au 1<sup>er</sup> avril 2013.

En outre, concernant la partie compression du projet Girland, la décision de construction d'un troisième compresseur au niveau de la station de Sauveterre à l'horizon 2017 (estimée à 27 M€) a été confirmée par TIGF en juin 2013.

Enfin, TIGF a fait part lors de son audition d'incertitudes sur le bilan définitif d'exécution du programme 2013, liées notamment à des difficultés avec certaines entreprises de pose ou aux conséquences éventuelles des intempéries du premier semestre.

### **3. Décision concernant le programme d'investissements 2012**

La CRE constate que l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et le programme d'investissements approuvé pour 2012 est principalement lié à des conditions de marché favorables sur les travaux pour le projet Girland et à des reports concernant des projets relatifs au développement du réseau de grand transport. Ces reports sont sans conséquence pour le calendrier de ces projets ou leur coût.

La CRE constate que l'exécution du programme d'investissements de TIGF est conforme au programme approuvé.

### **4. Décision concernant le programme d'investissements 2013**

La CRE constate que TIGF respecte les calendriers de mise en œuvre des différents projets d'investissements, notamment en ce qui concerne le développement des capacités aux interconnexions avec l'Espagne.

Elle observe que l'écart entre les dépenses d'investissements réévaluées et le programme d'investissements approuvé pour 2013 est lié, d'une part, à la révision à la baisse de certains coûts et d'autre part, au report de travaux concernant différents projets, à la suite des conditions climatiques difficiles du premier semestre 2013.

En conséquence, la CRE approuve le programme d'investissements réévalué par TIGF pour l'année 2013.

Elle demande à TIGF de lui présenter, fin septembre 2013, l'ensemble des études ayant conduit à la confirmation de la décision d'investissements de la compression de Sauveterre.

Fait à Paris, le 17 juillet 2013

Pour la Commission de régulation de  
l'énergie,  
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE