

**CSFRS** 

Conseil Supérieur de la Formation  
et de la Recherche Stratégiques



**GEOSTRATEGIA**  
L'agora stratégique 2.0 du CSFRS



**SESEF**

**Sécurité  
énergétique:  
stratégies  
pour l'Europe  
et la France**

# **Rapport SESEF « Sécurité énergétique: stratégies pour l'Europe et la France »**

Edité en Janvier 2017.

Cette note vient conclure le travail réalisé dans le cadre de l'étude Sécurité énergétique : stratégies pour l'Europe et la France (SESEF), débutée dans le premier quart de l'année 2015. Le projet se divisait en trois phases :

**Phase 1 : rédaction de fiche-pays et élaboration d'une note typologique**

**Phase 2 : réalisation des notes d'analyse portant sur des choke points géographiques et thématiques**

**Phase 3 : réalisation d'une note de synthèse de l'étude comportant des recommandations opérationnelles à destination des autorités françaises et des institutions européennes.**

**Ce rapport de synthèse se structure en trois parties.**

**La première partie, concise et introductive, présente les éléments généraux concernant le profil énergétique de la France et de l'Union européenne, les fondements de la politique européenne de l'énergie dans ses dimensions plus politiques que techniques.**

**La deuxième partie, cœur du document revient sur les évolutions techniques à l'horizon 2030 qui ont fait l'objet de cinq notes durant la phase 2 du projet et met en avant celles qui pourraient constituer une opportunité pour la France et l'Europe dans une perspective d'amélioration de leur sécurité énergétique. Il présente ensuite les risques, impacts et opportunités liés aux évolutions de la situation de certaines zones géographiques importantes en matière de production et de transit énergétique avant de discuter des options de diversifications que certaines peuvent représenter.**

**Dans un troisième temps, il formule conclusions et recommandations.**

**Auteur(s) : Bastien Alex**

**Source(s) : CSFRS, IRIS**



## **SÉCURITÉ ÉNERGETIQUE : STRATÉGIES POUR L'EUROPE ET LA FRANCE**

**Phase 3**

# **Synthèse et recommandations**

**Janvier 2017**



## Sommaire

<b>Avant-propos</b> .....	<b>5</b>
<b>Diagnostic</b> .....	<b>6</b>
I. Données générales sur les profils énergétiques de la France et de l'UE .....	6
1. Paysage énergétique européen .....	6
a. Des mix énergétiques très divers .....	6
b. Une excellence technique .....	7
c. Une forte dépendance aux hydrocarbures .....	8
2. La France, une configuration particulière .....	10
II. Principaux fournisseurs d'hydrocarbures .....	12
1. Europe .....	12
2. France .....	14
III. Législations et règlements européens .....	18
1. Les paquets Energie .....	18
2. Apports de l'Union de l'énergie .....	19
<b>Quelles évolutions à l'horizon 2030 ?</b> .....	<b>21</b>
I. Quelles évolutions technologiques sont susceptibles de présenter une opportunité pour la sécurité énergétique de l'UE ? .....	21
3. Secteur nucléaire .....	21
4. Energies renouvelables .....	23
a. Stockage d'énergie .....	23
b. Energies marines .....	24
c. Autres .....	25
5. Hydrocarbures non conventionnels .....	26
a. France .....	27
b. Europe .....	27
6. Le gaz naturel liquéfié .....	28

II. Quels aléas géopolitiques sont en capacité de porter préjudice à la sécurité énergétique de l'UE et de la France ?.....	30
1. Impacts des prix des marchés pétroliers .....	30
2. Conséquences d'un blocage des principales voies de transit .....	31
a. Malacca.....	31
c. Ormuz.....	31
d. Mer Rouge .....	32
III. Quelles options de diversification géographique ?.....	33
1. La piste du Corridor gazier sud .....	33
2. Quelle contribution de l'Arctique ? .....	34
3. Le GNL américain.....	35
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>37</b>
<b>Recommandations .....</b>	<b>40</b>
1. Quelles options pour la France ? .....	40
2. Que proposer au niveau européen ? .....	42
<b>Annexes .....</b>	<b>47</b>
1. Le processus de libéralisation des marchés de l'énergie .....	47
2. Les principaux gazoducs en Europe .....	50
<b>Bibliographie .....</b>	<b>51</b>

## Avant-propos

Cette note vient conclure le travail réalisé dans le cadre de l'étude *Sécurité énergétique : stratégies pour l'Europe et la France* (SESEF), débutée dans le premier quart de l'année 2015. Le projet se divisait en trois phases :

Phase 1 : rédaction de fiche-pays et élaboration d'une note typologique

Phase 2 : réalisation des notes d'analyse portant sur des *choke points* géographiques et thématiques

Phase 3 : réalisation d'une note de synthèse de l'étude comportant des recommandations opérationnelles à destination des autorités françaises et des institutions européennes.

Cet ultime livrable se structure en trois parties.

La première partie, concise et introductive, présente les éléments généraux concernant le profil énergétique de la France et de l'Union européenne, les fondements de la politique européenne de l'énergie dans ses dimensions plus politiques que techniques.

La deuxième partie, cœur du document revient sur les évolutions techniques à l'horizon 2030 qui ont fait l'objet de cinq notes durant la phase 2 du projet et met en avant celles qui pourraient constituer une opportunité pour la France et l'Europe dans une perspective d'amélioration de leur sécurité énergétique. Il présente ensuite les risques, impacts et opportunités liés aux évolutions de la situation de certaines zones géographiques importantes en matière de production et de transit énergétique avant de discuter des options de diversifications que certaines peuvent représenter.

Dans un troisième temps, il formule conclusions et recommandations.

## Diagnostic

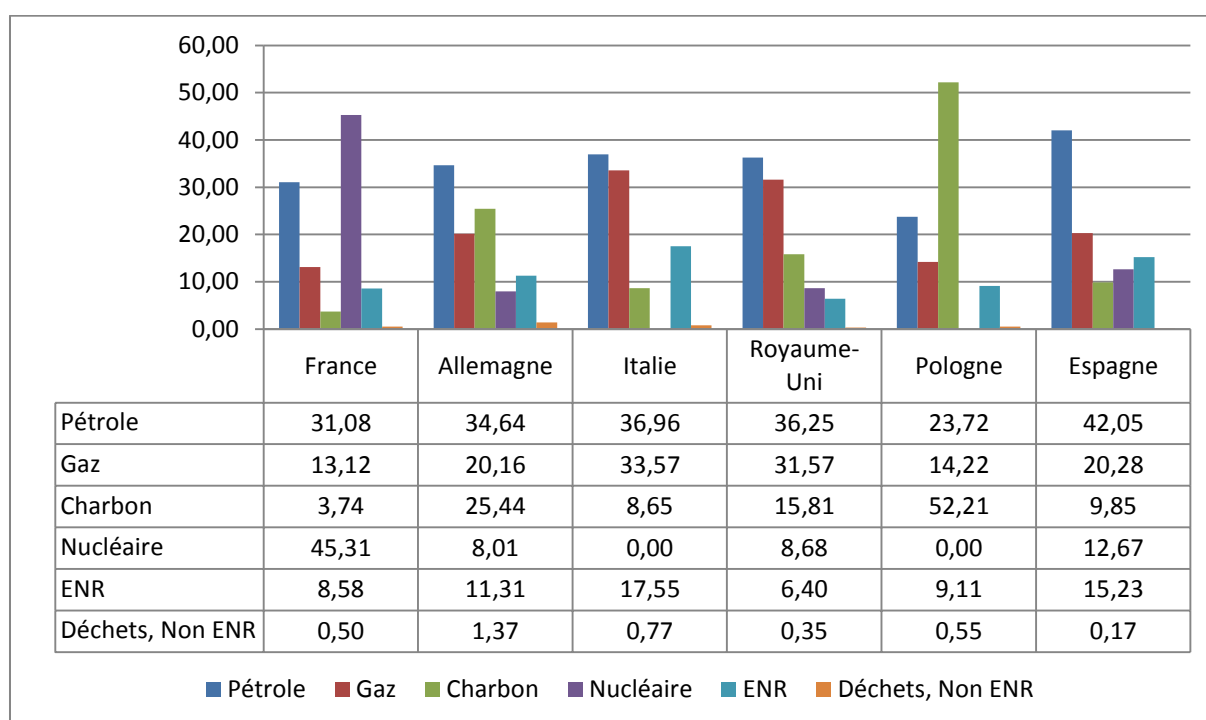
### I. Données générales sur les profils énergétiques de la France et de l'UE

#### 1. Paysage énergétique européen

##### a. Des mix énergétiques très divers

L'Union européenne se distingue par la très grande variété des profils énergétiques qu'elle propose, en témoigne le graphique ci-dessous.

Figure 1 : Consommation d'énergie primaire (en %) de plusieurs Etats membres en 2014



Source : Energy Statistical Pocketbook 2016, p. 42.

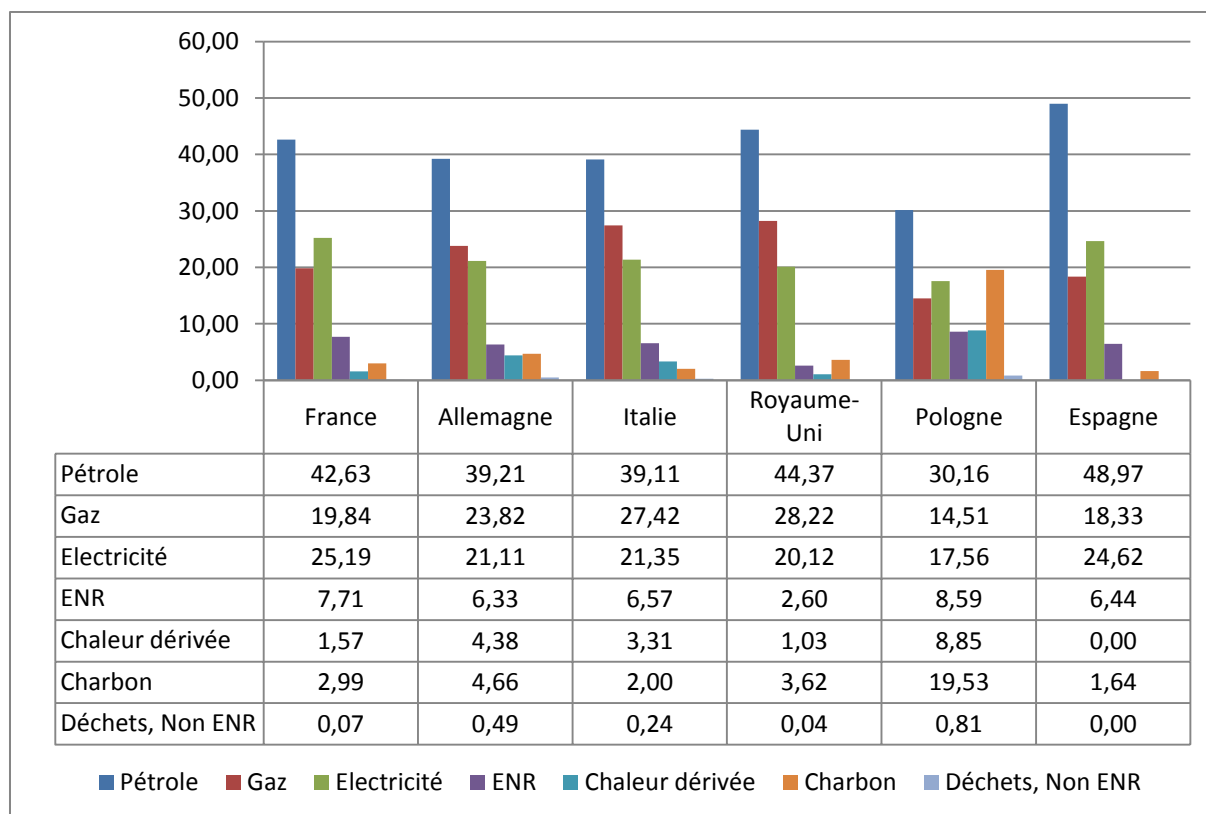
On constate ainsi que définir une politique énergétique commune ne peut être réellement un synonyme d'harmonisation des mix tant les différences, produits de l'histoire et de la géographie des Etats, sont importantes. Si la consommation de pétrole reste relativement homogène (la proportion est toujours comprise entre 25 et 45% et reste en tête dans 4 pays sur 6), la part des autres énergies varie parfois du simple au double : si l'Italie n'a plus désormais recours au nucléaire, cette énergie compte pour 42 % de la consommation d'énergie primaire : de même, l'Espagne utilise peu de charbon (9%) quand celui-ci domine largement le mix polonais (53%).

La représentation des consommations finales d'énergie (voir graphe ci-dessous) gomme partiellement les différences en matière de mix électrique et fait ressortir la domination du pétrole,



notamment en raison de son omniprésence dans le secteur des transports où il n'existe que peu d'alternatives.

Figure 2 : Consommation d'énergie finale (en %) de plusieurs Etats membres en 2014



Source : Energy Statistical Pocketbook 2016, p. 83.

### b. Une excellence technique

L'Union européenne, faiblement doté en ressources naturelles énergétiques à l'exception de certains pays (Pays-Bas, Royaume-Uni) compense sa vulnérabilité par un savoir-faire technique et technologique et une stratégie de diversification des approvisionnements. Le Vieux continent abrite ainsi plusieurs géants énergétiques pétro-gaziers : BP, Shell, Total, ENI, Engie, etc. Ces compagnies sont présentes dans de très nombreux pays et ont adopté une politique de diversification ces dernières années, notamment en direction des énergies renouvelables comme l'illustre l'exemple de Total : rachat de l'américain Sunpower (panneaux photovoltaïques) en 2011, suivi, entre autres, de la création d'une division « gas renewables and power » et du rachat de Saft, leader français des batteries en 2016.

Cette situation avantageuse dans le secteur énergétique permet aux grands groupes européens de préparer l'avenir grâce à l'élargissement de leur portefeuille, une relative stabilité et des capacités d'investissements significatives.

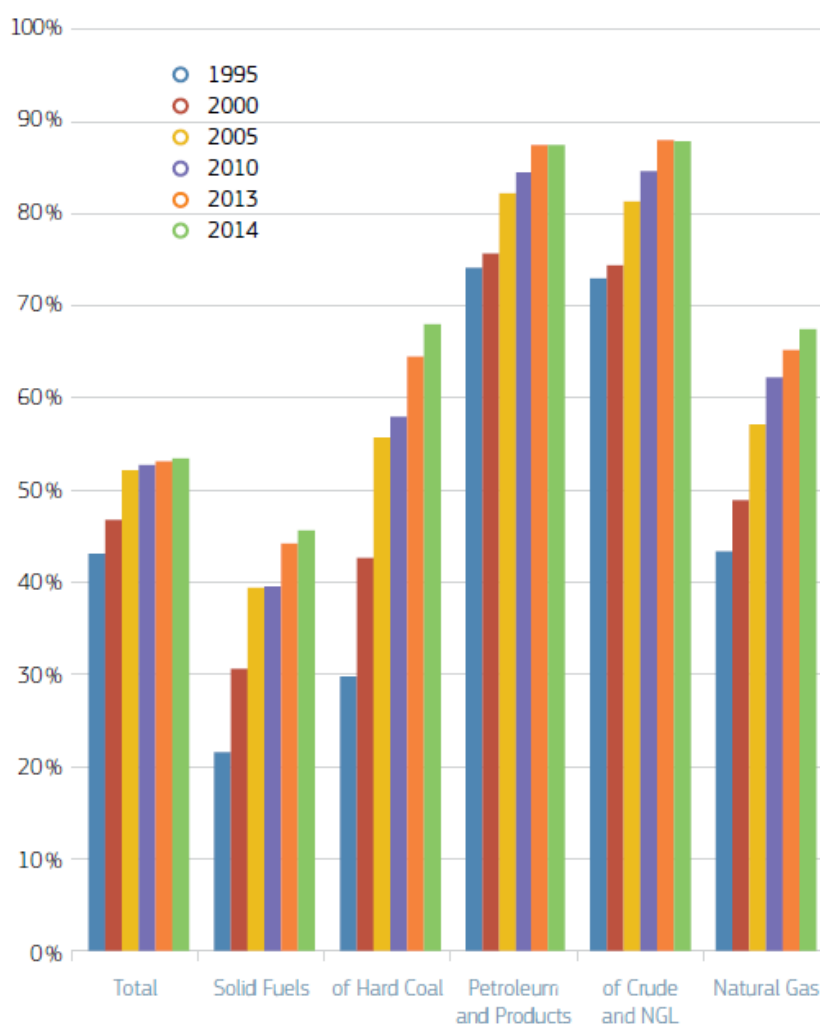
### c. Une forte dépendance aux hydrocarbures

Pour autant, une vulnérabilité se dégage très nettement : la forte dépendance aux importations en ce qui concerne les hydrocarbures.

Figure 3 : Dépendance aux importations énergétiques

	1995	2000	2005	2010	2013	2014
Total	43.1	46.7	52.2	52.6	53.1	53.5
Solid Fuels	21.5	30.6	39.4	39.5	44.1	45.6
of which Hard Coal	29.7	42.6	55.7	57.9	64.5	67.9
Petroleum and Products	74.1	75.7	82.1	84.5	87.4	87.4
of which Crude and NGL	73.0	74.4	81.3	84.6	88.0	87.9
Natural Gas	43.4	48.9	57.1	62.2	65.2	67.4

#### 1995-2014 (%)

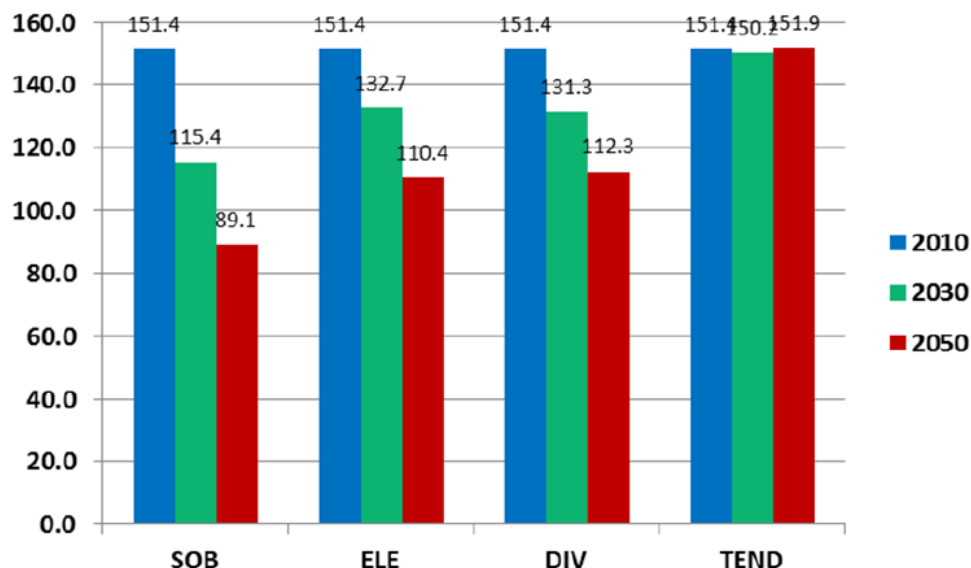


Sources: Commission européenne, Statistical Pocketbook 2016, p. 24.

Si le graphique ci-dessus, sans appel, illustre parfaitement cette dépendance aux importations d'hydrocarbures, qui atteint près de 90% pour le pétrole et ses dérivés, on constate un ralentissement de la croissance de la dépendance entre 2013 et 2014. Aucune conclusion ne peut cependant être tirée des fluctuations de cette variable d'une année sur l'autre, l'écart 2013-2014 pouvant être dû à des processus de déstockage où la consommation de produits entreposés peut momentanément réduire la dépendance de manière factice.

Cet état de dépendance soulève la question des objectifs de la politique énergétique européenne qui n'a pas choisi d'agir particulièrement sur cette donnée mais de réduire la vulnérabilité aux chocs en diversifiant à la fois le mix et les fournisseurs, même si Russie et Norvège continuent de dominer ce secteur. Devant le constat de la dépendance, qui a tendance à progresser en raison de l'essor de la consommation, les politiques cherchent dans un premier temps à gérer le risque avant d'agir sur la dimension structurelle de la dépendance. Toutefois, les énergies renouvelables peuvent y contribuer à travers leur exposition réduite aux risques pesant sur les importations de flux traditionnelles comme le pétrole, bien que cela nécessite le développement sur plusieurs années des véhicules électriques. Selon l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), dans ses travaux réalisés en 2013 dans le cadre du débat national sur la transition énergétique (excepté dans le scénario tendanciel), les consommations finales d'énergie en France chuteraient de manière marquée à l'horizon 2050.

**Figure 4 : Consommation d'énergie finale de la France dans les scénarios de l'ANCRE (en Mtep)**



Source : ANCRE, Pipame – *Les filières de la valorisation énergétique du sous-sol profond*, p. 111.

Au nombre de trois – Sobriété renforcée (SOB), Décarbonation par l'électricité (ELE) et Vecteurs diversifiés (DIV), TEND étant le scénario tendanciel –, ils aboutissent respectivement en 2050, à une réduction importante de la dépendance énergétique de la France. Cette dernière passe de 51 % aujourd'hui à 27 % (ELE), 28 % (DIV) ou 36 % (SOB), et repose sur un essor important de l'efficacité

énergétique, des énergies renouvelables ou des bioénergies<sup>1</sup>. L'interrogation porte néanmoins sur le déplacement des dépendances<sup>2</sup> et la criticité de nouveaux matériaux comme le lithium ou le cadmium. Sans être comparable à la dépendance aux hydrocarbures, énergie qui nécessite un flux d'approvisionnements continu contrairement aux énergies renouvelables, la portée de ce déplacement et ses conséquences méritent d'être étudiés.

## 2. La France, une configuration particulière

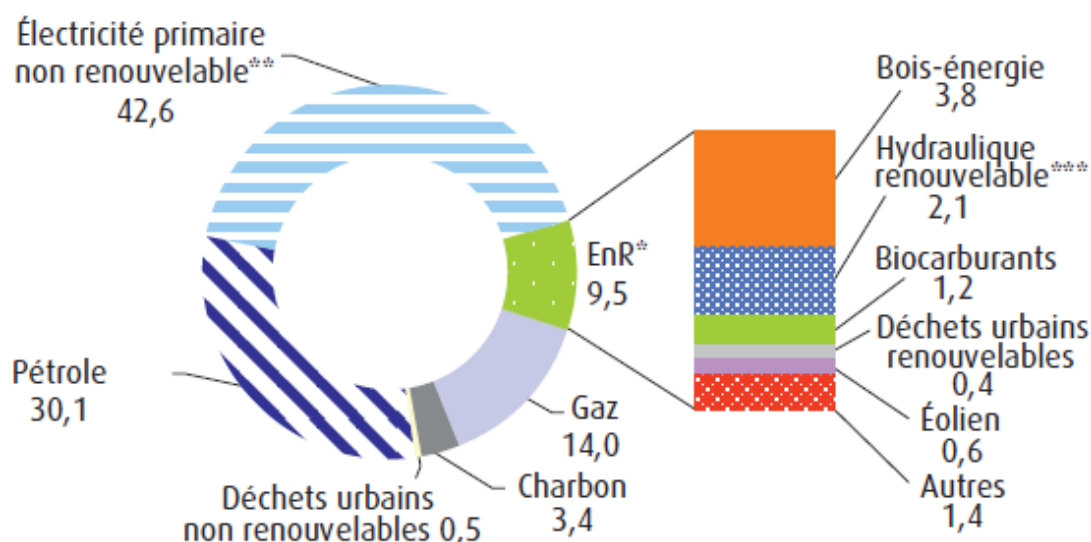
La France fait valeur d'exception en raison de la part du nucléaire, sans équivalent en Europe et dans le monde.

Figure 5

### Répartition de la consommation d'énergie primaire en France métropolitaine

Données corrigées des variations climatiques (256,6 Mtep en 2014)

En %



\* EnR : énergies renouvelables (électriques et thermiques, voir « Méthodologie - définitions » p. 47).

\*\* Comprend la production nucléaire, déduction faite du solde exportateur d'électricité (pour simplifier, le solde exportateur est retranché de l'électricité nucléaire) et la production hydraulique par pompage.

\*\*\* Hydraulique hors pompage.

Source : Caculs SOeS, d'après les données disponibles par énergie

Repères. *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2015, Commissariat général au développement durable, Service de l'observation et des statistiques, Ministère de l'Ecologie, du développement durable et de l'Energie, février 2016, p. 10.

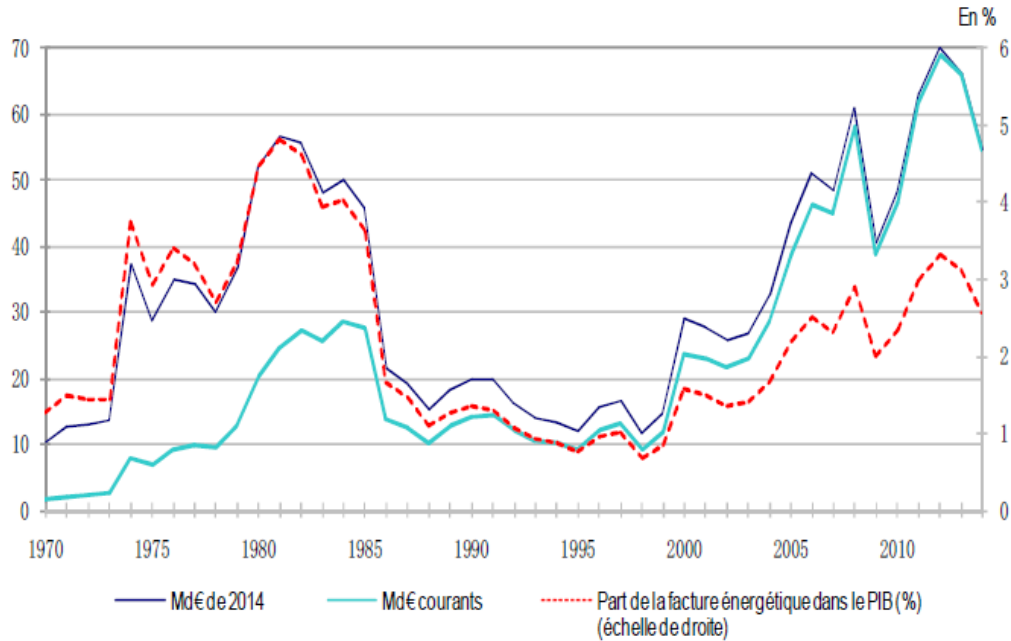
Cependant, son niveau de dépendance aux hydrocarbures reste critique, malgré une stratégie de diversification certes notable mais qui ne permet pas de réduire le risque de choc lié aux risques de

<sup>1</sup> Voir *Scénarios énergétiques de l'ANCRE*, avril 2013, [http://www.allianceenergie.fr/iso\\_album/ancre\\_v5\\_22\\_04\\_2013\\_\(3\).pdf](http://www.allianceenergie.fr/iso_album/ancre_v5_22_04_2013_(3).pdf)

<sup>2</sup> Voir notamment Hache, E (2016), "La géopolitique des énergies renouvelables : amélioration de la sécurité énergétique et / ou nouvelles dépendances ?", *Revue Internationale et Stratégique*, n°101.

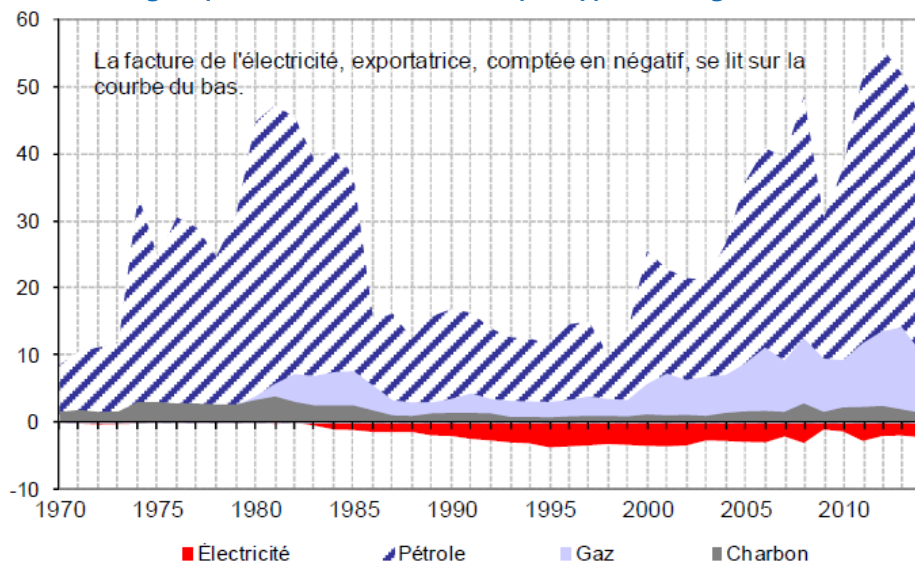
défauts de l'un de ses fournisseurs, comme ce fut le cas lors de l'effondrement de la Libye. Contrairement aux hydrocarbures, les approvisionnements en uranium sont beaucoup moins exposés aux chocs géopolitiques en raison de la stabilité des pays producteurs (Kazakhstan, Canada, Australie). Cela ne doit pas non plus faire oublier que la France dépend de l'étranger pour le combustible, et notamment du Niger, quatrième producteur mondial, pays impacté par les désordres au Sahel.

Figure 6 : Facture énergétique de la France (en milliards d'euros)



Source : données des douanes, calculs du Service de l'Observation et des Statistiques

Figure 7 : Facture énergétique de la France déclinée par type d'énergie (en milliards d'euros 2014)



Source : données des douanes, calculs du Service de l'Observation et des Statistiques

La facture énergétique, qui a explosé jusqu'au début des années 2010 est en net recul depuis la chute des cours initié en juin 2014. Les chiffres des années 2015 et 2016 confirment cette tendance : selon le ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, la facture énergétique mesurée en cumul entre septembre 2015 et août 2016 s'élève à 31,4 milliards d'euros, soit une baisse de 28,1 % par rapport à la même période de l'année précédente et, surtout, son plus bas niveau depuis plus de dix ans<sup>3</sup>. Elle pourrait toutefois impulser un rebond en 2017 si l'accord signé le 30 novembre par les pays de l'OPEP et la Russie conduisait à une hausse significative du prix du baril (le prix du baril a regagné 10% depuis et dépassé la barre des 50\$).

## II. Principaux fournisseurs d'hydrocarbures

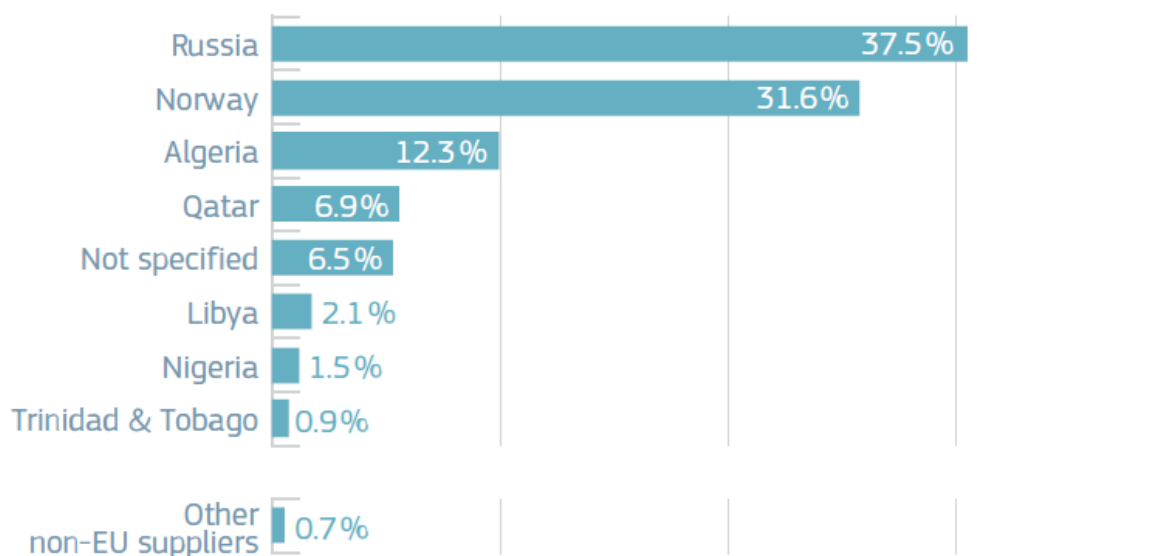
### 1. Europe

La Russie marque ces statistiques de son empreinte bien que les chiffres masquent les évolutions de 2015 et 2016 et la pénalisation de Moscou par les sanctions votées à son encontre suite à l'annexion de la Crimée. Les interrogations portent désormais sur l'arrivée potentielle de certains exportateurs dans ce classement, notamment l'Iran, qui revient sur la scène pétrolière suite à la signature de l'accord du 14 juillet 2015 et au desserrement progressif de l'étau de l'embargo. De même, les Etats-Unis pourraient apparaître parmi les fournisseurs de gaz d'ici quelques années. La diversification reste par ailleurs un objectif majeur poursuivi dans le cadre de l'Union de l'énergie.

Figure 8 : Importations de l'UE (28 Etats membres)

### EU-28 IMPORTS\* OF NATURAL GAS – 2014

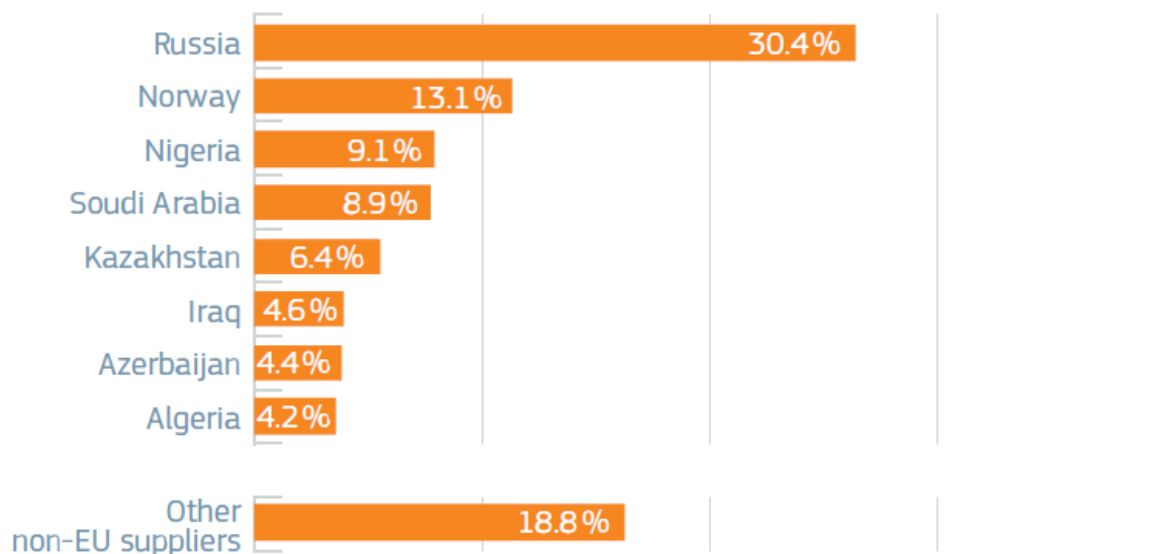
Total non-EU = 11 796 884 TJ-GCV



<sup>3</sup> *Conjoncture énergétique. Troisième trimestre 2016*, novembre 2016, p. 1.

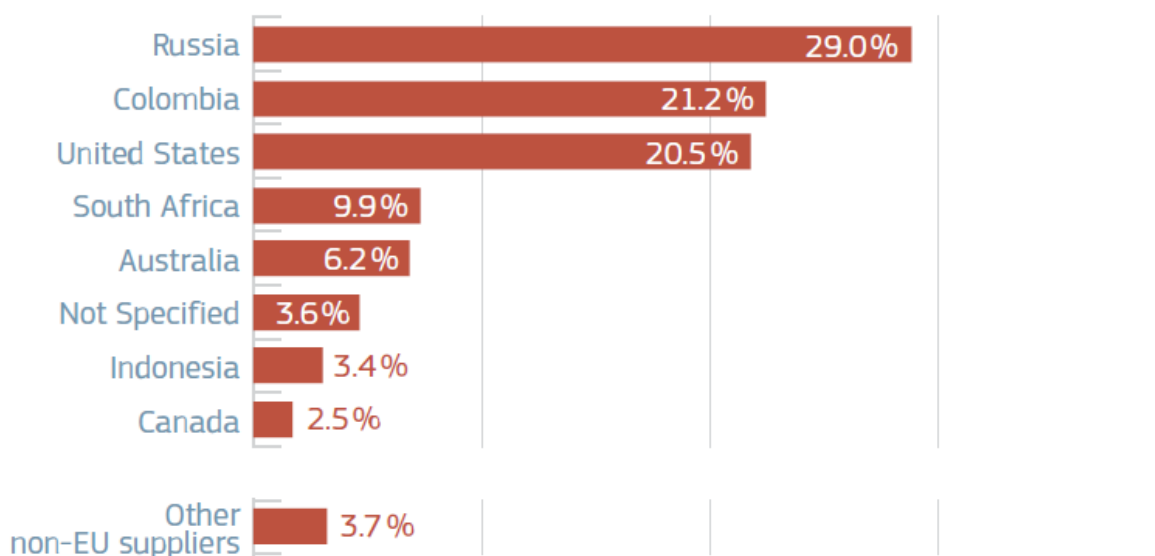
## EU-28 IMPORTS\* OF CRUDE OIL – 2014

Total non-EU = 494 241 kton



## EU-28 IMPORTS\* OF SOLID FUELS – 2014

Total non-EU = 229 847 kton



\* From non-EU suppliers.

Sources: Commission européenne, Statistical Pocketbook 2016, p. 26.

La dépendance de la France au pétrole du Moyen-Orient n'est pas un cas isolé. En effet, derrière la Russie et les pays de l'ex-Union soviétique, qui assurent près de la moitié des approvisionnements pétroliers de l'UE (tableau 1 ci-après), le Moyen-Orient reste une composante principale de la sécurité énergétique européenne (16 % des approvisionnements globaux).

Tableau 1 : Origine géographique des importations de pétrole brut dans l'UE (en mbj et en %)

	Volume d'importation de pétrole en mbj	En % des importations totales
Etats-Unis, Canada, Mexique	0,9	7,5
Amérique du Sud / Centrale	0,35	2,5
Pays de l'ex-Union soviétique	6,0	47,5
Moyen-Orient	2,0	16
Afrique du Nord	1,5	12
Afrique de l'Ouest	1,5	12
Autres	0,35	2,5
Total	12,6	100

Source : BP Statistical Review 2014

Avec la baisse simultanée de la production de charbon, de pétrole et de gaz depuis les années 1990, l'UE a connu une hausse accrue de sa dépendance aux importations primaires d'énergie. En 2013, selon Eurostat<sup>4</sup>, les importations d'énergies primaires ont dépassé les exportations de plus de 900 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep). La dépendance de l'UE-28 aux importations d'énergie s'est accrue pour atteindre plus de 53 % de la consommation brute d'énergie, contre moins de 40 % dans les années 1980.

L'UE a enregistré des changements importants dans la structure de ses importations d'hydrocarbures. Si la Russie reste le principal fournisseur, sa part dans les importations de pétrole de l'Europe a légèrement décliné après le pic enregistré en 2011 (35 %). Le déclin des importations en provenance de la Norvège se poursuit, alors que l'approvisionnement depuis le Nigéria est en augmentation (sa part a quasiment doublé entre 2003 et 2013). Le poids de l'Arabie saoudite dans les importations totales de pétrole de l'UE a, pour sa part, enregistré un double mouvement : une très forte baisse entre 2003 et 2009 (de 11,2 % à 5,7 %) et une hausse depuis 2010 (de 5,7 % à 8,6 %). Enfin, l'Irak était, en 2013, à l'origine d'environ 3,6 % des importations de pétrole de l'UE-28. En ce qui concerne le gaz, le Qatar, à travers ses exportations de GNL, assurait près de 7 % des importations de l'UE-28 en 2013, contre moins de 1 % en 2003.

## 2. France

La production de pétrole et de gaz naturel sur le sol français est historiquement faible et décline depuis 1988 pour le pétrole et 1980 pour le gaz naturel, ne représentant aujourd'hui que respectivement 1 % et 2 % de la consommation nationale. En 2014, la France a importé environ 53 millions de tonnes de pétrole brut (tableau 3), soit une diminution de près de 16 % par rapport à 2010. Trois zones assurent près de 88 % des approvisionnements du pays avec, dans l'ordre décroissant, l'Afrique (37 %), la zone Russie/CEI (environ 28 %) et le Moyen-Orient (près de 24 %). L'Arabie saoudite assurait, à elle seule, près de 21 % des approvisionnements pétroliers français en

<sup>4</sup> La production et les importations d'énergie, mai 2015.



2014. Elle est suivie par le Kazakhstan, le Nigeria (environ 11 % des importations françaises), la Russie (10 %) et la Norvège (8 %) (Tableau 2).

Les approvisionnements depuis ces différentes régions exportatrices ont enregistré des dynamiques différentes. Deux niveaux d'analyse s'imposent.

A long terme tout d'abord, depuis les premier (1973) et deuxième (1979) chocs pétroliers, la France a enregistré un double mouvement en liaison notamment avec l'évolution de sa politique de sécurité énergétique. D'une part, en raison d'une diminution marquée de l'intensité pétrolière du PIB français et des choix de politique énergétique (approfondissement des investissements dans le secteur nucléaire), les importations en volume ont été divisées par 2,5 entre 1973 et 2014. D'autre part, un mouvement marqué de diversification des sources d'approvisionnement s'est opéré : en 1979, les pays du Moyen-Orient producteurs de pétrole représentaient près de 75 % des volumes importés en France. Leur part s'est effondrée pour atteindre un point bas à environ 17 % en 2010. *A contrario*, le poids des pays de l'ex-URSS et de l'Afrique sub-saharienne a augmenté sur la période 1973-2010 pour atteindre respectivement 33 % et 32 % des importations françaises. Les pétroles de la mer du Nord, qui ont enregistré un pic au début des années 2000 à environ 37 % des approvisionnements français, déclinent depuis lors de manière marquée et ne représentaient plus que 11 % en 2014.

**Tableau 2 : Part des différentes zones d'approvisionnement dans les importations de pétrole brut de la France (en %)**

Provenances	1973	1979	1990	2000	2005	2010	2014
Afrique	25	16	29	16	23	32	37
<i>dont Nigéria</i>	9	8	4	6	3	4	11
<i>Libye</i>	5	3	4	3	5	16	6
<i>Algérie</i>	8	4	4	4	6	1	7
Russie/CEI	3	4	8	9	23	33	28
<i>dont Russie</i>	ND	ND	ND	6	11	17	10
Moyen-Orient	71	75	43	37	27	17	24
<i>dont Arabie saoudite</i>	22	35	21	18	12	9	21
Mer du Nord	0	3	14	37	26	17	11
Autres	1	1	6	0	1	2	1
<b>Importations totales</b>	100	100	100	100	100	100	100
<i>dont Opep</i>	95	89	57	49	45	43	54

Source : SOeS

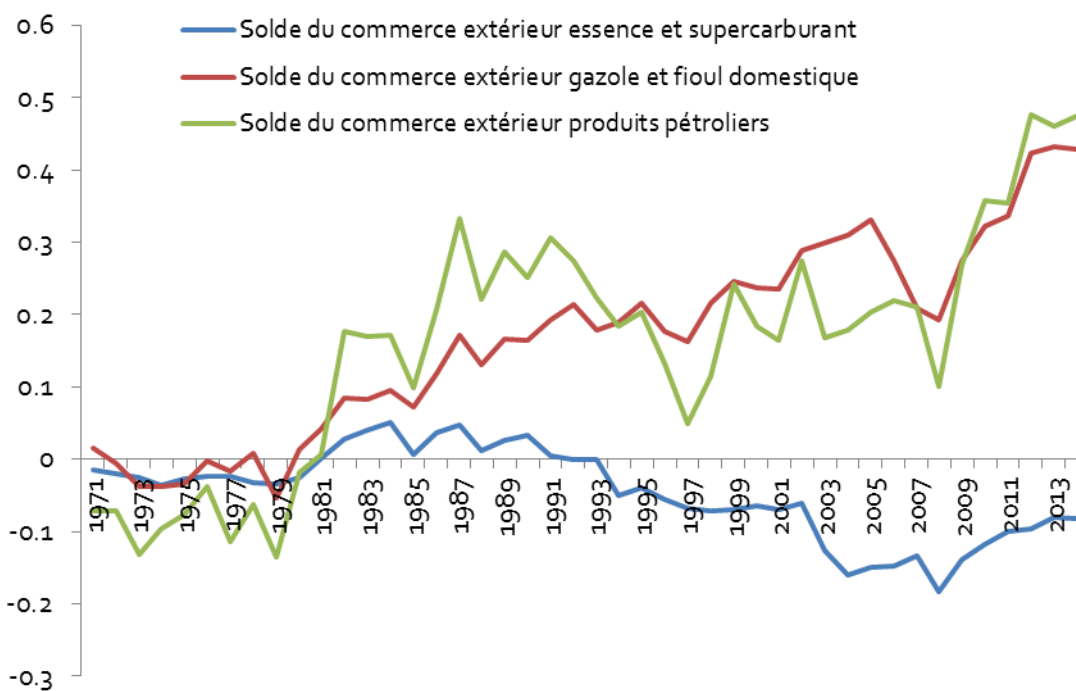
A court terme, depuis 2010, de nouvelles tendances apparaissent. En effet, le poids de l'Afrique dans les importations françaises a reculé, en raison notamment de l'effondrement des exportations de la Libye, même si, pour leur part, les importations de pétrole en provenance du Nigéria et de l'Algérie continuent d'augmenter. Celles en provenance de la Russie et de la mer du Nord sont également en recul. Ces mouvements ont été compensés en partie par une hausse des importations en provenance d'Arabie saoudite. En outre, la part des pays de l'OPEP s'est encore accrue ; elle atteint désormais 54 %, une proportion que l'on avait plus vue depuis les années 1990 (Tableau 2).

**Tableau 3 : Origine géographique des importations de pétrole brut en France (en millions de tonnes)**

	2012	2013	2014
Afrique	21,0	19,2	19,6
<i>dont Nigéria</i>			
<i>Libye</i>	4,0	4,9	6,1
<i>Algérie</i>	6,4	4,8	3,0
URSS et Ex-URSS	2,9	3,1	3,7
<i>Dont Russie</i>	18,4	16,8	15,0
Moyen-Orient	8,3	6,7	5,2
<i>Dont Arabie saoudite</i>	9,8	11,8	12,8
Mer du Nord	7,8	10,2	11,1
Autres	6,1	7,0	5,9
	1,5	0,9	0,5
Importations totales	56,8	55,6	53,6
<i>Dont OPEP</i>	24,4	26,1	28,7

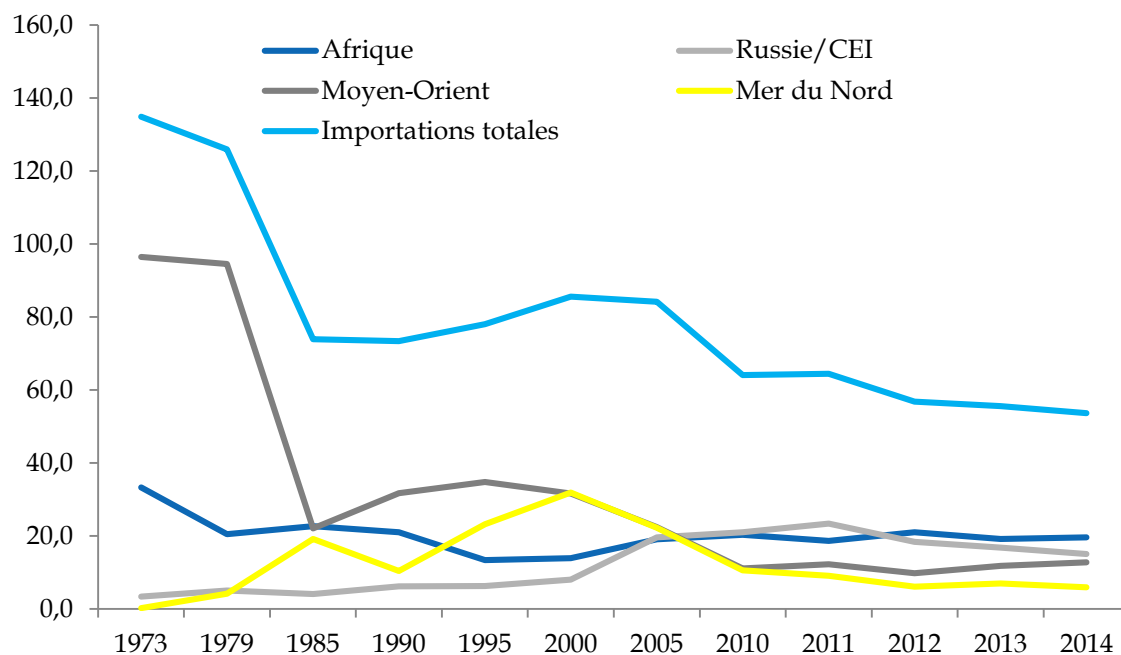
Source : SOeS

**Figure 9 : Solde du commerce extérieur français de produits pétroliers (en millions de barils par jour)**



\*Un solde exportateur de produits pétroliers apparaît avec un signe négatif sur ce graphique. Source : ENERDATA

Figure 10 : Provenances du pétrole brut importé en France depuis 1973

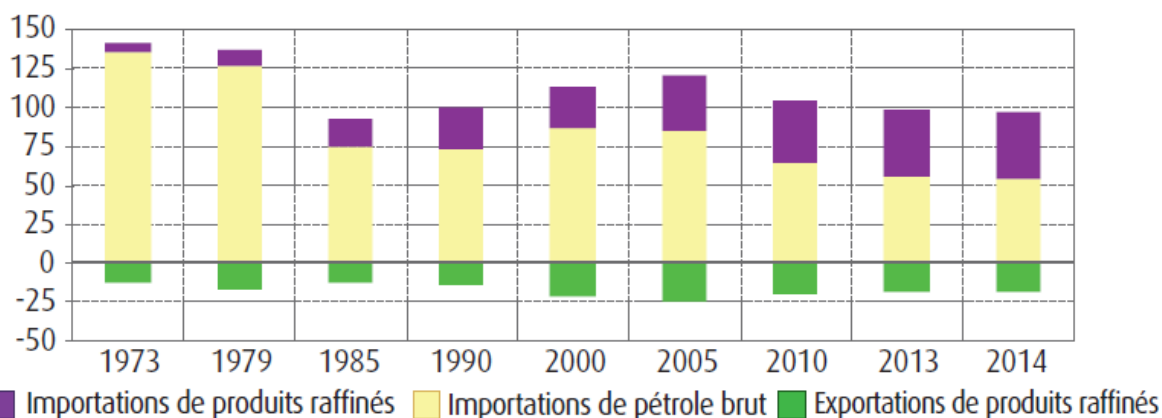


Source : SOeS

Figure 11

### Importations et exportations de produits pétroliers

En Mt



Sources : SOeS et Douanes

Repères. Chiffres clés de l'énergie, édition 2015, Commissariat général au développement durable, Service de l'observation et des statistiques, Ministère de l'Ecologie, du développement durable et de l'Energie, février 2016, p. 27.

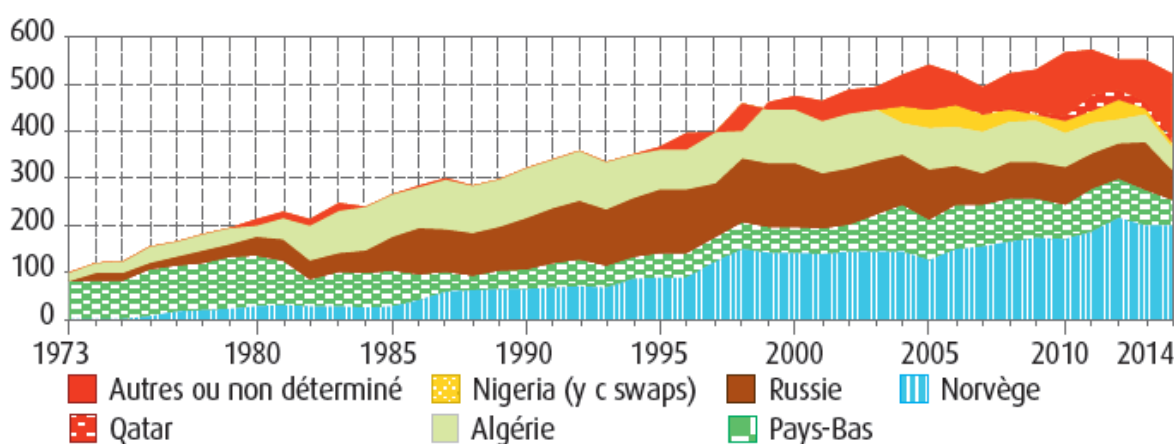
La croissance des importations de produits pétroliers correspond au déficit de production de gazole des raffineries françaises. Le parc automobile diesel ayant fortement augmenté au détriment du parc essence ces trente dernières années, la France importe la moitié du gazole consommé au

niveau national en 2014 alors qu'elle exporte près de 35% des essences produites sur le territoire. Pour rappel, les volumes de gazole consommés en France constituent plus de 80% des volumes de carburants distribués dans l'hexagone. Si la production d'essence est partiellement exportée vers l'Afrique, l'interrogation porte sur la capacité des raffineries françaises à concurrencer leurs homologues asiatiques, américaines ou moyen-orientales et, à terme, à composer avec une stagnation de la consommation de carburants en Europe. Un marché mature, les taxations à venir sur les produits pétroliers, un coût du travail élevé, des marges bénéficiaires en baisse sont ainsi les facteurs limitant les investissements pourtant nécessaires dans ce secteur, les flux financiers étant plutôt dirigés vers les marchés émergents, considérés comme plus intéressants.

Figure 12

### Importations de gaz naturel en quantité, par pays d'origine

En TWh PCS<sup>1</sup>



<sup>1</sup> 1 TWh PCS = 1 milliard de kWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), voir définitions p. 47.

Source : SOeS, enquête annuelle sur la statistique gazière

*Repères. Chiffres clés de l'énergie, édition 2015, p. 30.*

Les approvisionnements gaziers souffrent pour leur part d'une diversification moins équilibrée, la France dépendant pour plus d'un tiers de ses exportations de la Norvège, qui se classe première devant la Russie, les Pays-Bas et l'Algérie.

## III. Législations et règlements européens

### 1. Les paquets Energie

L'Union européenne avait historiquement fait de l'énergie un de ses piliers à travers la création d'Euratom aux premières heures de la construction européenne. Toutefois, elle a consacré depuis l'ensemble de ses efforts à la libéralisation des marchés. Trois vagues de législation européenne ont conduit à l'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'énergie, à travers trois paquets. Ce processus a été amorcé dès 1996 avec pour objectif de permettre aux entreprises européennes

d'aller prospecter sur les marchés et aux consommateurs de bénéficier de tarifs plus compétitifs liés à la mise en concurrence des acteurs.

Le premier « paquet énergie » prépare à la fin des années 1990 l'ouverture à la concurrence du marché pour certains grands consommateurs d'énergie et imposait une séparation des activités de réseaux et de fourniture d'énergie. Le deuxième étendait dès le début des années 2000 l'ouverture à la concurrence quand le troisième, composé de trois règlements et deux directives parachevait le processus à la fin des années 2000, créant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, facilitant les transferts d'électricité et de gaz naturel et visant à parfaire la concurrence entre nouveaux opérateurs et fournisseurs historiques<sup>5</sup>.

L'UE intervient donc dans le secteur énergétique principalement à travers ses règlements, celle-ci n'ayant jamais eu vocation à se substituer aux Etats dans la détermination d'un mix énergétique. De ce point de vue, sa seule exigence est de voir, depuis l'adoption du premier paquet Energie-Climat 2020 en 2008, ses Etats membres réduire leurs émissions de gaz à effet de serre en développant leur capacité de production d'électricité d'origine renouvelable et en mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique. Concernant ces réductions d'émissions, il est décidé un objectif commun qui est ensuite réparti entre les Etats membres. En 2014, cet engagement a été revu à la hausse dans le cadre de l'adoption du paquet Energie-Climat 2030 qui prévoit de réduire de 40 % les émissions de GES d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990. Cet objectif est contraignant, contrairement à ceux de porter la part des renouvelables dans la consommation d'énergie à 27 % et d'augmenter l'efficacité énergétique de 27 %.

L'UE tente ainsi principalement d'organiser la solidarité au sein de l'espace européen mais n'impose pas de fournisseurs, elle essaye davantage d'orienter la politique de l'énergie plutôt que de la façonner. En 2005 est créé la Communauté de l'énergie qui vise à constituer un marché intégré de l'énergie entre les 28 et huit pays du voisinage de l'UE chargés d'implémenter l'acquis communautaire dans ses dispositions énergétiques, et notamment la libéralisation des marchés de l'énergie et une procédure de règlement des différends transfrontaliers.

## 2. Apports de l'Union de l'énergie

L'Union de l'énergie a été développée et proposée en réponse à la crise russo-ukrainienne de 2013-2014. Cet épisode a une nouvelle fois agité le chiffon de la dépendance à la Russie et posé la question des relations que Moscou entretient avec les pays de transit, mais aussi avec les Etats de l'UE dont elle assure l'approvisionnement en gaz à 100% ou presque (Estonie, Lituanie, Lettonie, Slovaquie, République tchèque et Bulgarie). Comptant parmi les dix priorités de la Commission Juncker, l'Union de l'énergie a été lancée officiellement en février 2015 et intervient ainsi dans cinq domaines majeurs<sup>6</sup> :

- la sécurité énergétique, la solidarité et la confiance ;

<sup>5</sup> Voir annexe pour un détail complet du processus législatif.

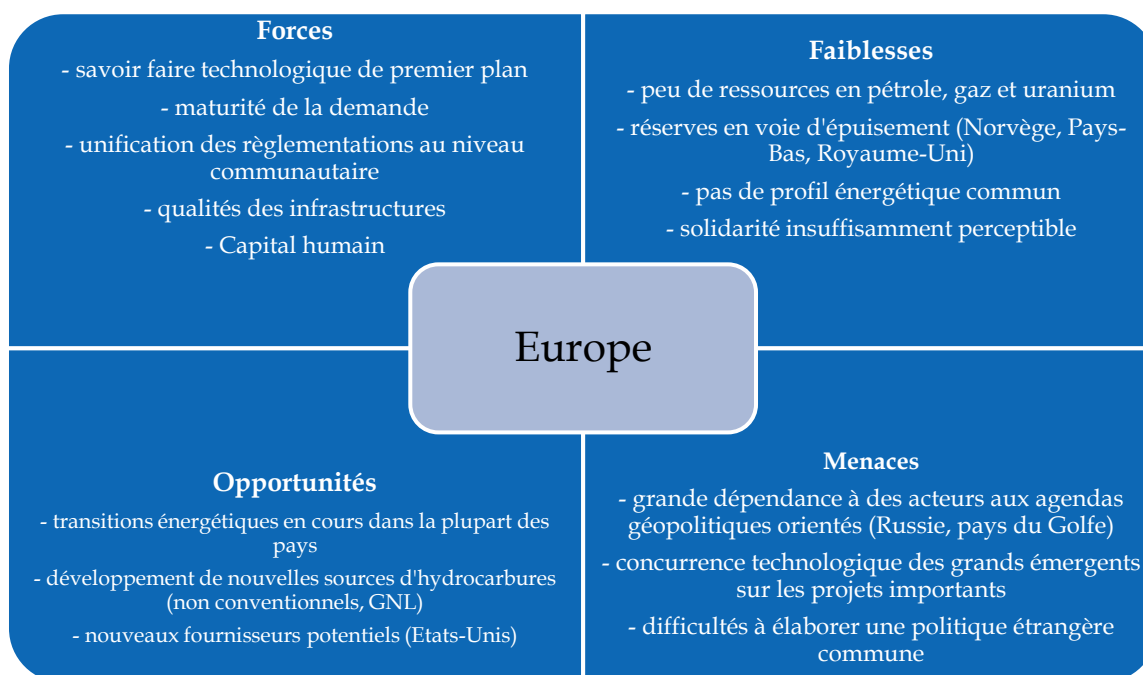
<sup>6</sup> Fiche d'information sur l'Union de l'énergie. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-15-4485\\_fr.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4485_fr.htm)

- le marché intérieur de l'énergie ;
- l'efficacité énergétique, en tant que contribution à la modération de la demande d'énergie ;
- la décarbonation de l'économie ;
- la recherche, l'innovation et la compétitivité.

Désormais, les Etats membres poursuivent un objectif - non contraignant – d'augmentation de 10% des interconnexions entre pays, financé par un mécanisme pour l'interconnexion en Europe disposant d'une enveloppe budgétaire de 5,35 milliards d'euros (2014-2020). Plusieurs projets sont en cours : gazoduc Balticconnector entre l'Estonie et la Finlande prévu pour 2020, interconnexion gazière Pologne-Lithuanie en 2021, connexion gazière entre l'Europe centrale et du Sud-Est pour 2020.

Toutefois, comme bien souvent, le document fondateur ne propose pas réellement de vision géopolitique et choisit de faire l'impasse sur ces questions. « La volonté de l'Europe de réduire sa facture et sa consommation énergétiques ne fait pas une stratégie. »<sup>7</sup> De nouveau, l'absence de définition d'une politique étrangère et d'objectifs communs vient naturellement se poser comme obstacle à l'élaboration d'une politique énergétique qui reste ainsi limitée à la construction d'un marché unique et au développement d'interconnexions gazière et pétrolière.

Figure 13 : Diagramme SWOT de l'Europe



<sup>7</sup> Claude Fisher-Herzog, « L'Union de l'énergie : quelle sécurité énergétique en Europe ? », La Revue internationale et stratégique, n° 104, hiver 2016, p. 107.

## Quelles évolutions à l’horizon 2030 ?

### I. Quelles évolutions technologiques sont susceptibles de présenter une opportunité pour la sécurité énergétique de l’UE ?

#### 3. Secteur nucléaire

A l’horizon 2030-2040, certaines technologies de réacteurs appartenant à la quatrième génération devraient arriver sur le marché et être disponibles pour certains pays. Les réacteurs de génération IV qui présentent des évolutions significatives par rapport à ceux des générations précédentes devraient permettre une meilleure gestion amont et aval du combustible et offrir une sûreté renforcée de fonctionnement. Une grande variété de familles technologiques (six au total) appartient à cette génération de réacteurs dont le développement a débuté au début des années 2000. L’une des particularités de certaines de ces filières est de permettre l’utilisation de thorium comme combustible, en l’associant avec d’autres éléments comme l’uranium ou le plutonium. Il s’agit des réacteurs à sels fondus (MSR pour Molten Salt Reactor) et des différents types de réacteurs à neutrons rapides. D’autres types de combustibles comme le TRISO<sup>8</sup> pourraient également être utilisés dans certaines centrales. Pour l’Europe cela présente l’avantage de diversifier les sources possibles d’approvisionnement en matières premières et donc d’augmenter la sécurité énergétique.

Le Forum International Generation IV (GIF) a été créé au début des années 2000 suite à une initiative des Etats-Unis pour développer la coopération internationale sur ces nouvelles technologies. Il réunit aujourd’hui de nombreux pays (12 plus l’Union européenne) dont les Etats-Unis, la Russie, la Chine, la France et la Corée du Sud autour des questions de coopération tant scientifiques que technologiques pour la création de centrales de nouvelle génération. Le GIF s’avère un succès certain puisque les accords de coopération ont été renouvelés en 2015 pour une durée de dix ans. Il est partiellement sous égide de l’Agence pour l’énergie nucléaire (NEA) de l’OCDE.

Toutefois, des dissensions existent parfois quant à la voie technologique à suivre. Au niveau de l’Union européenne par exemple, aucune décision n’a été prise quant à l’option à privilégier et des projets de recherche s’orientent dans plusieurs directions<sup>9</sup>. Les deux principales sont les réacteurs à très haute température (VHTR pour Very High Temperature Reactor) avec le projet RAPHAEL achevé en 2010-2011<sup>10</sup> et les réacteurs refroidis au sodium (SFR pour Sodium-cooled Fast Reactor) avec le projet ASTRID porté par la France. Ces deux technologies sont les plus avancées en termes industriels, la technologie SFR ayant d’ailleurs donné lieu par le passé à différents essais technologiques en Europe (Phénix, Superphénix, Dounreay) au Japon, aux Etats-Unis ou en Russie. L’état de la coopération technologique montre ainsi qu’il est rare pour un pays de réellement

<sup>8</sup> Voir infra.

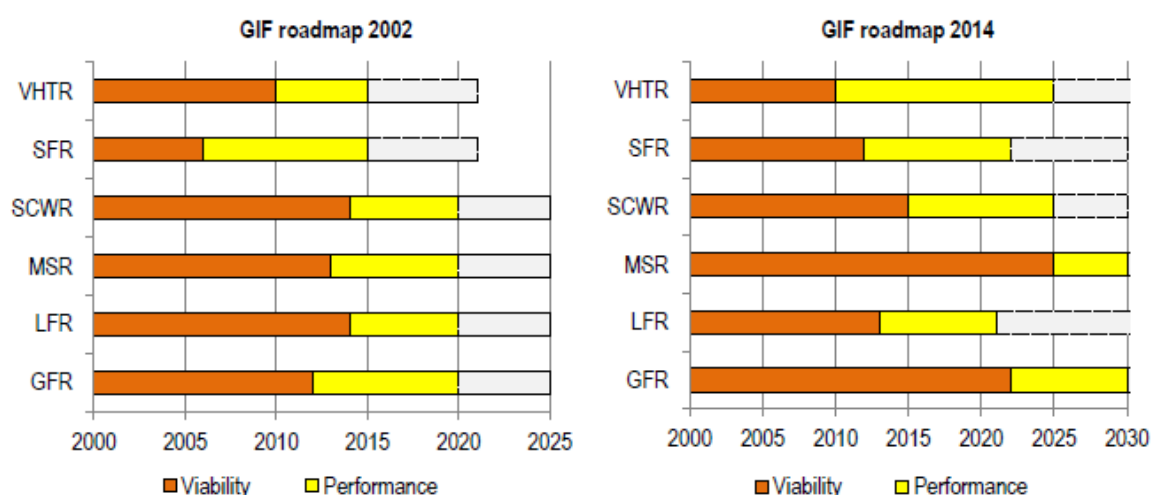
<sup>9</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-07-493\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-07-493_en.htm)

<sup>10</sup> <http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/Organisation/Programmes/RAPHAEL/Pages/Le-projet-RAPHAEL-5197.aspx#.Vijy9ys-2Vo>

privilégier une seule filière.<sup>11</sup> La plupart participent aux recherches dans tout le spectre technologique, au risque de saupoudrer leurs financements.

Il est peu probable néanmoins qu'une des six technologies mentionnées soit pleinement mature avant 2040 voire 2050. Toutefois certaines d'entre-elles, plus probablement les SFR et VHTR voire LFR devraient s'approcher de ce seuil critique, sachant que le GIF accuse un certain retard par rapport à la feuille de route initiale.

Figure 14 : Différence de maturité entre les filières de génération IV



source : GIF Roadmap 2014.

Au-delà des différentes options technologiques ouvertes pour les réacteurs de génération IV, force est de constater qu'à l'heure actuelle les réacteurs de génération III+ type EPR sont encore en développement. Les grands constructeurs de réacteurs proposent ainsi tous des solutions de ce type, destinées à devenir d'ici la fin de la décennie, les nouveaux fleurons technologiques mondiaux.

Si elle ne modifie pas radicalement le mode de fonctionnement des unités en service actuellement, la génération III+ offre néanmoins davantage de sûreté à ses opérateurs et diminue le nombre de déchets produits, ce qui constitue une avancée notable pour les deux principales problématiques nucléaires. Fukushima ayant modifié la perception de la sûreté et des besoins des différents opérateurs, les réacteurs à sûreté passive sont en train de prendre le pas sur ceux à sûreté active, ce qui représente une véritable opportunité de développement pour la génération III+. Toutefois la complexité de construction de ces réacteurs les rend plus long à construire et donc à entrer en service avec, parfois, des surprises désagréables comme c'est le cas pour les EPR de Flamanville (France) et d'Olkiluoto (Finlande). La plupart des premières unités de génération III+ devraient entrer en fonction d'ici la fin de la décennie. Ces premières unités seront décisives pour l'avenir de chacune des filières technologiques envisagées, les retards des EPR ayant, partiellement, été à l'origine des graves difficultés d'Areva et de l'entrée d'EDF dans la partie

<sup>11</sup> Même si la France et la Russie semblent clairement s'orienter vers les réacteurs SFR avec l'ASTRID français et la famille technologique BN en Russie.



construction de réacteurs de la société française<sup>12</sup>. Les coûts de construction de l'AP1000, environ 30% inférieurs à ceux de ses concurrents comme l'EPR, pourraient permettre à Toshiba-Westinghouse de prendre un avantage compétitif certains sur de nombreux contrats. Toutefois le secteur nucléaire étant différent dans chaque pays et Fukushima ayant bouleversé les perceptions, il n'est pas certain que le paramètre prix soit le principal levier de réussite de l'une ou l'autre des technologies. Ainsi, en Europe, la question du nucléaire civil divise particulièrement les différents pays, bien que la communauté de l'énergie atomique (Euratom) soit l'un des piliers de l'UE. Si les nouvelles technologies nucléaires, génération III+ d'abord puis IV à l'orée du milieu du siècle représenteront certainement une amélioration certaine de la sécurité énergétique continentale (plus grande efficacité de production, moins de déchets, etc.), encore faut-il qu'elles soient validées politiquement.

## 4. Energies renouvelables

### a. Stockage d'énergie

L'une des principales avancées d'ici 2030 concerne le stockage d'énergie et, en particulier, d'électricité. Cette dernière se stocke difficilement, en petites quantités et oblige à penser la production électrique en flux quasi tendu. Ceci vient heurter l'un des principaux défauts des ENR, à savoir l'intermittence de leur production. Des avancées dans le stockage de l'électricité elle-même permettraient de mieux anticiper la production et, ainsi, de mieux intégrer les ENR à celle-ci.

Un certain nombre de technologies de stockage d'énergie existent déjà à l'image des retenues d'eau (STEP pour station de transfert d'énergie par pompage) pour l'hydroélectricité mais pour l'instant deux problèmes majeurs se posent : d'une part la capacité de stockage et d'autre part la disponibilité. Pour que le stockage d'énergie (majoritairement d'électricité ici mais il faut également prendre en compte le stockage thermique) puisse se révéler une véritable solution d'efficacité énergétique, les technologies envisagées doivent être capables d'offrir une grande puissance sur un temps relativement long. Etant précisé que ceci ne peut réellement advenir qu'à un coût raisonnable avec des infrastructures suffisamment ergonomiques.

Plusieurs voies technologiques sont envisagées pour un déploiement vers 2030-2050 avec plus ou moins de probabilités d'aboutir à des solutions commercialement intéressantes. Les coûts initiaux s'avèrent pour le moment très élevés (500 à 4500 \$ par kWh pour les retenues d'eau et 300 à 3300 \$ le kWh pour les batteries<sup>13</sup>). Pour le moment, la plupart des financements en matière de R&D est concentrée sur les batteries et l'hydrogène qui représenteraient des percées technologiques importantes si les problèmes de durée et de puissance étaient résolus. En outre l'hydrogène pose encore des problèmes de sécurité liés à son caractère inflammable qui doivent être surmontés avant d'envisager un déploiement à une échelle plus ou moins importante.

<sup>12</sup> L'Etat a d'ailleurs revendu début janvier 2017 pour plus d'un milliard d'euros 4% de ses actifs d'Engie pour financer le redressement d'Areva.

<sup>13</sup> Selon la banque d'investissements Morgan Stanley, l'ouverture de la nouvelle usine Tesla dans le Nevada pourrait contribuer à faire baisser sensiblement le coût des batteries de 250 \$/kWh à 150 \$/kWh d'ici 2020. Morgan Stanley Investment Management (2014), 'Solar Power & Energy Storage – More Disruption Ahead for Utilities?', 29 July 2014.

Les investissements envisagés sont particulièrement élevés puisque l’AIE prévoit selon divers scénarios des besoins compris entre 380 milliards et 750 milliards de dollars sur la période 2010-2050 pour aboutir à des technologies économiquement matures. Sachant que le stockage d’énergie se conçoit surtout dans l’optique d’un recours massif aux ENR, en partie pour combler l’intermittence de ces dernières et répondre aux pics de demande, c’est en réalité un surcoût qui doit être intégré dans les calculs de déploiement des ENR – éventuellement en combinaison aussi avec les *smart grids*. En Europe, les politiques de transition énergétique des différents pays, poussées en partie par la mise en œuvre de l’Accord de Paris signé à la COP21, pourraient se révéler l’accélérateur principal du déploiement de ces solutions, notamment via les incitations économiques induites.

De nombreux industriels se positionnent sur le segment comme les fabricants de batteries (Saft, Bosch, Tesla) et des fournisseurs de solutions industrielles de l’énergie (Mitsubishi Heavy Industries, GE, AES). Néanmoins ils sont pour le moment principalement implantés en coopération avec des acteurs publics (autorités de régulation électrique) ou des utilities et des centres de recherche universitaire.

### **b. Energies marines**

Les énergies marines représentent une voie de développement des ENR particulière. Celles-ci regroupent un ensemble de technologies offshore permettant de répondre à un certain nombre de contraintes mais, en même temps, créant de nouvelles problématiques notamment au niveau de la transmission électrique.

L’éolien offshore qui semble être la plus mature des énergies marines souffre de nombreux désavantages économiques pour le moment. Deux grandes filières existent : le posé et le flottant mais les deux butent sur des coûts d’installation très importants, de la structure elle-même ou des systèmes de transmission. Le posé est pour le moment la seule solution économiquement viable, même s’il demeure particulièrement onéreux.

L’hydrolien s’apparente à une technologie prometteuse puisque moins perturbatrice pour les êtres humains (implantation sous-marine). La majorité du potentiel identifié se situe au Royaume-Uni, mais la France, en Bretagne et Normandie dispose d’un profil intéressant, oscillant selon les études entre 2 et 6 GW. Toutefois la question des coûts engagés est ici encore plus importante que pour l’éolien offshore et sans d’une part des financements et d’autre part une hausse des coûts de production des énergies émettrices, l’hydrolien ne devrait pas se développer en masse<sup>14</sup>.

Le marémoteur, encore peu développé, reste pour le moment au niveau d’extrême appoint ou de démonstration technologique. La France a longtemps disposé de la plus puissante capacité installée au monde avec l’usine de la Rance (240 MW), détrônée en août 2011 par l’usine marémotrice de Sihwa en Corée du Sud (254 MW). Toutefois il pourrait, lorsque la technologie sera véritablement mature sur le plan économique être déployé sur de vastes zones de l’océan Atlantique que ce soit en Europe ou en Amérique (le Brésil notamment est très intéressé pour les Etats du Nordeste).

---

<sup>14</sup> Un appel à projets a été lancé par l’ADEME en 2015, il concerne, pour la ferme test, l’hydrolien fluvial ou d’estuaire, le premier étant moins prometteur en termes de puissance.

Les autres énergies marines comme l'houlomoteur (provoqué par les vagues) ou l'osmotique (provoqué par la différence de salinité) sont à des stades de développement moins avancés. La question à la fois des investissements conséquents nécessaires et des priorités technologiques vers l'une ou l'autre des énergies marines ont jusqu'ici conduit à un focus sur l'éolien offshore.

Au niveau européen, les énergies marines ont été intégrées dans la réflexion globale sur les ENR mais l'enclavement d'un certain nombre de pays de l'Union fait qu'elles ne sont pas *per se* un sujet prioritaire<sup>15</sup>. Plusieurs pays comme le Royaume-Uni ont néanmoins développé une stratégie originale en ce domaine, s'appuyant notamment sur la convergence public-privé, en partie au travers du European Maritime Energy Centre<sup>16</sup>. Au niveau français, leur potentiel a bien été identifié<sup>17</sup>, que ce soit par des organismes publics (ADEME, Ifremer) ou privés (GICAN) ainsi que des groupements public-privé les réunissant (CORICAN, France Energies Marines)<sup>18</sup>. Il est d'ailleurs intéressant de noter que les industries spécialisées dans les constructions navales et plus spécifiquement militaires (GICAN, DCNS, STX) sont des moteurs du développement de ces énergies et communiquent intensément sur les opportunités économiques qu'elles offrent<sup>19</sup>. Deux séries d'appels d'offres ont été lancées en France (début des installations en 2016 et 2020) pour des parcs d'éolien offshore posés. Six parcs sont en construction sur la côte Atlantique et en mer du Nord, où l'on retrouve les industriels français comme fournisseurs des parties mécaniques (Areva et Alstom) et les énergéticiens nationaux comme opérateurs (Engie et EDF Energies nouvelles) avec en plus Iberdrola qui gère le parc de Saint-Brieuc.

La vision du développement en France des énergies marines poussée par l'ADEME, repose sur une série de scénarios à l'horizon 2030. Selon ceux-ci, la production électrique des énergies marines oscillerait de 4,2 TWh par an dans le meilleur des cas à 7,7 TWh par an pour le scénario noir. Ceci est à comparer avec les 563 TWh produits en 2014, soit une part variant de 7,3 à 1,4% à production constante.

### c. Autres

Même si l'étude choisit des focus particuliers, d'autres développements prometteurs sont en cours. Sur la biomasse et les biocarburants, les nouvelles générations de centrales permettent de diminuer les surfaces requises pour une production constante. De même la réutilisation de déchets organiques – de l'industrie forestière par exemple – s'améliore ; en Europe le biogaz et le biométhane sont promis à un bel avenir. Avec l'augmentation de la demande en résidus de bois, certains pays deviennent des fournisseurs de matière première pour biomasse comme les Etats-Unis (3 924 000 tonnes de copeaux exportées en 2014) ou le Canada. Cela a nécessairement un impact sur les émissions de gaz à effet de serre (transport maritime) et limite donc l'intérêt de certaines formes de biomasse pour la lutte contre le changement climatique, comme c'est le cas pour la centrale de Drax au Royaume-Uni qui, bien que convertie à la biomasse, importe sa matière première des Etats-Unis.

<sup>15</sup> Même si certains projets rentrent dans le 7<sup>e</sup> PCRD comme c'est le cas en France pour un site test d'éolien flottant : [http://www.developpement-durable.gouv.fr/Qu-est-ce-que-l-eolien-flottant-en\\_42036.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Qu-est-ce-que-l-eolien-flottant-en_42036.html)

<sup>16</sup> <http://www.emec.org.uk/>

<sup>17</sup> [http://www.lefigaro.fr/news/prospective\\_energie/index20130118.html](http://www.lefigaro.fr/news/prospective_energie/index20130118.html)

<sup>18</sup> <http://www.france-energies-marines.org/Qui-sommes-nous/Groupement>

<sup>19</sup> Voir la brochure conjointe GICAN-SER, *L'industrie maritime française s'engage pour les énergies renouvelables*, d'octobre 2015.

## 5. Hydrocarbures non conventionnels

Souvent citée en exemple, la « révolution » du non-conventionnel aux États-Unis s'est effectuée dans des conditions géologiques, techniques, financières, économiques et juridiques très spécifiques. La conjugaison de deux techniques (forage horizontal et fracturation hydraulique<sup>20</sup>) a certes rendu possible l'exploitation de gisements autrefois inaccessible, dits non conventionnels mais nécessitait plusieurs autres facteurs réglementaires (code minier, facilités entrepreneuriales), géographiques (superficie du territoire, disponibilité en eau), démographiques (faible densité de population) et économiques (prix haut du pétrole). Le caractère transposable du phénomène dépend donc des similitudes qui peuvent exister entre les États-Unis et d'autres régions riches en ressources. Si l'enthousiasme qu'a suscité l'essor du gaz de schiste a ainsi encouragé nombre d'États à évaluer leurs propres réserves, l'acceptabilité environnementale et sociale du non-conventionnel a aussi été à l'origine de moratoires sur la recherche et l'exploitation dans le secteur, notamment en Europe.

Selon une étude de 2013 effectuée par l'Institut Fédéral pour les Géosciences allemand, les réserves recouvrables de gaz de schiste en Europe s'élèvent à 14 trillions de m<sup>3</sup>, principalement situées en Pologne et en France. Les estimations de 2011 ont cependant été revues à la baisse (5 100 Gm<sup>3</sup> contre 3 900 en France, 5 300 contre 4 200 en Pologne). L'estimation des réserves françaises reste toutefois très incertaine car peu de puits d'exploration sont à ce jour en activité.

Si la Commission européenne considère aujourd'hui que le gaz de schiste représente une opportunité potentielle pour la sécurité énergétique européenne, et finance même des projets sur le sujet dans son programme Horizon 2020<sup>21</sup>, les États restent divisés sur la position à adopter.

Le gouvernement britannique s'est déjà exprimé en faveur du développement du gaz de schiste, et les licences expérimentales délivrées pourront évaluer la rentabilité d'une production d'ici à cinq ans. La mise en valeur des ressources non conventionnelles des pays d'Europe centrale et orientale a pendant quelque temps entretenu l'idée d'un desserrement de l'étau russe. Désireuse de se positionner sur ces marchés, plusieurs compagnies internationales se sont intéressées de près à la Pologne. Après que l'US Energy Information Administration a estimé les réserves de Varsovie à près de 2 000 milliards de m<sup>3</sup>, Chevron, Exxon Mobil, Eni et Total y ont mené des prospections dont les résultats se sont toutefois révélés décevants. La nature géologique du terrain n'est pas aussi favorable qu'aux États-Unis, la rentabilité économique n'est pas non plus satisfaisante. De même, l'opposition d'une partie de la population aux développements de ces ressources controversées a constitué un verrou supplémentaire.

---

<sup>20</sup> La fracturation hydraulique permet ensuite d'extraire les gaz emprisonnés dans la roche : on procède à plusieurs explosions pour agrandir les fissures rocheuses, puis l'injection d'eau, de sable et de produits chimiques à haute pression dans la formation rocheuse prolonge les fissures de la roche et laisse s'échapper le gaz dans le tubage. Toutefois, la fracturation hydraulique n'est pas une technique nouvelle, son utilisation commerciale par l'industrie des hydrocarbures ayant débuté dans les années 1940 – sachant qu'une variante est même utilisée pour la géothermie profonde « Fracturation hydraulique : géothermie et exploitation pétrolière ne sont pas comparables », Philippe Collet, Actuenvironnement.fr, 3 juin 2013.

<sup>21</sup> "EU puts up 12 million euros for "rigorous" fracking research", Shale Gas International, <http://www.shalegas.international/2015/03/03/eu-puts-up-12-million-euro-for-rigorous-fracking-research/>

Ainsi, « l'abandon progressif par les entreprises américaines des territoires d'Europe orientale où finalement peu de puits ont été forés avec des résultats très faibles, prouve bien que les conditions américaines ne sont pas universellement répliquables »<sup>22</sup>.

#### a. France

En France, le débat sur l'exploitation des gaz de schiste s'est, comme souvent, fortement polarisé. Avant même de savoir si les réserves nationales étaient de taille suffisamment importante pour que l'exploitation en soit envisageable, utile, rentable et maîtrisée sur le plan environnemental, la fracturation hydraulique a été interdite par la loi Jacob du 13 juillet 2011<sup>23</sup>. Les licences d'exploration qui avait été délivrées ont été annulées. L'élection à la présidence de la République en mai 2012 de François Hollande, lié au parti EELV par un accord sur la non-exploitation de ces ressources controversées, a gelé la situation. S'estimant lésées, certaines sociétés titulaires des permis comme le texan Schuepbach avait sollicité en juillet 2013 le Conseil constitutionnel pour examen du principe de constitutionnalité. Ce recours n'avait rien donné, le Conseil déclarant la loi conforme à la constitution trois mois plus tard.

Un rapport, commandé en 2012 par Arnaud Montebourg, alors ministre du Redressement productif, et livré début 2014 aurait également été enterré par le gouvernement afin de ne pas relancer la polémique sur le sujet<sup>24</sup>. Le rapport évoquait notamment la possibilité de recourir à la technique de fracturation par fluoropropane.

Autre rebondissement, l'annulation le 28 janvier 2016 par le tribunal administratif de Cergy de la décision du 12 octobre 2011 abrogeant le permis de recherche délivré à Total dans la région de Montélimar, au motif que le groupe ne comptait pas recourir à la fracturation hydraulique. Ségolène Royal a fait appel de la décision et des manifestations ont eu lieu notamment à Barjac dans le Gard avant que Patrick Pouyané, PDG de Total ne renonce publiquement à mener ses recherches en mars 2016.

#### b. Europe

Ailleurs sur le Vieux Continent, la Bulgarie a, dans la même lignée, imposé un moratoire sur le gaz de schiste, les Pays-Bas ont suspendu les licences jusqu'à la publication prochaine d'une étude environnementale publique<sup>25</sup> et l'Allemagne a récemment interdit la fracturation hydraulique<sup>26</sup>.

D'autres États européens, aux ressources moins importantes, ont engagé des projets d'exploration-production : le Danemark, l'Espagne, la Lituanie et la Roumanie étudient actuellement les conditions réglementaires dans lesquelles autoriser l'exploitation des ressources non conventionnelles.

---

<sup>22</sup> Nicolas Mazzucchi, « L'exploitation des gaz et pétrole de schiste en Europe centrale et orientale (Pologne, Ukraine, Bulgarie) constitue-t-elle une alternative crédible aux approvisionnements en hydrocarbures russes ? », *Cahiers de la sécurité et de la justice*, n°33, février 2016.

<sup>23</sup> Loi Jacob du 13 juillet 2011, en application de la Charte de l'environnement, 2004.

<sup>24</sup> *Hydrocarbures non conventionnels en France perspectives ouvertes par les nouvelles technologies d'exploration et d'exploitation. 20 mois à la recherche des gaz de schiste écologiques*. Bertille Bayart, « Gaz de schiste : le rapport enterré par le gouvernement », *LeFigaro.fr*, 6 avril 2015.

<sup>25</sup> "Shale gas and EU energy security", European Parliament, [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/542167/EPRS\\_BRI\(2014\)542167\\_REV1\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/542167/EPRS_BRI(2014)542167_REV1_EN.pdf)

<sup>26</sup> "Germany bans fracking after years of dispute", *The Guardian*, 24 juin 2016.

L'opinion publique demeure pour sa part largement hostile en Europe, et il n'existe à l'heure actuelle aucune politique publique européenne relative au développement du gaz de schiste, et plus généralement des hydrocarbures non conventionnels. La Commission européenne a adopté la Recommandation 2014/70/EU à propos de la fracturation hydraulique, invitant les autorités et les entreprises à la transparence quant aux risques environnementaux sans interdire la technique.

Toutefois, au-delà des questions de réserves et de réglementation se posent les problématiques concrètes, logistiques, matérielles et politiques. Les matériels nécessaires à la mise en place de ce type de production n'existent pas sur le territoire européen, il faudrait alors tout importer ; de même que le personnel formé pour l'utiliser.

Enfin, la dimension politique et l'acceptabilité par les opinions publiques semblent indépassables, notamment en France où les syndromes NIMBY (*Not in my backyard*) et BANANA (*Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything*) prédominent et constituent un second verrou très puissant, même dans l'hypothèse peu plausible où l'interdiction de la fracturation hydraulique serait levée et/ou une autre technique type fracturation au fluoropropane serait acceptée.

## 6. Le gaz naturel liquéfié

Pour atténuer la dépendance gazière vis-à-vis de la Russie, le GNL peut représenter une option très intéressante : au niveau européen, on compte plus de 20 terminaux opérationnels alors qu'il y en avait moins de la moitié au début du siècle (voir carte page suivante). Toutefois, leur taux d'utilisation ces dernières années a été très bas, de l'ordre de 30%, en raison de l'impact de la crise économique et de l'essor des énergies renouvelables sur la consommation de gaz et de la forte demande de GNL sur les marchés asiatiques suite à l'accident de Fukushima et à la réduction de la production d'électricité d'origine nucléaire.

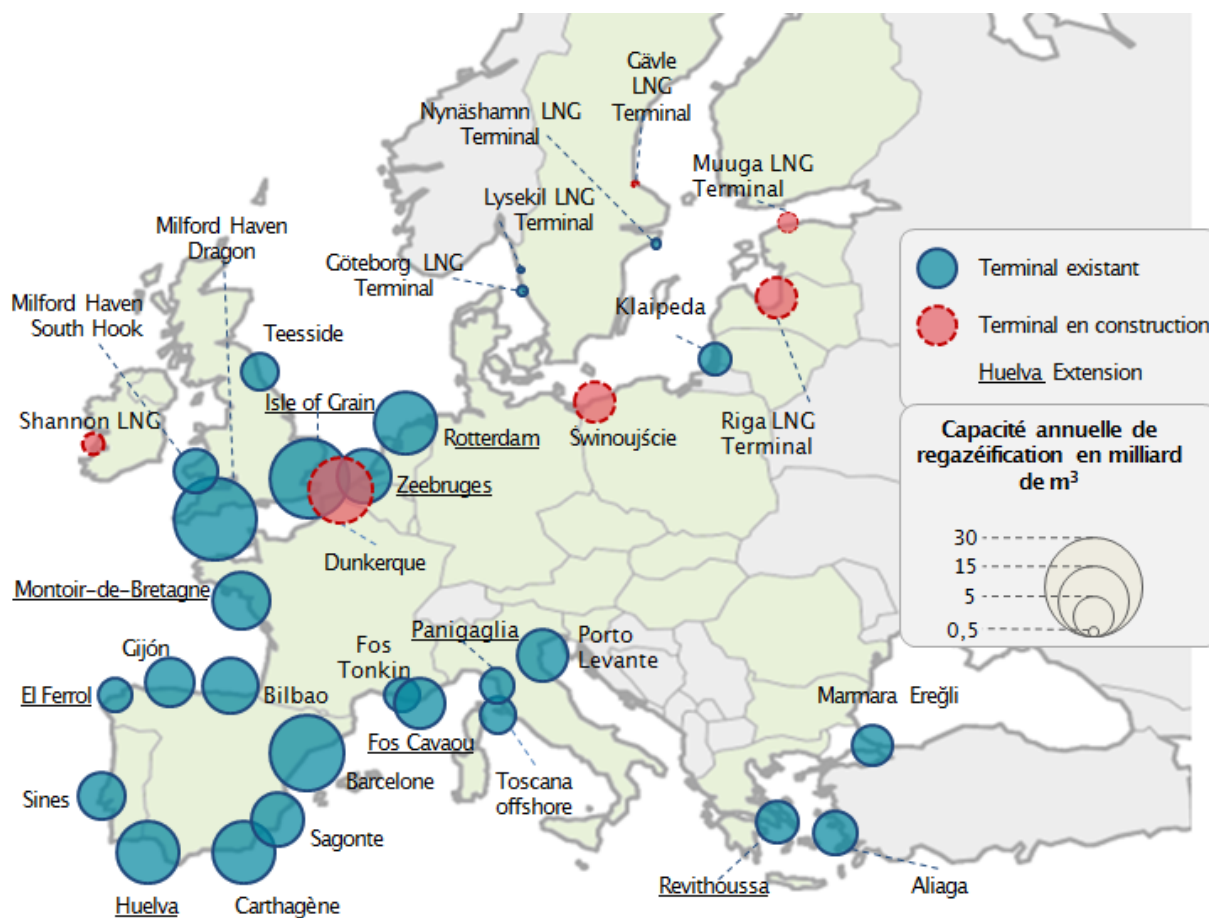
Il existe cependant une grande hétérogénéité dans la situation de dépendance entre les différents pays européens. Ainsi les pays de l'Europe de l'Est affichent la plus forte dépendance au gaz russe, avec des taux historiques proches de 100%. De plus, ces mêmes pays sont aussi, géographiquement, les moins bien placés pour bénéficier de l'apport du GNL.

Les terminaux FSRU<sup>27</sup> de Klaipeda en Lituanie (en service depuis 2014) et celui de Swinoujscie en Pologne (opérationnel depuis l'été 2016) sont les exemples de nouvelles infrastructures GNL ayant une contribution sur la diversification des sources et sur la baisse des prix du gaz dans les pays de l'Est. Au niveau européen, les pays qui pourraient bénéficier le plus de l'apport du GNL comme source de diversification et d'augmentation des approvisionnements gaziers par rapport aux années récentes sont la France<sup>28</sup> et l'Italie qui disposent de plusieurs terminaux dont le taux d'utilisation est actuellement faible.

<sup>27</sup> Floating Storage Regasification Unit.

<sup>28</sup> La France dispose actuellement de 3 terminaux méthaniers en fonction : deux situés à Fos-sur-Mer (Bouches du Rhône), un à Montoir-de-Bretagne (Loire atlantique) en un quatrième en cours de finalisation à Dunkerque (Nord).

Figure 15 : Les terminaux méthaniers existants et en projet en Europe



Source: International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), GLE (2015).

Plus généralement, le développement du GNL en Europe sera aussi fonction de l'évolution des politiques de transition énergétique qui pourraient impacter la croissance du GNL de façon directe ou indirecte. De façon directe, la consommation de GNL pourrait bénéficier de la mise en place de réglementations favorisant son utilisation dans le secteur du transport routier et maritime. De façon indirecte, le développement de la production électrique à partir d'énergies renouvelables et le dé-commissionnement des centrales nucléaires et à charbon devraient avoir un impact positif sur la demande de gaz (et donc de GNL).



## II. Quels aléas géopolitiques sont en capacité de porter préjudice à la sécurité énergétique de l'UE et de la France ?

### 1. Impacts des prix des marchés pétroliers

Malgré une diminution de la consommation de pétrole et une baisse marquée de l'intensité pétrolière du PIB, la France et l'Europe restent encore dépendantes des prix du pétrole et de leurs évolutions. En effet, le seul secteur des transports (32 % de la consommation d'énergie finale de la France en 2014, 31,6 % de la consommation d'énergie finale de l'UE-28 en 2013) représente aujourd'hui 70 % de la consommation finale de pétrole (30 % en 1973) et la part des produits pétroliers dans la consommation finale d'énergies du transport représente, elle, encore près de 92 %, loin devant les énergies renouvelables (6 %) et l'électricité (2 %). Alors que la part de la consommation de pétrole a largement diminué dans le secteur du résidentiel tertiaire depuis les années 1970 (de 61 % du total en 1973 à environ 15 % en 2014) et dans le secteur industriel (de plus de 55 % en 1973 à moins de 10 % en 2014), la problématique pétrolière se révèle donc être très spécifique au secteur du transport, appelé « marché captif du pétrole ».

En outre, l'importance de la consommation de pétrole en France contribue à alourdir la facture énergétique nationale (Figure 7). Cette dernière a atteint près de 55 milliards d'euros en 2014 (environ 2,6 % du PIB), en baisse de près de 11 milliards d'euros par rapport à 2013. En 2014, la part de la facture énergétique dans le PIB est certes repassée sous la barre des 3 % mais elle se situe au-dessus de sa moyenne de long terme. Ainsi, exceptés lors des deux chocs pétroliers, ce taux s'était établi à environ 1 % dans les années 1985-2000 et à environ 2 % depuis les années 2000. Le pétrole et les produits pétroliers ont représenté près de 82 % de la facture énergétique nationale.

Structurellement exportatrice d'essence et de gazole durant les années 1970, la France est rapidement devenue importatrice nette de gazole avec le développement massif des véhicules diesels dans le parc automobile national (Figure 9). Depuis les années 1990, le pays est toutefois redevenu exportateur net d'essence, même si l'industrie du raffinage devrait connaître de plus grandes difficultés à écouler ses surplus d'essence à l'étranger, notamment en Afrique, où la concurrence des raffineurs américains est rude.

Dans le contexte d'effondrement des prix du pétrole depuis juin 2014 (une baisse de près de 75 % des cours), de nombreuses entreprises françaises et européennes se trouvent en difficultés. Ainsi, le mouvement de restructuration de la filière au niveau mondial (entre 250 000 et 300 000 suppressions d'emplois – Hache, 2016) a touché les entreprises du secteur. Fleurons technologiques, les compagnies françaises Technip, CGG, Vallourec, mais également l'italien Saipem ont engagé un vaste plan de réduction d'emplois. Au niveau mondial, les mouvements de fusions et acquisitions dans le secteur du parapétrolier ont enregistré une augmentation marquée depuis 2013. Le risque lié à la persistance d'un environnement de prix bas, comme celui observé durant l'année 2015, pourrait être le passage sous pavillon étranger d'une entreprise technologique française du secteur pétrolier ou parapétrolier et la perte d'un maillon de la chaîne de valeur industrielle du secteur. Dans cette



optique, le maintien voire le renforcement des participations de l'Etat dans la filière reste primordial<sup>29</sup>, notamment dans une politique de renforcement de la sécurité énergétique.

## 2. Conséquences d'un blocage des principales voies de transit

### a. Malacca

L'étude des enjeux du détroit de Malacca révèle la fragilité et la dépendance des économies asiatiques vis-à-vis de celui-ci mais également l'absence de politiques de coopération mises en place pour essayer de les limiter (diversification des sources d'approvisionnements, diversification des routes – réalisée ou en projet –, développement des ENR en interne). Si l'Europe et la France ne semblent pas, de prime abord, concernées par ces problématiques, ces dernières ne peuvent être considérées comme uniquement asiatiques. En effet, depuis les années 1980, on enregistre une unification certaine des marchés pétroliers et un évènement dans le détroit de Malacca pourrait avoir des répercussions majeures pour l'ensemble des pays consommateurs par un simple effet de contagion des prix. Ainsi, les primes de risque enregistrées sur les prix du pétrole à destination des pays d'Asie se répercuteraient automatiquement sur les marchés pétroliers physiques et sur les marchés pétroliers financiers<sup>30</sup>. **La France et l'Europe ne sont de ce fait pas à l'abri d'une répercussion majeure sur leur propre sécurité énergétique, non pas lié à un risque de pénurie physique, mais simplement par une contagion des primes de risque.** Cette notion de marché pétrolier global invite notamment les pays européens et la France à intégrer cette problématique dans les politiques préventives ou les politiques de coopération régionale.

### c. Ormuz

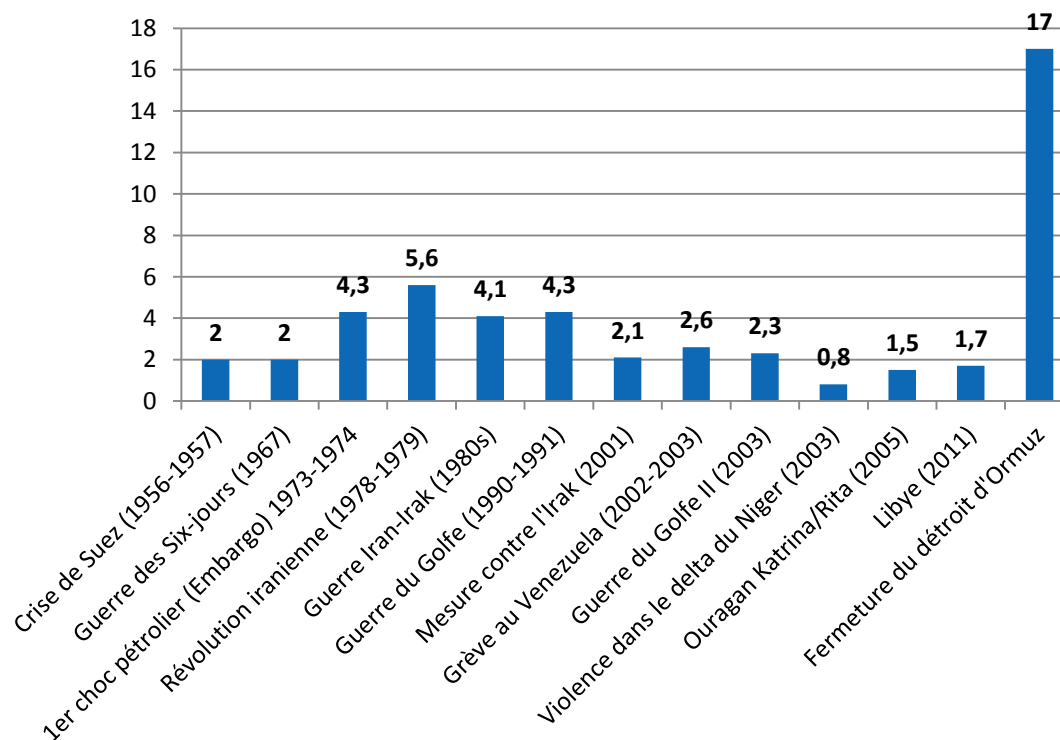
Un examen attentif de la dépendance de l'UE-28 aux importations d'hydrocarbures révèle que le lien avec les pays du Moyen-Orient est plus faible que dans les années 1970. Toutefois, la diversification des fournisseurs opérée par les différents Etats membres n'a pas permis d'éliminer totalement la problématique du détroit d'Ormuz.

L'importance du détroit dans la sécurité énergétique provient, sur le plan économique, de la présence de producteurs majeurs d'hydrocarbures dans la zone, sur le plan politique, de la compétition que se livrent l'Arabie saoudite et l'Iran pour la suprématie régionale, et, surtout, du manque d'infrastructures de contournement du détroit. Sur l'ensemble des pays riverains du golfe Arabo-Persique, seuls l'Arabie saoudite et les EAU possèdent des pipelines permettant de contourner le détroit d'Ormuz, respectivement de 5,1 et 0,3 mbj.

<sup>29</sup> En 2015, l'Etat français possède des participations dans les entreprises *CGG*, *Technip* et *Vallourec* à travers Bpifrance Participations et IFP Energies Nouvelles.

<sup>30</sup> Une note sur le fonctionnement des marchés pétroliers sera réalisée dans le cadre de cette étude.

Figure 16 : Volumes d'hydrocarbures (en millions de barils par jour) relatifs à différents évènements



Sources : AIE, DOE

Une fermeture totale du détroit d'Ormuz aurait des conséquences très importantes sur les marchés pétroliers, relativement aux autres évènements observés depuis le début des années 1960. En effet, comme on peut le voir dans la figure 16, son blocage représenterait une perte potentielle de 17 mbj, un niveau près de quatre fois plus élevé que lors de la guerre Iran-Irak des années 1980, et près de dix fois supérieur à la baisse des exportations de pétrole brut consécutive à la guerre en Libye.

**La problématique du contournement du détroit d'Ormuz reste ainsi plus que jamais d'actualité. Une des pistes pourrait être la remise en état des pipelines existants ou l'augmentation des capacités d'exportations vers la mer Rouge mais cela nécessiterait des investissements conséquents.** Toutefois, cela ne réglerait pas la question du transit *via* le canal de Suez qui reste la voie d'acheminement privilégié des hydrocarbures du golfe Arabo-persique (notamment Arabie saoudite et Qatar) vers l'Europe.

#### d. Mer Rouge

Le canal de Suez et de la mer Rouge s'avère stratégique pour une grande partie des approvisionnements pétroliers et gaziers de la France et de l'Europe. L'Arabie Saoudite, 4<sup>e</sup> fournisseur de pétrole brut de l'Europe (et premier de la France) et le Qatar, 4<sup>e</sup> fournisseur de gaz naturel de l'Union, sont les principaux exportateurs dont les produits transitent par le canal. La volonté des pays européens de diversifier leurs sources d'approvisionnement en hydrocarbures, en

diminuant la dépendance à la Russie – premier partenaire du continent pour le pétrole et le gaz – amène naturellement à s'intéresser à la possibilité d'augmenter la part des pays du Golfe. Dans ce contexte, le projet d'extension du Canal de Suez, permettant un accroissement du nombre et de la taille des navires arrivant en Méditerranée, devient de plus en plus critique.

D'un autre côté, l'instabilité politique et sécuritaire – voire économique dans le cas de l'Égypte – d'un certain nombre de pays de la région, induit un questionnement stratégique et militaire. Pour l'instant, les forces de l'UE interviennent dans le cadre de l'opération Atalante contre la piraterie dans le Golfe d'Aden. Mais que faire en cas de conflit impliquant des acteurs étatiques régionaux ? **Les possibilités d'évolution des relations, liées tant aux questions de ressources que de diplomatie entre les divers pays de la région mer Rouge sont à regarder au prisme de la volonté des acteurs extrarégionaux, dont l'UE, de s'impliquer dans les affaires des Etats de la péninsule arabique et de l'Afrique de l'Est.**

Les principaux risques liés à un blocage de la mer Rouge sont à relier au conflit se déroulant au niveau du Bab-el-Mandeb au Yémen. En effet la mission EUNAVFOR Atalante de lutte contre la piraterie a endigué le fléau des pirates somaliens et le principal risque provient avant tout du débordement d'un conflit multinational. Depuis l'intervention de l'Arabie Saoudite à la tête d'une « coalition sunnite » au Yémen contre les forces rebelles houthies soutenues par l'Iran, l'enlisement du conflit peut faire craindre une escalade dans ce dernier.

Avec le retour de l'Iran sur la scène internationale, suite à l'accord P5+1 sur le nucléaire signé le 14 juillet 2015, Téhéran pourrait être tenté dans un avenir plus ou moins proche d'affirmer ses velléités de puissance sur l'ensemble de la région maritime Golfe-Arabie. Dans ce cadre un accrochage entre les marines saoudienne – dont le principal port est Djedda sur la mer Rouge – et iranienne dans la zone du Golfe d'Aden pourrait déboucher sur un affrontement régional ouvert. Il pourrait s'en suivre un blocage du Bab-el-Mandeb par des attaques sur les navires de commerce de la part des navires ou des sous-marins de l'un ou l'autre des pays, à l'image de la « Guerre aux tankers » de la phase finale de la Guerre Iran-Irak (1986-88). Un blocage du passage par la mer Rouge aurait des conséquences importantes sur les approvisionnements européens, obligeant à renforcer la place de l'Afrique de l'Ouest (Nigeria, Angola, Gabon, etc.) et de la Russie dans le mix hydrocarbures du continent.

### III. Quelles options de diversification géographique ?

#### 1. La piste du Corridor gazier sud

Le développement du Corridor sud-européen est un axe stratégique de l'Union de l'énergie, en ce qu'il représente une opportunité de diversification énergétique et une perspective concrète d'intégration régionale. L'objectif de réduction de la dépendance vis-à-vis de la Russie – notamment dans un contexte de relations tendues entre les deux parties – a déjà été affirmé à plusieurs reprises par la Commission. C'est un enjeu d'autant plus fort pour les pays d'Europe de l'Est et du Sud-est qui

sont les plus dépendants vis-à-vis du gaz russe. De ce point de vue, le Corridor sud-européen dans la phase initiale actuellement en développement représente l'initiative la plus avancée et ouvre des perspectives de long terme par rapport aux possibles ramifications dans les Balkans et aux possibles sources de gaz supplémentaires. Même si les volumes actuellement prévus sont faibles (seulement 10 milliards de m<sup>3</sup> dans la phase initiale), l'ouverture de cette route permettrait de soutenir plus facilement à terme la croissance des infrastructures et des volumes transportés.

Par ailleurs, le développement de l'ensemble de la chaîne qui permettra d'acheminer du gaz depuis l'Azerbaïdjan (*amont*) jusqu'aux marchés finaux (*aval*) représente une opportunité extraordinaire de croissance et de coopération pour les pays concernés. Le Transatlantic Pipeline (TAP) est à ce titre un instrument d'intégration économique et de coordination politique important pour les pays concernés comme la Turquie, la Grèce, l'Albanie et l'Italie et même l'ensemble des pays des Balkans occidentaux, grâce à l'interconnexion du TAP avec d'autres projets de gazoducs.

Les incertitudes qui pèsent encore sur l'aboutissement du Corridor sud-européen, aussi bien sur son délai de livraison et que sur la difficulté de son financement, nécessitent un soutien politique et économique fort de la part des institutions européennes et des pays concernés. En effet, si le discours des institutions européennes et des pays membres est depuis longtemps favorable au Corridor sud-européen, l'attitude commerciale de certaines grandes entreprises énergétiques favorise la relation privilégiée avec Gazprom. Notons notamment l'ancien engagement de ENI (Italie) et d'EDF dans le projet South Stream, et l'engagement actuel d'Engie dans le projet Nord Stream 2 où, outre Gazprom, sont présentes les compagnies allemandes EON et BASF, l'anglo-néerlandaise Shell et l'autrichienne OMV. La seule grande entreprise européenne fortement engagée dans le Corridor Sud-européen est le britannique BP, opérateur du champ Shah Deniz et actionnaire de toutes les entités du corridor.

**Pour la France, le Corridor Sud-européen n'a pas d'implications directes. Il est en effet improbable que le gaz transporté par cette infrastructure arrive jusqu'au marché hexagonal, aucune connexion gazière directe n'existant entre l'Italie et la France.** De plus, la présence des entreprises françaises, Total notamment, s'est réduite dans la région. En 2014, le géant pétro-gazier français a vendu sa participation de 10 % dans le champ Shah Deniz et dans le South Caucasus Pipeline à TPAO, société nationale turque d'exploration et de production. En Azerbaïdjan, elle reste opérateur du champ offshore d'Absheron (participation à hauteur de 40 %).

## 2. Quelle contribution de l'Arctique ?

Selon les chiffres regroupés par Eurostat pour l'année 2014, 69,1% du gaz et 44,4% du pétrole importés par l'Union européenne proviennent de Norvège et de Russie<sup>31</sup>, qui sont les deux principaux producteurs d'hydrocarbures de l'Arctique. Toutefois, la production de la Norvège reste essentiellement le fait des gisements exploités en mer du Nord et en mer de Norvège, la mer de

<sup>31</sup> Sources: Commission européenne, Statistical Pocketbook 2016, p. 26.

Barents étant pour l'instant encore peu développée bien que cela soit sérieusement envisagé par les autorités norvégiennes. De même, les gisements situés dans l'Arctique russe ne comptent que de manière périphérique dans la production, sachant que seul Yamal LNG est exploité sur la péninsule du même nom, la mise en production du gisement offshore Chtokman étant retardée.

**Si l'UE consomme donc déjà – en faible quantité – du gaz et du pétrole produits en Arctique, sa politique à destination de la région n'est guère tournée vers une mise en valeur de nouveaux gisements dans cette zone sensible.** En effet, la politique arctique de l'Union se concentre sur trois objectifs : la protection et la préservation de la région, la promotion d'un usage durable des ressources et la poursuite de la coopération internationale dans la région<sup>32</sup>.

Ces objectifs sont repris et confirmés dans plusieurs documents récents telle la communication de la Commission européenne relative à la stratégie pour l'Arctique qui ne mentionne pas d'objectif d'exploitation des ressources et prône davantage la coopération et la participation aux différents forums de discussion sur les enjeux régionaux<sup>33</sup>.

De même, en France, un rapport du Sénat daté de juillet 2014, contribution intéressante au débat sur la stratégie européenne pour l'Arctique, ne faisait aucune référence à l'éventuelle contribution de la région à la sécurité énergétique de l'UE ou de la France<sup>34</sup>. Cette piste, coûteuse financièrement et politiquement ne semble donc pas être à l'ordre du jour. Par contre, le développement de gisement arctique joue sur le développement de l'activité de transbordement en France, notamment à Montoir de Bretagne où a eu lieu en 2013 la première opération de ce type, un méthanier russe ayant déversé sa cargaison dans un autre navire. Cela a permis la signature d'un contrat entre le russe Novatek Gas&Power et l'opérateur du terminal, la société Elengy, pour d'autres opérations de ce genre à partir de 2018, pour une durée de 23 ans<sup>35</sup>.

### 3. Le GNL américain

Devant l'ampleur de l'essor de la production américaine, les terminaux gaziers de la côte est, destinés au départ aux importations, sont en train d'être reconvertis en terminaux d'exportation, permettant aux Etats-Unis d'exporter du gaz sous forme de GNL vers leurs partenaires européens. Les premiers méthaniers ont effectué la traversée de l'Atlantique lors de l'été 2016 à destination de l'Espagne et du Portugal. Cependant, cette possibilité se heurte aux réalités du marché européen, où la surabondance de gaz tire les prix vers le bas, et où la Russie et Gazprom sont bien décidés à conserver leur hégémonie en empêchant les exportations vers l'Europe via les terminaux existant et en décourageant la construction d'infrastructures supplémentaires. La Norvège est également un concurrent de poids pour le GNL américain qui ne semble ainsi pour l'heure pas être en mesure

<sup>32</sup> « EU Arctic Policy » ([http://www.eeas.europa.eu/arctic\\_region/](http://www.eeas.europa.eu/arctic_region/))

<sup>33</sup> Lors des rares évocations du potentiel de ressources, le texte préfère mettre en avant la question normative et le développement de réglementation stricte afin de préserver la zone. *Une politique arctique intégrée de l'Union européenne*, Communication conjointe au Parlement et au Conseil, Commission européenne, 27 avril 2016, p. 9.

<sup>34</sup> *Stratégies européennes pour l'Arctique*, André Gattolin, Sénat, 2 juillet 2014.

<sup>35</sup> Les méthaniers brise-glace transféreront leur cargaison à d'autres navires, plus petits et moins coûteux, qui pourront aller livrer d'autres destinations.

d'effectuer une pénétration importante en Europe. Il devrait plutôt se diriger vers les marchés asiatiques, latino-américains ou moyen-orientaux. **Selon Sylvie Cornot-Gandolphe, chercheuse à l'IFRI, « le marché européen serait en fait un dernier recours pour écouler les surplus de GNL qui devrait s'accroître à partir de 2018 [...] La chute des prix du gaz russe, qui reste corrélé aux variations du prix du brut avec un décalage de six à neuf mois, éloigne la menace de cette nouvelle concurrence à court terme. »**<sup>36</sup>

En France, la ministre de l'Écologie Ségolène Royal s'est opposée à l'importation de gaz de schiste sous forme liquéfiée en provenance des États-Unis. **Toutefois, si la fracturation hydraulique est interdite en France, aucune législation nationale n'interdit l'achat de produits obtenus grâce à cette technique.** En septembre 2015, EDF a signé un accord avec la compagnie texane Cheniere pour importer du GNL dès 2018 via Dunkerque, imitée le mois suivant par Engie qui utilisera pour sa part le terminal de Montoir-de-Bretagne. Si les hydrocarbures non conventionnels font l'objet d'un rejet massif parmi la population mais également dans la classe politique, il est pour l'instant impossible de déterminer quelle sera la politique du futur président de la République élu en mai 2017.

---

<sup>36</sup> Sylvie Cornot-Gandolphe, Les exportations américaines de gaz naturel. De nouvelles règles du jeu sur l'échiquier européen, Notes de l'IFRI, juin 2016, p. 7.

## Conclusion générale

### France : une position à consolider

La France continue de bénéficier de certains avantages que lui procure son mix énergétique : des approvisionnements pétroliers et gaziers diversifiés malgré le fort taux de dépendance, des émissions de CO<sub>2</sub> réduite grâce au maintien d'une part élevée d'énergie nucléaire dans sa consommation d'énergie primaire liée à la production d'électricité. Le taux de dépendance énergétique qui fluctue autour des 50% peut être considéré comme satisfaisant au regard des contraintes qu'affronte le pays, notamment l'absence de ressources. Toutefois, la question de la part du nucléaire dans notre mix énergétique se pose avec acuité. S'il faut poursuivre un objectif d'entretien et de renouvellement des infrastructures, la réduction de part du nucléaire passerait inévitablement par la fermeture des unités de production les plus dégradées et une confiance retrouvée envers les géants de la filière que sont Areva et EDF. La première est toujours en difficultés dans son exercice de recapitalisation après avoir frôlé la faillite en 2016, quand la seconde doit pour sa part relever les défis du chantier de l'EPR d'Hinkley Point au Royaume-Uni après les déboires de celui de Flamanville dont le réacteur devrait être mis en service en 2018. **Pour la France, l'amélioration de la sécurité énergétique est à rechercher dans le rééquilibrage de notre mix énergétique mais aussi de nos niveaux de consommation d'électricité.** Ces objectifs ne seront atteints qu'en y associant une redynamisation profonde du secteur nucléaire, avec un choix clair fait pour EDF (entreprise publique française destinée avant tout à satisfaire les besoins du consommateur national ou *utility* européenne recherchant la rentabilité sur le modèle de l'allemand E.ON) et Areva – modèle intégré exportateur ou simple acteur (minier ou constructeur de centrales) – dans un secteur plus complexe et concurrentiel<sup>37</sup>.

Concernant les vulnérabilités extérieures, la France reste exposée à toute flambée des prix mais aussi, physiquement, au blocage du détroit d'Ormuz et du Canal de Suez, même si elle l'est moins que ses partenaires européens grâce à de nombreuses diversifications (dans les sources d'énergie, les fournisseurs, etc.). La stabilité apparente de l'Egypte ne doit pas faire oublier les tensions internes. La situation reste préoccupante notamment en raison de la répression aveugle du régime du président Al-Sissi à l'encontre de toute forme d'opposition, visible notamment à travers le traitement réservé aux Frères musulmans, qualifiés de « terroristes » depuis décembre 2013. En refusant de desserrer l'étau, les autorités créent les conditions d'une détérioration de la situation. Le détroit d'Ormuz est pour sa part toujours tributaire des relations qu'entretiennent l'Arabie Saoudite et l'Iran. Si elles sont mauvaises, elles n'ont pas empêché la signature d'un accord historique au sein de l'OPEP le 30 novembre 2016, de maîtrise de la production. La politique saoudienne de défense des parts de marché et de pression à la baisse sur les prix n'a pas réellement porté ses fruits, et l'on se dirige vers un retour progressif de l'Iran sur la scène pétrolière, encadré par l'accord du 14 juillet 2015. Rien ne permet toutefois d'assurer que les tensions ne réapparaîtront pas, ni que l'accord du 30 novembre sera correctement appliqué ou même plombé par les inimitiés irano-saoudiennes. Dans

---

<sup>37</sup> La réussite actuelle de Rosatom, semblerait plaider pour la continuation d'un modèle d'entreprise intégrée verticalement. Toutefois cela nécessiterait d'unifier la totalité du secteur nucléaire sous une seule bannière et de délester des acteurs comme Engie de cette responsabilité.

ce contexte la France a tout intérêt à maintenir des partenariats très importants avec des pays hors-OPEP (Russie, Brésil, Azerbaïdjan, etc.) ou situés hors de la zone du golfe Arabo-persique (Nigeria, Gabon, Angola, etc.).

### Union européenne : l'éternelle indécision

L'Union européenne est, elle, confrontée à ses contradictions dont la politique énergétique est en fait un révélateur. L'Union de l'énergie, malgré son affiliation à la crise russo-ukrainienne ne fait qu'effleurer la dimension géopolitique des problématiques énergétiques, restreignant les réponses à la consolidation du marché unique et au développement d'interconnexions gazières et pétrolières. Insuffisant, disent Shahrazad Far et Richard Youngs, auteurs d'un rapport<sup>38</sup> paru en 2015, qui identifie cinq principales limites impactant la relation politique extérieure/politique énergétique :

- 1) l'insuffisante prise en compte des enjeux de politique étrangère par l'Union de l'énergie ;
- 2) l'ambiguïté autour des objectifs de politique étrangère poursuivis par l'UE ;
- 3) les approches vis-à-vis de la Russie – et du potentiel qu'offrent d'autres fournisseurs – pas toujours adaptées ;
- 4) le manque de cohérence institutionnelle ;
- 5) les implications des initiatives climatiques européennes en matière de politique étrangère.

A cela s'ajoute deux dangers : le fait que l'UE puisse croire que développer une transition énergétique en interne peut, sur le plan des avantages énergétiques procurés, se substituer à ceux que confèrerait le développement d'une politique étrangère ; l'idée selon laquelle la transition énergétique n'aurait qu'une dimension interne et aucune implication en matière de politique étrangère. On en revient alors à d'anciens débats. Ce qu'il faut à l'Europe, si ce n'est une politique étrangère, c'est *a minima* une politique lisible à destination de la Russie ou de l'Afrique. En réponse à la crise russo-ukrainienne, l'UE s'est aussi attelé au développement d'accords avec d'autres fournisseurs africains ou asiatiques, sans véritablement accompagner ces mouvements d'éléments constitutifs d'une véritable politique étrangère, auxquels la diplomatie économique ne peut se substituer. Quel doit être le levier de la politique étrangère européenne : le libre-échange et le commerce ou la géopolitique et les rapports de force internationaux ? Cette question a été tranchée dans les années 1990, dans un contexte certes bien différent, marqué par la chute de l'URSS et la fin de la guerre froide, mais sans nuance, en faveur des deux premiers. Force est de constater que l'UE a depuis lors grand peine à revenir dessus à des fins de rééquilibrage. L'UE demeure tiraillée entre une vision plutôt « allemande » de recherche des partenariats – et d'appréhension des menaces – vers l'Est et une vision plus « française », de recherche d'une orientation méditerranéenne. Cette dichotomie dans la politique étrangère se retrouve au niveau des questions énergétiques avec l'impossibilité de tracer une voie unique pour les partenariats avec les fournisseurs d'hydrocarbures.

L'autre difficulté réside dans la complexité des processus qui président à l'orientation des politiques européennes. Ainsi, il devient délicat de faire des propositions au niveau européen qui ne puissent

---

<sup>38</sup> Shahrazad Far et Richard Youngs, *Energy Union and EU global strategy. The undefined link*, Swedish Institute for European Policy Studies, novembre 2015.



être soupçonnées ou perçues comme des tentatives d'influence française et de défense des intérêts de Paris. Cela passe donc inévitablement par l'accord de Berlin car aucune proposition de ce type ne pourra aboutir sans le soutien du partenaire allemand. Pour autant, et c'est là que réside la plus grande difficulté, l'Allemagne a, ces dernières années, fait preuve d'une forme d'émancipation prononcée en matière de politique énergétique, en témoigne la décision unilatérale de la sortie du nucléaire prise à l'issue de la catastrophe de Fukushima – qui ne sera effective qu'en 2022 –, la mise en route de NordStream et les interrogations sur NordStream 2. Comment se poser en soutien de l'Ukraine tout en participant au renforcement du « trident » russe vers l'UE ? On ne peut que constater le manque de cohérence<sup>39</sup>.

Cette forme d'impotence stratégique se retrouve dans les documents de la Commission européenne. La stratégie européenne pour la sécurité énergétique publiée en mai 2014 préconisait par exemple de maintenir l'attention sur deux points fondamentaux vis-à-vis de la Russie : « la dépendance du secteur européen du raffinage à l'égard du pétrole brut de Russie ; la concentration accrue du secteur pétrolier russe et les prises de participation accrues de compagnies pétrolières russes dans les capacités de raffinage européennes »<sup>40</sup>. La dépendance gazière à la Russie est visible dans les chiffres divulgués par le document mais n'est pas véritablement pointée du doigt<sup>41</sup>. Dans la communication relative à l'Union de l'énergie de février 2015, le ton à l'égard de la Russie a changé. Le pays n'est mentionné qu'une seule fois, de manière évasive : « Lorsque les conditions seront propices, l'UE envisagera de reformuler ses rapports avec la Russie dans le domaine énergétique, sur la base de conditions équitables en matière d'ouverture du marché, de concurrence loyale, de protection de l'environnement et de sécurité, dans l'intérêt mutuel des deux parties » (p.8). De plus, le gazoduc Nordstream n'apparaît nullement dans la communication sur l'Union de l'énergie de 2015, où est pourtant soulignée la nécessité de renforcer le partenariat stratégique avec l'Ukraine. **Fruit de compromis, les documents produits par la Commission européenne ne prennent donc pas position sur des aspects aussi essentiels que les conséquences géopolitiques des choix des entreprises et des Etats européens.** En outre ils ne considèrent pas réellement les aspects géopolitiques des partenariats pétroliers. La vision d'un marché pétrolier dominé par les intérêts financiers plus que géopolitiques induit une vision, erronée, reposant sur la croyance dans les capacités d'autorégulation du marché en cas de crise.

Devant l'absence de signaux de soutien de la part des Européens, les autorités ukrainiennes sont de plus en plus inquiètes concernant l'avenir du transit du gaz via leur pays. En recul de 700 millions d'euros en 2016 pour 64,1 Gm<sup>3</sup> transportés, les revenus liés au transit du gaz pourraient chuter davantage à l'horizon 2020 (avec 37 Gm<sup>3</sup> seulement) si les projets de contournement comme NordStream 2 se concrétisaient. Naftogaz, la compagnie ukrainienne qui gère les infrastructures de transport a annoncé une hausse de ses tarifs pour 2017, justifiée entre autres par la nécessité d'effectuer des investissements avant de les réduire à nouveau à partir de 2020. Mais il reste difficile d'évaluer si la configuration en 2020 lui permettra ce geste commercial car Moscou a fait montre de

<sup>39</sup> Céline Bayou, « Nord Stream 2. Un gazoduc à contre-courant de la politique énergétique européenne ? », La documentation française, 9 mars 2016.

<sup>40</sup> *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique*, COM(2014) 330 final, 28 mai 2014, p. 12.

<sup>41</sup> « La politique de l'UE devrait viser non seulement à renforcer ses relations avec les fournisseurs existants mais aussi à ouvrir la voie aux approvisionnements provenant de nouvelles sources. », *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique*, *Ibid*, p. 18.

sa volonté de stopper le transit via l'Ukraine à partir de 2019. Pour certains analystes<sup>42</sup>, cette proposition de Naftogaz a presque valeur de feu vert pour le projet NordStream 2 qui pourrait proposer des coûts de transit plus compétitifs. Au-delà des conjectures, cela souligne le manque de confiance et de transparence dans les relations qu'entretiennent l'UE et l'Ukraine, qui a pourtant été présentée comme un pays à soutenir. L'aval de l'UE concernant une utilisation étendue du gazoduc allemand OPAL par Gazprom confirme cette propension à l'illisibilité, avec l'octroi d'une exception à un fournisseur en situation de domination du marché européen, contrairement aux réglementations en vigueur<sup>43</sup>.

*« We will not recognise Russia's illegal annexation of Crimea nor accept the destabilisation of eastern Ukraine. We will strengthen the EU, enhance the resilience of our eastern neighbours, and uphold their right to determine freely their approach towards the EU. »*

European Union Global Strategy, p. 33, juin 2016.

D'une part, on annonce soutenir l'Ukraine et réduire la dépendance au gaz russe et de l'autre, on fragilise ce pays en affaiblissant ses recettes financières mais aussi et surtout son poids politique, tout en favorisant, sous influence allemande, la position de Gazprom, déjà dominante. De même, on établit l'objectif d'augmentation de la part des renouvelables tout en privilégiant le gaz sachant qu'il ne s'agit pas non plus d'une énergie neutre en carbone, loin de là. Devant de telles contradictions, la clarification apparaît comme une impérieuse nécessité.

## Recommandations

### 1. Quelles options pour la France ?

Pour la France, la meilleure option demeure la poursuite du travail de diversification du mix énergétique et la conservation d'un équilibre parmi nos fournisseurs d'hydrocarbures.

#### Mieux appréhender la sécurité de nos approvisionnements énergétiques

La sécurité des approvisionnements français est liée aux relations que le pays entretient avec ses fournisseurs et les pays de transit mais aussi à leur stabilité. De ce point de vue, il est utile de rester alerte sur les évolutions des situations de l'Algérie, de l'Arabie saoudite et de l'Égypte. Il est à noter que les ruptures technologiques, par la modification de la structure des approvisionnements qu'elles peuvent engendrer, sont susceptibles de déstabiliser les pays fournisseurs de gaz dont les capacités d'exportations sont essentiellement fixes. Il s'agit donc d'anticiper les chocs *a minima*.

<sup>42</sup> Thierry Bros, « Has Ukraine scored an own-goal with its transit fee proposal? », Oxford Institute for Energy Studies, novembre 2016.

<sup>43</sup> Cette décision a fait l'objet d'un recours de la part de la Pologne devant la Cour européenne de justice, qui accuse l'Allemagne de miner le projet d'Union de l'énergie. La décision de la Commission européenne du 28 octobre 2016 autorise en effet Gazprom à prendre part aux appels d'offres pour le transit via OPAL jusqu'à 28 milliards de m<sup>3</sup> de gaz, soit 78% des capacités du gazoduc, alors que la compagnie russe n'avait accès qu'à 50% de ces capacités, selon les dispositions prévues par la Commission. La publication par la Cour de l'avis de suspension n'est toujours pas intervenue.

- Approfondir le suivi des situations des pays fournisseurs en renforçant nos capacités d'analyse et de veille sur ces sujets et la coopération avec les grandes entreprises du secteur.
- Mobiliser notre outil diplomatique en soutien des entreprises présentes et opérant à l'étranger dans le secteur énergétique.
- Prévenir les impacts des ruptures technologiques (essor des hydrocarbures non-conventionnels) et des chocs géopolitiques (tensions irano-saoudiennes et conséquences sur les prix, désordres régionaux) sur leur stabilité.

### **Créer des lieux d'échanges et de structuration des filières énergétiques françaises**

La France dispose d'un savoir-faire technologique et d'un tissu d'entreprises de toutes tailles dans le secteur de l'énergie. Les questions d'indépendance énergétique nécessitent de mettre en place des structures d'échanges techniques pour créer les conditions qui permettent aux acteurs des filières d'échanger sur des problématiques communes en termes de technologies et de défis techniques auxquels ils sont confrontés. En outre, il convient de renforcer les capacités financières d'investissements et d'innovations des acteurs français de l'énergie.

- Mettre en place des comités de filières dans le secteur de l'énergie pour orchestrer la montée en gamme technologique des acteurs et leur compétitivité sur les marchés extérieurs
- Renforcer la filière nucléaire pour qu'elle redevienne une filière d'excellence sous l'égide du CEA et d'un unique champion industriel national ouvert sur le marché mondial.
- Renforcer le rôle de la Banque Publique d'Investissement (BPI) dans sa stratégie de prise de participation dans le secteur de l'énergie pour favoriser les alliances industrielles et renforcer le poids financier et industriel des acteurs sur les marchés mondiaux.
- Favoriser le financement de la R&D dans le domaine énergétique avec la mise en place d'une fiscalité incitative. La R&D est un levier puissant d'affirmation de la filière énergétique française et un outil de renforcement de l'indépendance énergétique de la France.
- Dynamiser la logique de réseaux des entreprises du secteur pour favoriser les projets en commun et la chasse en meute sur les marchés à l'exportation.

### **Soutenir la transition énergétique et le déploiement des renouvelables**

« La cohérence des trajectoires de développement des sources d'électricité renouvelables, qui seront traduites en objectifs chiffrés, dépendra en premier lieu de la vision de long terme du système électrique, partant de la question critique de l'évolution de la demande électrique et du rythme de transformation des infrastructures de production historiques. »<sup>44</sup> Ainsi, le déploiement des sources d'électricité renouvelables nécessite la prise en compte de l'intégralité de la problématique, de la demande d'électricité à la complémentarité entre sources renouvelables en passant par l'intégration des réseaux régionaux et européens, les incitations financières, la question du stockage de l'énergie et les enjeux de gouvernance sans oublier la problématique des approvisionnements en métaux

---

<sup>44</sup> Andreas Rudinger, « Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France », IDDRI, mars 2016.

stratégiques comme le lithium pour les batteries ou le néodyme pour les aimants permanents utilisés dans les éoliennes.

La loi de transition énergétique pose les jalons de la politique française en la matière mais les débats se sont souvent polarisés autour des mécanismes de soutien et des appels d'offre à grande échelle. Si le texte donne également un cadre pour des projets « participatifs », les contours de celui-ci doivent être précisés, tout comme la définition donnée à ce terme afin de sécuriser l'implication des citoyens dans le processus<sup>45</sup>. Si les scénarios 100% renouvelables proposés par l'ADEME<sup>46</sup> semblent difficiles à envisager, il faut se montrer à la hauteur de l'ambition de la loi afin de donner une réalité tangible à son contenu.

- Clarifier et pérenniser sur le long terme le cadre réglementaire de soutiens aux énergies renouvelables.
- Réduire les contraintes administratives pour la mise en place des projets de coopératives électriques locales.
- Aligner la fiscalité des différents produits pétroliers pour rétablir l'équilibre de la balance commerciale des produits pétroliers.
- Augmenter le niveau de la taxe carbone en France.
- Mettre en place des outils de politique publique permettant de stimuler la vente de véhicules électriques.
- Augmenter le système de crédit impôts-recherche pour les entreprises innovantes du secteur de l'énergie pour leur permettre de conserver leur avantage comparatif.
- Favoriser les politiques de réductions de la consommation énergétique des ménages et des entreprises en France.
- Mettre en place un Observatoire des métaux de la transition énergétique/des impacts géopolitiques et stratégiques de la transition énergétique en France.

## 2. Que proposer au niveau européen ?

La politique énergétique européenne doit devenir une véritable politique c'est-à-dire porter une vision et non pas se contenter de définir les contours d'une gouvernance technico-normative. Porter une vision signifie faire des choix et leur donner une incarnation, et cela ne peut se faire sans intégration politique. Si la construction européenne rencontre tant de difficultés, c'est bien parce que les populations, voire les Etats membres n'ont plus toute confiance dans les institutions auxquels ils ont transféré une partie de leur souveraineté. On ne veut ainsi pas donner plus de sens à la politique européenne de l'énergie car on ne croit pas en sa capacité d'améliorer une situation. Il

<sup>45</sup> Le flou sur le sens de « participatif » « évite de poser la question de la finalité politique que l'on associe à ces démarches participatives : s'agit-il d'utiliser ces outils pour remédier aux problèmes d'acceptation locale des projets afin de « faire passer la pilule » ? De garantir une participation financière *a minima* des acteurs locaux ? Et, le cas échéant, dans quel but ? Ou de provoquer un réel changement de paradigme dans la conduite des projets énergétiques selon l'adage d'une « transition par tous et pour tous », valorisant le processus de gouvernance collaborative et démocratique tout autant que le résultat ? ». Andreas Rudinger, La transition énergétique par tous et pour tous : quel potentiel d'hybridation pour les projets d'énergies renouvelables ?, IDDRI, janvier 2016.

<sup>46</sup> *Un mix électrique 100% renouvelable. Analyse et optimisation*. ADEME, 2013, <http://mixenr.ademe.fr/>.

faut changer cela. En cessant de se reposer sur le seul objectif d'achèvement des marchés communs de l'énergie<sup>47</sup> et en assumant le rôle que doit avoir l'UE en tant qu'acteur politique et ne pas dissimuler ses intentions derrière l'écran de fumée de la technocratie<sup>48</sup>.

### Préciser les contours de notre relation avec la Russie

Développer une politique russe globale et cohérente est le seul moyen de sortir des contradictions et autres attermolements autour de ce que doit être la relation de l'Europe avec ce partenaire énergétique incontournable. Si nous insistons souvent sur la dépendance de nombreux Etats membres au gaz russe (100 % pour six d'entre eux), il nous faut prendre la mesure de la dépendance de Moscou vis-à-vis des importations européennes. En 2013, La Russie a exporté 71 % de son gaz vers l'UE soit 39 % des importations de cette dernière<sup>49</sup>. Il n'est pas certain que la Russie puisse conserver à l'avenir une part aussi importante du marché européen, à proximité et très rentable. Les perspectives d'exportations de gaz russe vers l'Asie ne se sont pas encore concrétisées malgré l'accord russo-chinois signé en 2014, et la domination sur le marché européen à moyen terme pourrait être, non pas remise en question, mais réduite à moyen terme avec les importations de GNL américain ou autre. Comme l'écrivent Thomas Raines et Shane Tomlinson, « une combinaison de pipelines fixes et une faible capacité GNL indique que la Russie dispose de peu d'options en termes de diversification de ses exportations vers des marchés alternatifs »<sup>50</sup>. S'il demeure difficile de déterminer avec certitude si l'UE est davantage dépendante des importations depuis la Russie que la Russie est dépendante de ses exportations vers l'UE, la relation entre les deux partenaires doit être clarifiée pour mieux fonctionner.

- S'assurer de la suspension, par la Cour européenne de justice, de la décision de la Commission d'extension de l'utilisation d'OPAL par Gazprom.
- Repréciser les contours de notre coopération énergétique avec la Russie sur les plans des hydrocarbures, du nucléaire civil mais aussi des énergies renouvelables dont la Russie aura inévitablement besoin.
- Clarifier nos relations avec l'Ukraine.

---

<sup>47</sup> « Lancé avec l'idée que la libéralisation et les marchés de l'énergie augmenterait la compétitivité et réduirait les prix de l'énergie, l'agenda du marché intérieur a souffert autant des tactiques d'oppositions nationales que de son incapacité à régler d'autres challenges de la politique énergétique : sécuriser les approvisionnements et construire un système intégré qui réduise efficacement et substantiellement les émissions de CO<sub>2</sub> ». « New and ambitious or just more of the same ? The Energy Union at a crossroads », Terra Nova, Institute of Public Affairs, Friedrich Ebert Stiftung, 23 novembre 2015, p. 2.

<sup>48</sup> Un exemple est à trouver dans la gestion de la crise ukrainienne. « Ironiquement, l'accord proposé [à l'Ukraine en 2013 et refusé par Viktor Ianoukovitch] reflétait une tentative de l'EU de dépolitiser un processus profondément politique. Le danger est que l'approche technocratique peut ne pas prendre complètement en compte les implications politiques des choix économiques ou énergétiques. A contrario, les processus technocratiques peuvent parfois fournir des couvertures légales ou bureaucratiques pour des décisions aux implications significatives sur le plan de la politique étrangère comme l'investigation anti-trust contre Gazprom en avril 2015 ». Thomas Raines, Shane Tomlinson, "Europe's Energy Union Foreign Policy Implications for Energy Security, Climate and Competitiveness", Chatham House, mars 2016, p.6.

<sup>49</sup> *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique*, op.cit., p. 2.

<sup>50</sup> Thomas Raines, Shane Tomlinson, op.cit., p. 10.

## Redynamiser les institutions en responsabilité

Seule une entité légitime peut porter ce discours auprès de Moscou et la Commission européenne ne semble pas en mesure de le faire. Pour contourner ce problème, la création d'une plateforme parlementaire européenne sur l'énergie a été proposée par plusieurs chercheurs<sup>51</sup> afin d'intégrer les parlements nationaux à ces débats via leurs commissions. Le développement d'une gouvernance de l'énergie, à l'échelon régional pourrait également compléter le dispositif afin d'identifier clairement les projets à soutenir et permettre aux acteurs économiques et industriels de se positionner pour répondre aux besoins posés. L'approche européenne centrée uniquement sur la dimension de marché n'a pas permis de faire émerger de volonté commune alors que la nature profondément géopolitique de l'énergie rend bénéfique toutes mesures de solidarité et de diplomatie communes.

- Créer les conditions d'un débat parlementaire sur les orientations à donner à la politique énergétique, notamment sur les fournisseurs et sur les liens avec la politique étrangère ;
- Créer des agences régionales afin de réunir les conditions de réussite des projets permettant d'améliorer la sécurité énergétique des territoires ;
- Rendre lisible et crédible les objectifs de solidarité énergétique pour restaurer la confiance entre partenaires et éviter les blocages décisionnels ;
- Favoriser la convergence des objectifs des entreprises du secteur, électrique notamment, et des gouvernements qui sont nombreux en Europe à posséder des participations importantes<sup>52</sup>.

Figure 16 : Exemples d'échéancier pour renforcer la sécurité énergétique de l'Union européenne

Short-term (winter 2015–16)	Medium-term (2016–20)	Long-term (post-2020)
Utilization of existing gas storage	Development of new storage: disruptive technology	
Improved member state coordination	Internal energy market development and EU Energy Union	
Alternative gas supplies: LNG, North Africa etc.	Improved interconnection and significant expansion of LNG	Development of new reserves, e.g. shale
	Active demand management and radical efficiency improvements	
Fuel-switching	Scale-up of renewables (and coal)	New supply-side technology: renewables, EV, CCS etc.
	Improved energy efficiency	

Thomas Raines, Shane Tomlinson, *Europe's Energy Union Foreign Policy Implications for Energy Security, Climate and Competitiveness*, Chatham House, mars 2016, p. 16.

<sup>51</sup> « New and ambitious or just more of the same? The Energy Union at a crossroads », Terra Nova, Institute of Public Affairs, Friedrich Ebert Stiftung, 23 novembre 2015.

<sup>52</sup> L'Etat français détient 85% d'EDF, 29% d'Areva, 32% d'Engie, et 100% de RTE (transport d'électricité) et ERDF (distribution). En Italie, l'Etat détient 25% d'Enel et 25% d'ENI.

### **Veiller à contenir l'approche à dominante gazière**

S'il peut s'avérer un moteur de la diversification de nos approvisionnements gaziers, le GNL ne résout pas tout. Qatar, Nigéria ou Algérie peuvent être exposés à des risques sécuritaires et géopolitiques. De même, l'essentiel des volumes des grands projets LNG mondiaux ont déjà été attribués quand des interrogations persistent sur l'évolution de la demande en Europe.

- Réévaluer la place du gaz dans les objectifs de transition énergétique
- Améliorer la transparence des prévisions en matière de consommation gazière de la Commission européenne basées sur les modèle PRIMES serait de ce point de vue utile, via, par exemple, l'ouverture de ceux-ci à l'expertise extérieure et, pourquoi pas, à la création d'une autorité indépendante d'observation<sup>53</sup>.

### **Améliorer la sobriété énergétique**

En la matière, l'UE doit s'appuyer sur l'accord de Paris et la dynamique autour de la réorientation des investissements vers les énergies renouvelables mais aussi sur la mise en œuvre des dispositions du paquet Energie-Climat 2030

- Créer des marchés pour les technologies bas carbone et faire de cet objectif un élément de sécurité énergétique tout en ne négligeant pas le fait qu'il ne supprime pas les problématiques d'approvisionnements mais peuvent contribuer à les déplacer, sur les métaux rares par exemple.
- Travailler avec la BERD, la BEI et les agences de développement nationales pour mieux aiguiller les investissements.

### **Mieux intégrer les citoyens en agissant sur le comportement de consommation et en promouvant l'innovation**

Enfin, le dépassement de la logique de marché, qui verrait les acteurs économiques seuls participer à la transition doit également se faire à travers une implication plus intense des citoyens européens. Ces derniers comptent en effet, par leur choix et décisions, parmi les acteurs de la transition énergétique en Europe, par leur comportement de consommateur mais aussi par la contribution à l'innovation. « Dans ce contexte politique [de méfiance populaire], l'UE devrait faire un choix stratégique simple et subversif : répondre à la défiance par la démocratie », écrivent Thomas Pellerin-Carlin et Pierre Serkine<sup>54</sup>. L'approche participative peut ainsi constituer une piste à explorer car la diffusion des bonnes pratiques, la modification des comportements et la participation des citoyens au processus d'innovation technologique sont aussi un puissant vecteur de sécurité énergétique en jouant sur la consommation à la baisse, et donc sur les émissions de GES.

<sup>53</sup>Thomas Raines, Shane Tomlinson, op.cit., p. 16.

<sup>54</sup> Thomas Pellerin-Carlin et Pierre Serkine « De l'innovation participative pour une transition énergétique européenne compétitive », Notre Europe, 13 septembre 2016.

- Mieux identifier et comprendre les comportements énergétiques des consommateurs européens.
- Identifier les bonnes pratiques et leurs moyens de diffusion.
- Créer un système de plateforme collaborative où des innovations portées par des citoyens puissent être identifiées et développées.



## Annexes

### 1. Le processus de libéralisation des marchés de l'énergie

#### Directives et règlements européens

##### Le premier paquet énergie

Le premier « paquet énergie » est constitué :

- de la [directive 96/92/CE du 19 décembre 1996](#) qui a fixé des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité,
- et de la [directive 98/30 du 22 juin 1998](#) qui a fixé les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Ces deux directives ont été transposées respectivement par :

- la loi du 10 février 2000 ([loi n°2000-108 du 10 février 2000](#) modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité),
- et par la loi du 3 janvier 2003 ([loi n°2003-8 du 3 janvier 2003](#) modifiée relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie).

Cette première « vague » :

- a conduit à la définition d'une notion d'éligibilité devant permettre l'ouverture à la concurrence du marché pour certains consommateurs d'énergie au-delà d'une certaine consommation d'énergie ;
- de plus, elle a imposé une séparation des activités de réseaux et de fourniture d'énergie.

C'est dans ce contexte législatif que les consommateurs industriels d'électricité et de gaz naturel ont été habilités à faire jouer la concurrence dès le début des années 2000 en France.

##### Le deuxième paquet énergie

Un deuxième « paquet énergie », composé de la [directive 2003/54/CE du 26 juin 2003](#), du [règlement 1228/2003 du 26 juin 2003](#) et de la [directive 2003/55 du 26 juin 2003](#), a fait évoluer ces législations. Ces directives européennes ont été transposées par la loi du 9 août 2004 ([loi n°2004-803 du 9 août 2004](#) modifiée relative au service public de l'électricité et du gaz). Ces directives et le règlement ont conduit à définir la notion d'éligibilité aux offres de marché non plus en fonction des quantités d'énergie consommées, mais en fonction de son usage. Les clients professionnels devaient être éligibles au 1<sup>er</sup> juillet 2004 tandis que les clients particuliers devaient l'être, au plus tard, en 2007.

## Le troisième paquet énergie

Enfin, un « troisième paquet » a été adopté le 13 juillet 2009. Il comprend un certain nombre de textes législatifs qui ont achevé d'ouvrir les marchés de l'énergie européen à la concurrence :

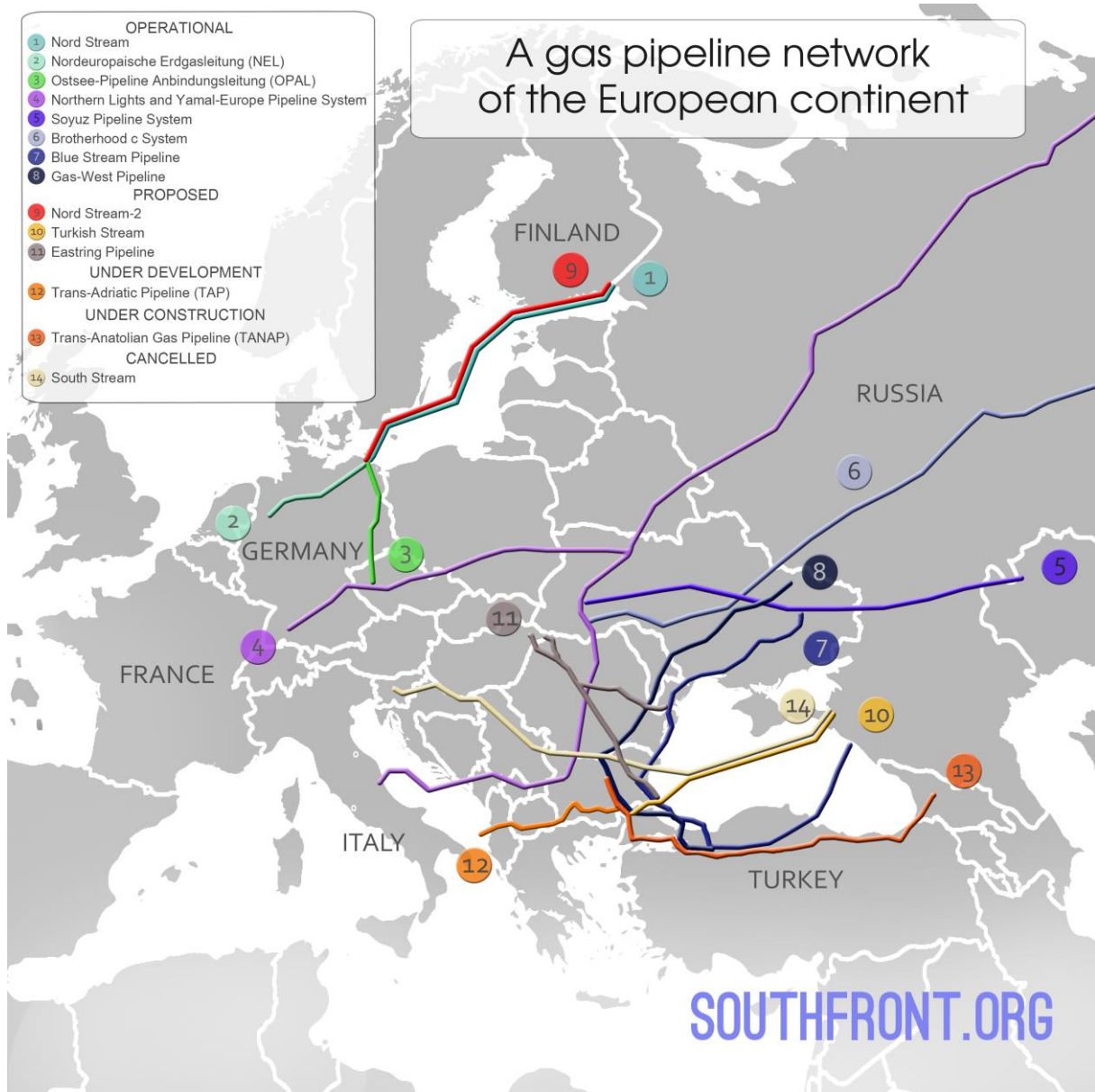
- trois règlements :
  - création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (règlement n°713/2009),
  - facilitation des échanges transfrontaliers d'électricité (règlement n°71/2009) et de gaz naturel (règlement n°715/2009) ;
- et deux directives visant à parfaire la concurrence en éliminant les barrières entre les nouveaux entrants et les anciens fournisseurs :
  - directive 2009/72/CE pour l'électricité,
  - et directive 2009/73/CE pour le gaz naturel.

Ces directives ont été complétées, dans le droit national, par plusieurs lois :

- la loi du 13 juillet 2005 ([Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005](#) modifiée de programme fixant les orientations de la politique énergétique) a :
  - créé un Conseil supérieur de l'énergie,
  - renforcé le pouvoir de la Commission de régulation de l'énergie et des distributeurs en termes de surveillance de la sécurité de l'approvisionnement énergétique,
  - créé des dispositifs incitant aux économies d'énergie (certificats d'économies d'énergie),
  - et permis la création d'un dispositif de garanties d'origine en France ;
- la loi du 7 décembre 2006 ([Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006](#) modifiée relative au secteur de l'énergie)
  - a institué un médiateur national de l'énergie chargé de l'information et de la protection des consommateurs,
  - fixé la date d'ouverture des marchés à la concurrence pour tous les consommateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2007,
  - modifié la composition et les compétences de la [CRE](#),
  - et permis une réduction de la participation de l'Etat dans GDF à un tiers (ce qui, à son tour, a permis la fusion de GDF avec Suez pour former l'entité GDF Suez) ;
- la loi du 7 juin 2010 ([Loi n° 2010-607 du 7 juin 2010](#)) a instauré un principe de réversibilité, permettant aux consommateurs particuliers et aux petits professionnels ayant quitté les tarifs réglementés d'y revenir ;
- Enfin, la loi du 7 décembre 2010 ([Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010](#) portant nouvelle organisation du marché de l'électricité), surnommée « loi NOME » :
  - a créé un accès régulé à l'énergie nucléaire historique ouvrant la possibilité aux fournisseurs alternatifs d'acheter leur électricité dans les mêmes conditions économiques que le fournisseur historique.
  - En contrepartie, elle a étendu certaines obligations qui ne s'imposaient qu'à EDF à tous les fournisseurs d'électricité.

*Cette annexe est une reprise intégrale de la fiche de synthèse disponible via le lien suivant :*  
<https://comparateur.selectra.info/fiches-pratiques/marche/liberalisation>

## 2. Les principaux gazoducs en Europe



A Network of Geopolitical Power: Gas Pipelines of the European Continent, Global Research, 21 août 2015.

<http://www.globalresearch.ca/a-network-of-power-gas-pipelines-of-the-european-continent/5470824>

## Bibliographie

### Articles et policy papers

Céline Bayou, « Nord Stream 2. Un gazoduc à contre-courant de la politique énergétique européenne ? », La documentation française, 9 mars 2016.

Thierry Bros, « Has Ukraine scored an own-goal with its transit fee proposal? », Oxford Institute for Energy Studies, novembre 2016.

Cédric Clastres, Catherine Locatelli, Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne. Succès et questions, cahier de recherches EDDEN n° 15, 2012.

Claude Fisher-Herzog, « L'Union de l'énergie : quelle sécurité énergétique en Europe ? », *La Revue internationale et stratégique*, n° 104, hiver 2016.

Emmanuel Hache, « L'OPEP, les compagnies internationales, les compagnies nationales : qui gouverne la scène pétrolière mondiale ? », *Revue de l'Energie*, n°629, janvier-février 2016.

Emmanuel Hache, « La géopolitique des énergies renouvelables : amélioration de la sécurité énergétique et / ou nouvelles dépendances ? », *La Revue internationale et stratégique*, n°101, mars 2016.

David Livingston et Jeffrey Feldman, « Sustainable energy Security: A transatlantic Opportunity », Capstone Report of the Carnegie-Heinrich Boell Foundation Energy Security, Series, Brussels, Warsaw, and Washington D.C., 2016.

Catherine Locatelli, « Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie », *Revue d'économie industrielle*, 143 | 3e trimestre 2013.

Nicolas Mazzucchi, « L'exploitation des gaz et pétrole de schiste en Europe centrale et orientale (Pologne, Ukraine, Bulgarie) constitue-t-elle une alternative crédible aux approvisionnements en hydrocarbures russes ? », *Cahiers de la sécurité et de la justice*, n°33, février 2016.

Thomas Raines, Shane Tomlinson, *Europe's Energy Union Foreign Policy Implications for Energy Security, Climate and Competitiveness*, Chatham House, mars 2016.

Andreas Rudinger, « La transition énergétique par tous et pour tous : quel potentiel d'hybridation pour les projets d'énergies renouvelables ? », IDDRI, janvier 2016.

Andreas Rudinger, « Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France », IDDRI, mars 2016.

Thomas Pellerin-Carlin et Pierre Serkine « De l'innovation participative pour une transition énergétique européenne compétitive », *Notre Europe*, 13 septembre 2016.

« New and ambitious or just more of the same ? The Energy Union at a crossroads », Terra Nova, Institute of Public Affairs, Friedrich Ebert Stiftung, 23 novembre 2015.

### Etudes

*Enjeux et perspectives des filières industrielles de la valorisation énergétique du sous-sol profond*, Pôle interministériel de Prospective et d'Anticipation des Mutations économiques (PIPAME), 2016.

Dominique Auverlot, Étienne Beeker, Gaëlle Hossie, *L'Union de l'énergie*, France Stratégie, août 2015.

Shahrazad Far et Richard Youngs, *Energy Union and EU global strategy. The undefined link*, Swedish Institute for European Policy Studies, novembre 2015.

Sylvie Cornot-Gandolphe, *Les exportations américaines de gaz naturel. De nouvelles règles du jeu sur l'échiquier européen*, Notes de l'IFRI, juin 2016.

### Documents de l'Union européenne

Communication de la Commission au Parlement européen et au Conseil, *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique*, COM(2014) 330 final, 28 mai 2014.

Council of the European Union, *Council conclusions on Energy Diplomacy*, Foreign Affairs Council, 20 juillet 2015.

Service européen d'action extérieure, *Shared Vision, Common Action: A Stronger Europe. A Global Strategy for the European Union's Foreign And Security Policy*, juin 2016.

Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen, au comité des régions et à la banque européenne d'investissement, *Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique*, COM(2015) 80 final, 25 février 2015.

### Rapports statistiques

*BP Statistical Review of World Energy*, British Petroleum, juin 2016.

*EU Energy in figures. Statistical Pocketbook*, Commission européenne, 2016.

*Repères. Chiffres clés de l'énergie*, édition 2015, Commissariat général au développement durable, Service de l'observation et des statistiques, Ministère de l'Ecologie, du développement durable et de l'Energie, février 2016.