

040918/EU XXIV.GP  
Eingelangt am 19/11/10

**FR**

**FR**

**FR**



COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, le 17.11.2010  
COM(2010) 677 final

**COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU  
CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ  
DES RÉGIONS**

**Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà -  
Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré**

{SEC(2010) 1395 final}  
{SEC(2010) 1396 final}  
{SEC(2010) 1398 final}

**COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU  
CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ  
DES RÉGIONS**

**Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà -  
Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré**

**TABLE DES MATIÈRES**

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 1.     | Introduction.....   | 4  |
| 2.     | Les défis en matière d'infrastructures nécessitent des mesures immédiates.....                                      | 6  |
| 2.1.   | Réseaux et stockage d'électricité .....   | 6  |
| 2.2.   | Réseaux et stockage de gaz naturel.....   | 7  |
| 2.3.   | Réseaux de chauffage et climatisation urbains .....   | 7  |
| 2.4.   | Captage, transport et stockage du CO <sub>2</sub> (CSC) .....   | 8  |
| 2.5.   | Transport de pétrole et d'oléfines et infrastructures de raffinage .....  | 8  |
| 2.6.   | Le marché fournira la plus grande partie des investissements mais des obstacles persistent .....                    | 8  |
| 2.7.   | Besoins en matière d'investissements et déficit de financement .....  | 9  |
| 3.     | Schéma directeur pour les infrastructures énergétiques: une nouvelle méthode de planification stratégique .....     | 10 |
| 4.     | Priorités en matière d'infrastructures européennes pour 2020 et au-delà .....                                       | 11 |
| 4.1.   | Corridors prioritaires pour l'électricité, le gaz et le pétrole .....   | 11 |
| 4.1.1. | Préparation du réseau électrique européen à l'échéance de 2020 .....  | 11 |
| 4.1.2. | Approvisionnement en gaz diversifié alimentant un réseau gazier pleinement interconnecté et flexible dans l'UE..... | 12 |
| 4.1.3. | Assurer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole .....   | 12 |
| 4.1.4. | Déploiement de technologies de réseau intelligent.....  | 13 |
| 4.2.   | Préparation des réseaux à plus long terme .....   | 13 |
| 4.2.1. | Autoroutes européennes de l'électricité.....  | 13 |
| 4.2.2. | Infrastructure européenne de transport de CO <sub>2</sub> .....   | 14 |
| 4.3.   | Des priorités aux projets.....  | 14 |
| 5.     | Boîte à outils pour accélérer la mise en œuvre .....  | 15 |
| 5.1.   | Regroupements régionaux.....  | 15 |

|              |  |    |
|--------------|--|----|
| 5.2.         | Procédures d’octroi d’autorisation plus rapides et transparentes .....   | 15 |
| 5.3.         | De meilleures méthodes et des informations pertinentes pour les décideurs et les citoyens .....                                | 17 |
| 5.4.         | Création d’un cadre stable pour le financement.....  | 17 |
| 5.4.1.       | Mobiliser les sources d’investissement privées grâce à une meilleure répartition des coûts .....                               | 18 |
| 5.4.2.       | Optimisation de l’effet de levier des sources publiques et privées par l’atténuation des risques pour les investisseurs .....  | 18 |
| 6.           | Conclusions et perspectives .....  | 19 |
| ANNEXE ..... |  | 20 |
| 1.           | Introduction .....   | 20 |
| 2.           | Évolution de la demande et de l’offre d’énergie .....  | 22 |
| 3.           | Corridors prioritaires pour l’électricité, le gaz et le pétrole .....  | 28 |
| 3.1.         | Préparation du réseau électrique européen à l’échéance de 2020 .....   | 28 |
| 3.1.1.       | Réseau en mer dans les mers septentrionales.....   | 28 |
| 3.1.2.       | Interconnexions en Europe du sud-ouest .....   | 32 |
| 3.1.3.       | Connexions en Europe du centre-est et en Europe du sud-est .....   | 33 |
| 3.1.4.       | Achèvement du plan d’interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique dans le secteur de l’électricité..... | 34 |
| 3.2.         | Approvisionnement en gaz diversifié destiné à un réseau gazier de l’UE pleinement interconnecté et flexible .....              | 35 |
| 3.2.1.       | - Corridor sud .....   | 35 |
| 3.2.2.       | Interconnexions gazières Nord-Sud en Europe de l’est .....   | 37 |
| 3.2.3.       | Achèvement du plan d’interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique dans le secteur gazier .....          | 38 |
| 3.2.4.       | Corridor Nord-Sud en Europe de l’ouest .....   | 39 |
| 3.3.         | Assurer la sécurité de l’approvisionnement en pétrole .....  | 40 |
| 3.4.         | Déploiement de technologies pour réseaux intelligents.....   | 41 |
| 4.           | Préparation des réseaux a plus long terme .....  | 46 |
| 4.1.         | Autoroutes européennes de l’électricité .....  | 46 |
| 4.2.         | Infrastructure européenne de transport de CO <sub>2</sub> .....  | 48 |

## 1. INTRODUCTION

L'infrastructure énergétique de l'Europe est le système nerveux central de notre économie. Les objectifs de la politique énergétique de l'UE, ainsi que les objectifs économiques de l'Europe pour 2020, ne seront pas atteints sans une évolution majeure de la manière de développer les infrastructures européennes. La reconstruction de notre système énergétique pour un avenir à faible consommation de carbone n'est pas de la seule responsabilité du secteur de l'énergie. Des améliorations technologiques, de meilleurs rendements, une capacité de résilience face aux effets du changement climatique et plus de flexibilité seront nécessaires. Un État membre seul ne peut réaliser cette tâche. Une stratégie et un financement européens seront nécessaires.

La politique énergétique pour l'Europe, adoptée par le Conseil européen en mars 2007<sup>1</sup>, établit **les objectifs fondamentaux de la politique énergétique de l'Union en matière de compétitivité, de viabilité et de sécurité de l'approvisionnement**. Le marché intérieur de l'énergie doit être achevé dans les années à venir et, d'ici à 2020, les sources renouvelables devront contribuer à hauteur de 20 % à notre consommation finale d'énergie, les émissions de gaz à effet de serre devront diminuer de 20 %<sup>2</sup> et les gains d'efficacité énergétique devront permettre une réduction de 20 % de la consommation d'énergie. L'UE doit garantir la sécurité de l'approvisionnement à ses 500 millions de citoyens à des prix compétitifs dans un contexte de concurrence internationale accrue pour les ressources de la planète. L'importance relative des sources d'énergie va changer. En ce qui concerne les combustibles fossiles, notamment le gaz et le pétrole, l'Europe dépendra encore plus des importations. Pour ce qui est de l'électricité, la demande est appelée à augmenter considérablement.

La communication **Énergie 2020**<sup>3</sup>, adoptée le 10 novembre 2010, a appelé à un changement radical de la façon dont nous planifions, construisons et exploitons nos infrastructures et réseaux énergétiques. Les infrastructures énergétiques sont à la pointe de l'initiative phare<sup>4</sup> «Une Europe efficace dans l'utilisation des ressources».

**Des réseaux énergétiques adéquats, intégrés et fiables sont un préalable essentiel non seulement pour les objectifs de la politique énergétique de l'UE, mais aussi pour la stratégie économique de cette dernière.** Le développement de notre infrastructure énergétique permettra non seulement à l'UE de se doter d'un marché énergétique intérieur fonctionnant correctement, mais aussi de renforcer la sécurité de l'approvisionnement, de permettre l'intégration des sources d'énergie renouvelables, d'augmenter l'efficacité énergétique et de permettre aux consommateurs de bénéficier des nouvelles technologies et d'une utilisation intelligente de l'énergie.

**L'UE paie le prix de ses infrastructures énergétiques vétustes et mal reliées.** En janvier 2009, la résolution des problèmes d'interruption d'approvisionnement en gaz en Europe orientale a été entravée par le manque d'options d'inversion de flux et l'inadéquation des infrastructures d'interconnexion et de stockage. Le développement rapide de la production d'électricité éolienne en mer dans les régions de la mer du Nord et de la Baltique est entravé par l'insuffisance des raccordements, tant en mer que sur terre. Le développement de

---

<sup>1</sup> Conclusions de la Présidence, Conseil européen, mars 2007.

<sup>2</sup> 30 % si les conditions sont adéquates.

<sup>3</sup> COM (2010) 639.

<sup>4</sup> Stratégie Europe 2020 - COM(2010) 2020.

l'énorme potentiel en énergies renouvelables en Europe méridionale et en Afrique du nord sera impossible sans mettre en place des interconnexions supplémentaires dans l'UE et avec les pays voisins. Les risques et les coûts des interruptions et des déperditions seront beaucoup plus élevés sauf si l'UE investit sans retard dans des réseaux énergétiques intelligents, efficaces et concurrentiels, et si elle exploite les possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique.

À plus long terme, l'objectif de décarbonisation de l'UE, qui vise à réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % d'ici 2050, rend ces problèmes plus aigus et appelle de nouveaux développements, tels que des infrastructures pour le stockage de l'électricité à grande échelle, la recharge des véhicules électriques, ainsi que le transport et le stockage du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène. Les infrastructures construites dans les dix prochaines années seront pour la plupart encore en service vers 2050. Il est donc crucial de garder en tête **l'objectif à plus long terme**. La Commission envisage de présenter en 2011 une feuille de route détaillée pour 2050. Celle-ci présentera des scénarios en matière de bouquet énergétique, décrivant des manières d'atteindre l'objectif de décarbonisation à long terme de l'Europe et leurs incidences sur les décisions de politique énergétique. La présente communication définit la carte des infrastructures énergétiques qui sera nécessaire pour atteindre nos objectifs énergétiques à l'horizon 2020. Les feuilles de route à l'horizon 2050 pour l'énergie et pour une économie à faible émission de carbone éclaireront et orienteront davantage la mise en œuvre des infrastructures énergétiques de l'UE en offrant une vision à long terme.

Les infrastructures énergétiques prévues aujourd'hui doivent être compatibles avec les choix politiques à plus long terme.

**Une nouvelle politique européenne en matière d'infrastructures énergétiques est nécessaire pour coordonner et optimiser le développement des réseaux à l'échelle du continent.** Elle permettra à l'UE de tirer pleinement parti d'un réseau européen intégré, bien au-delà de la valeur de ses composants individuels. Une stratégie européenne visant à mettre en place des infrastructures énergétiques pleinement intégrées, fondées sur des technologies intelligentes à faibles émissions de carbone, diminuera les coûts de réduction des émissions de carbone grâce à des économies d'échelle pour les différents États membres. Un marché européen totalement interconnecté permettra aussi d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de stabiliser les prix à la consommation, en garantissant que l'électricité et le gaz soient acheminés vers les zones où une demande existe. Les réseaux européens, y compris le cas échéant avec les pays voisins, faciliteront également la concurrence sur le marché unique de l'énergie dans l'UE et renforceront la solidarité entre les États membres. Des infrastructures européennes intégrées garantiront avant tout aux particuliers et aux entreprises d'Europe un accès à des sources d'énergie abordables, ce qui contribuera à la réalisation de l'objectif fixé pour 2020 consistant à maintenir une base industrielle solide, diversifiée et concurrentielle en Europe.

L'autorisation et le financement des projets sont deux aspects spécifiques à traiter. L'octroi d'autorisations et la coopération transfrontière doivent gagner en efficacité et en transparence pour renforcer l'adhésion de la population et accélérer la réalisation des projets. Il faut trouver des solutions financières pour répondre aux besoins d'investissements (estimés à quelque mille milliards d'euros pour la prochaine décennie, dont la moitié pour les seuls réseaux énergétiques). La plus grande partie de ces investissements dans les réseaux sera financée par les tarifs régulés et l'application de majorations de prix en cas de congestion. Toutefois, sous l'empire du cadre réglementaire actuel, **tous les investissements nécessaires ne seront pas réalisés, ou ne le seront pas dans les délais requis**, notamment en raison des externalités

non commerciales positives ou de la valeur ajoutée régionale ou européenne de certains projets dont les avantages directs à l'échelon local ou national sont limités. La récession a encore accentué le ralentissement de l'investissement dans les infrastructures.

Les perspectives d'une nouvelle stratégie énergétique pour l'UE bénéficient du soutien inconditionnel des chefs d'État et de gouvernement européens. En mars 2009, le Conseil européen<sup>5</sup> a appelé à une révision approfondie du système des réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E)<sup>6</sup> en l'adaptant à la fois aux défis décrits ci-dessus et aux nouvelles responsabilités conférées à l'Union par l'article 194 du traité de Lisbonne.

**La présente communication expose un schéma directeur visant à doter l'UE d'une vision des éléments nécessaires pour rendre nos réseaux efficaces.** Elle propose une nouvelle méthode de planification stratégique pour concevoir les infrastructures nécessaires, déterminer celles qui présentent un intérêt européen sur la base d'une méthodologie claire et transparente, et fournir un ensemble d'instruments pour garantir leur mise en œuvre dans les délais, y compris des moyens pour accélérer les autorisations, améliorer la répartition des coûts et cibler les financements pour mobiliser les investissements privés.

## 2. LES DEFIS EN MATIERE D'INFRASTRUCTURES NECESSITENT DES MESURES IMMEDIATES

Le défi de l'interconnexion et de l'adaptation de nos infrastructures énergétiques aux nouveaux besoins est de grande ampleur, pressant, et concerne tous les secteurs<sup>7</sup>.

### 2.1. Réseaux et stockage d'électricité

Les réseaux électriques doivent être améliorés et modernisés pour satisfaire la **demande croissante** découlant d'une profonde mutation de l'ensemble de la chaîne de valeur et du bouquet énergétique, mais aussi en raison de la multiplication des applications et des technologies qui dépendent de l'électricité comme source d'énergie (pompes à chaleur, véhicules électriques, piles à hydrogène et à combustible<sup>8</sup>, dispositifs d'information et de communication, etc.). Il est également urgent de développer et de moderniser les réseaux pour favoriser l'intégration des marchés et maintenir les niveaux actuels de sécurité du système, mais surtout pour transporter et équilibrer **l'électricité générée à partir de sources renouvelables**, qui devrait plus que doubler au cours de la période 2007-2020<sup>9</sup>. Une part importante des capacités de production sera concentrée dans des endroits plus éloignés des grands centres de consommation ou de stockage. En 2020, jusqu'à 12 % de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait provenir d'installations en mer, notamment dans les mers septentrionales. Une part importante viendra aussi de parcs solaires et éoliens terrestres en Europe méridionale ou d'installations de biomasse en Europe centrale et orientale, tandis que la production décentralisée gagnera également du terrain sur tout le continent. Moyennant un **réseau bien interconnecté et intelligent, prévoyant des**

---

<sup>5</sup> Conclusions de la Présidence du Conseil européen des 19 et 20 mars 2009, 7880/09.

<sup>6</sup> Orientations relatives aux RTE-E et règlement financier des RTE. Voir le rapport de mise en œuvre des RTE-E 2007-2009, COM(2010)203.

<sup>7</sup> Pour une analyse plus détaillée, voir l'annexe et l'analyse d'impact jointes à la présente communication.

<sup>8</sup> Leur déploiement à grande échelle nécessitera le développement d'une vaste infrastructure de transport et de stockage d'hydrogène.

<sup>9</sup> Sur la base des plans nationaux en matière d'énergies renouvelables communiqués par 23 États membres à la Commission.

**possibilités de stockage à grande échelle**, il est possible de rendre moins coûteux le déploiement des énergies renouvelables, étant donné que les gains d'efficacité les plus remarquables peuvent être réalisés à une échelle paneuropéenne. Au-delà de ces besoins à court terme, les réseaux électriques devront évoluer plus fondamentalement pour permettre le passage à un système électrique décarbonisé à l'horizon 2050, s'appuyant sur de nouvelles technologies de transport de l'électricité **sur de longues distances et à haute tension** et sur de **nouvelles technologies de stockage susceptibles** d'intégrer la part croissante des énergies renouvelables, qu'elles soient produites dans l'UE ou ailleurs.

Dans le même temps, les réseaux doivent aussi devenir plus intelligents. Il ne sera pas possible de réaliser les objectifs de l'UE pour 2020 en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables sans insuffler **davantage d'innovation et d'intelligence** dans les réseaux, tant au niveau du transport que de la distribution, en particulier grâce aux technologies de l'information et de la communication. Ces technologies seront fondamentales pour populariser les services de gestion de la demande et d'autres services liés aux **réseaux intelligents**. Les réseaux électriques intelligents faciliteront la transparence et permettront aux consommateurs de commander leurs appareils domestiques de manière à économiser l'énergie, faciliter la production domestique et réduire les coûts. Ces technologies contribueront également à stimuler la compétitivité et l'avance technologique de l'industrie européenne à l'échelle planétaire, y compris pour les PME.

## 2.2. Réseaux et stockage de gaz naturel

Le gaz naturel continuera à jouer un rôle clé dans le bouquet énergétique de l'UE ces prochaines décennies et prendra de l'importance comme **combustible d'appoint** pour la production d'électricité variable, à condition que son approvisionnement soit assuré. Bien que les ressources non conventionnelles et le biogaz puissent à long terme contribuer à réduire la dépendance de l'UE vis-à-vis des importations, l'épuisement des ressources traditionnelles locales en gaz naturel nécessite une diversification des **importations** à moyen terme. Les réseaux gaziers sont confrontés à des exigences de flexibilité accrue dans le système, et à la nécessité de gazoducs bidirectionnels, de capacités de stockage supplémentaires et d'un approvisionnement souple, notamment en gaz naturel liquéfié (GNL) et comprimé (GNC). Dans le même temps, les marchés sont toujours fragmentés et monopolistiques, avec diverses barrières à une concurrence ouverte et équitable. La **dépendance par rapport à une seule source d'approvisionnement**, aggravée par le manque d'infrastructures, prévaut en Europe orientale. Un portefeuille diversifié de sources physiques et d'itinéraires d'approvisionnement en gaz et un réseau gazier totalement interconnecté et bidirectionnel le cas échéant<sup>10</sup> seront déjà nécessaires dans l'UE d'ici 2020. Cette évolution doit être étroitement liée à la stratégie de l'UE envers les pays tiers, en particulier en ce qui concerne nos fournisseurs et les pays de transit.

## 2.3 Réseaux de chauffage et climatisation urbains

La production d'électricité thermique occasionne souvent des pertes de conversion, alors que parallèlement, des ressources naturelles sont consommées à proximité pour produire de la chaleur ou du froid dans des systèmes distincts. Cette façon de faire est à la fois inefficace et coûteuse. De même, on fait rarement appel à des sources naturelles comme l'eau de mer ou les eaux souterraines pour le refroidissement, malgré les économies à réaliser. Il faudrait donc

---

<sup>10</sup> Voir le règlement (CE) n° 994/2010 concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz.



encourager en priorité le développement et la modernisation de réseaux de chauffage et de climatisation urbains dans toutes les agglomérations d'une certaine taille lorsque les conditions locales ou régionales peuvent le justifier, notamment sur le plan des besoins de chauffage ou de climatisation, des infrastructures existantes ou prévues, de la composition de la production d'électricité, etc. Cette question sera traitée dans le plan d'efficacité énergétique et dans le partenariat pour l'innovation «villes intelligentes», à lancer au début de 2011.

#### **2.4. Captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC)**

Les technologies CSC réduiraient les émissions de CO<sub>2</sub> à grande échelle tout en permettant l'utilisation de combustibles fossiles, qui resteront une source importante de production d'électricité au cours des prochaines décennies. Ces technologies, avec leurs risques et leurs avantages, sont encore en cours d'évaluation au moyen d'installations pilotes qui seront raccordées au réseau en 2015. Le déploiement commercial des technologies CSC dans la production d'électricité et les applications industrielles devraient commencer après 2020, avant un déploiement mondial vers 2030. En Europe, la construction d'infrastructures de gazoducs et d'oléoducs transfrontières et dans l'environnement maritime sera nécessaire, étant donné que les sites potentiels de stockage de CO<sub>2</sub> n'y sont pas répartis de manière uniforme et que certains États membres n'ont que peu de potentiel de stockage sur leur territoire, au regard de leurs niveaux élevés d'émissions de CO<sub>2</sub>.

#### **2.5. Transport de pétrole et d'oléfines et infrastructures de raffinage**

Si les politiques en matière de climat, de transports et d'efficacité énergétique restent en l'état actuel, en 2030 le pétrole devrait représenter 30 % de l'énergie primaire et constituer une part importante des combustibles destinés aux transports. La sécurité de l'approvisionnement dépend de l'intégrité et de la flexibilité de l'ensemble de la **chaîne d'approvisionnement**, du pétrole brut fourni aux raffineries au produit fini distribué aux consommateurs. Dans le même temps, l'avenir des infrastructures de transport du pétrole brut et des produits pétroliers sera également déterminé par l'évolution du secteur du raffinage en Europe, qui est actuellement confronté à un certain nombre de défis comme indiqué dans le document de travail des services de la Commission joint à la présente communication.

#### **2.6. Le marché fournira la plus grande partie des investissements mais des obstacles persistent**

Les mesures politiques et législatives adoptées par l'UE depuis 2009 ont établi de puissantes et solides fondations pour la planification des infrastructures européennes. Le **troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie**<sup>11</sup> a jeté les bases de la planification et des investissements dans les réseaux européens en formulant l'obligation, pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT), de coopérer et d'élaborer des plans décennaux de développement de réseau (TYNDP) régionaux et européens d'électricité et de gaz dans le cadre du réseau européen des GRT (REGRT), et en établissant des règles de coopération pour les régulateurs nationaux en matière d'investissements transfrontaliers dans le cadre de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACRE).

Le troisième paquet oblige les régulateurs à prendre en compte l'impact de leurs décisions sur l'ensemble du marché intérieur de l'UE. Cela signifie qu'ils ne doivent pas évaluer les investissements sur la seule base des avantages dans leur État membre, mais sur la base des

---

<sup>11</sup> Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE, règlements (CE) n° 713, n° 714 et n° 715/2009.

avantages à l'échelle européenne. Pourtant, la **fixation des tarifs** reste axée sur le marché national et les décisions fondamentales concernant les projets d'interconnexion des infrastructures se prennent au niveau national. Traditionnellement, les autorités de régulation nationales visent à réduire au minimum les tarifs et ont donc tendance à ne pas approuver le taux de rendement nécessaire à des projets présentant un intérêt régional supérieur ou dont la répartition des coûts à un niveau transfrontalier est difficile, ou encore à des projets faisant appel à des technologies novatrices ou à des projets ne répondant qu'à des fins de sécurité de l'approvisionnement.

En outre, le renforcement et le développement du **système d'échange de quotas d'émission** (ETS) donneront vie à un marché européen du carbone unifié. Les cours du marché du carbone ETS infléchissent déjà le bouquet optimal d'approvisionnement en électricité et l'orientation vers des sources d'approvisionnement pauvres en carbone, et leur impact ira croissant.

Le **règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz**<sup>12</sup> permettra d'améliorer la capacité de l'UE à réagir aux situations de crise, grâce à la résilience accrue du réseau et à des normes communes en matière de sécurité de l'approvisionnement et des équipements supplémentaires. Il fixe également des obligations claires concernant les investissements dans les réseaux.

Le secteur, de même que les GRT et les régulateurs, ont mis en cause les **procédures d'autorisation** longues et incertaines, qui seraient l'une des principales causes des retards dans la mise en œuvre de projets d'infrastructures, notamment en matière d'électricité<sup>13</sup>. Le délai entre le début de la planification et la mise en service définitive d'une ligne électrique dépasse fréquemment 10 ans<sup>14</sup>. Les projets transfrontaliers sont souvent confrontés à une opposition accrue, car ils sont fréquemment perçus comme de simples «lignes de transit», sans avantages locaux. Pour ce qui est de l'électricité, on estime que les retards qui en résultent empêcheront la réalisation d'environ 50 % des projets commercialement viables d'ici à 2020<sup>15</sup>. Cela compromettrait sérieusement la transformation de l'UE en une économie efficace dans l'utilisation des ressources et à faibles émissions de carbone, et menacerait sa compétitivité. En mer, le manque de coordination, de planification stratégique et d'harmonisation des cadres réglementaires nationaux ralentit souvent le processus et augmente le risque de conflits ultérieurs avec d'autres utilisations de la mer.

## **2.7. Besoins en matière d'investissements et déficit de financement**

**Il faudra investir près de mille milliards d'euros dans notre système énergétique d'ici à 2020**<sup>16</sup> afin de respecter les objectifs en matière de politique énergétique et de climat. Près de la moitié de cette somme sera nécessaire pour les réseaux, notamment de distribution et de transport d'électricité et de gaz, pour le stockage, ainsi que pour les réseaux intelligents.

**Les réseaux de transport d'énergie nécessiteront à eux seuls quelque 200 milliards d'euros d'investissements.** Toutefois, les marchés n'assumeront qu'environ 50 % seulement

---

<sup>12</sup> Règlement (CE) n° 994/2010.

<sup>13</sup> Consultation publique sur le livre vert intitulé «Vers un réseau d'énergie européen sûr, durable et compétitif», COM(2008) 737.

<sup>14</sup> Plan décennal de développement du réseau du REGRT-E, juin 2010.

<sup>15</sup> Voir l'analyse d'impact en annexe.

<sup>16</sup> Calculs basés sur le modèle PRIMES.

des investissements nécessaires dans les réseaux de transport à l'horizon 2020, ce qui laisse un déficit de financement d'environ 100 milliards d'euros. Une partie de ce déficit est imputable aux retards dans l'obtention des autorisations requises en matière d'environnement et de construction, mais aussi à des difficultés d'accès au financement et au manque d'instruments d'atténuation des risques adéquats, notamment pour les projets présentant des externalités positives et des avantages plus vastes sur le plan européen, mais dont la justification commerciale n'est pas suffisamment solide<sup>17</sup>. Nos efforts doivent aussi tendre à poursuivre le développement du marché intérieur de l'énergie, qui est essentiel pour stimuler l'investissement privé dans les infrastructures énergétiques, qui contribueront à leur tour à réduire le déficit de financement au cours des prochaines années.

**Le coût qu'entraîneraient la non-réalisation de ces investissements ou l'absence d'une coordination à l'échelle de l'UE pour les réaliser serait énorme**, comme l'a démontré le développement éolien en mer, où des solutions nationales pourraient être 20 % plus onéreuses. La réalisation de tous les investissements nécessaires dans les infrastructures de transport permettrait de créer environ 775 000 emplois supplémentaires au cours de la période 2011-2020 et d'accroître notre PIB de 19 milliards d'euros d'ici à 2020<sup>18</sup>, par rapport à une croissance selon un scénario de statu quo. En outre, ces investissements contribueront à la diffusion des technologies de l'UE. L'industrie de l'UE, PME comprises, est un producteur essentiel de technologies pour les infrastructures énergétiques. Moderniser l'infrastructure énergétique de l'UE offre une occasion de stimuler la compétitivité de l'UE et son avance technologique à l'échelle planétaire.

### **3. SCHEMA DIRECTEUR POUR LES INFRASTRUCTURES ENERGETIQUES: UNE NOUVELLE METHODE DE PLANIFICATION STRATEGIQUE**

La fourniture des infrastructures énergétiques dont l'Europe aura besoin au cours des deux prochaines décennies nécessite une toute nouvelle politique en matière d'infrastructures, fondée sur une vision européenne. Cela implique également de modifier la pratique actuelle des RTE-E, fondée sur de longues listes de projets prédéfinies et rigides. La Commission propose une nouvelle méthode qui comprend les étapes suivantes:

- Définir la carte des infrastructures énergétique qui conduira à la mise en place d'un super-réseau intelligent européen interconnectant les réseaux à l'échelle du continent.
- Se concentrer sur un nombre limité de **priorités européennes** à mettre en œuvre d'ici 2020 pour atteindre les objectifs à long terme, là où les mesures européennes se justifient le plus.
- Sur la base d'une méthodologie convenue, définir des **projets concrets**, déclarés d'intérêt européen, nécessaires pour mettre en œuvre ces priorités de manière souple et en s'appuyant sur la coopération régionale afin de répondre aux conditions changeantes du marché et au développement technologique.
- Soutenir la mise en œuvre de projets d'intérêt européen au moyen de **nouveaux outils**, comme l'amélioration de la coopération régionale, des procédures

---

<sup>17</sup> Voir l'analyse d'impact en annexe.

<sup>18</sup> Voir l'analyse d'impact en annexe.

d'autorisation, des méthodes et des informations plus pertinentes pour les décideurs et les citoyens et des instruments financiers innovants.

#### **4. PRIORITES EN MATIERE D'INFRASTRUCTURES EUROPEENNES POUR 2020 ET AU-DELA**

La Commission propose les priorités suivantes à court terme et à plus longue échéance pour adapter nos infrastructures énergétiques au XXI<sup>e</sup> siècle.

##### **4.1. Corridors prioritaires pour l'électricité, le gaz et le pétrole**

###### *4.1.1. Préparation du réseau électrique européen à l'échéance de 2020*

Le premier plan décennal de développement du réseau (TYNDP)<sup>19</sup> forme une base solide pour définir les priorités dans le secteur des infrastructures électriques. Le plan ne tient cependant pas pleinement compte des investissements dans les infrastructures résultant d'importantes nouvelles capacités de production en mer, principalement l'éolien dans les mers septentrionales<sup>20</sup>, et ne garantit pas la mise en œuvre dans les délais, notamment pour les interconnecteurs transfrontaliers. Pour garantir l'intégration rapide des capacités de production d'**énergies renouvelables** dans le nord et le sud de l'Europe, et **l'intégration plus poussée des marchés**, la Commission européenne propose de concentrer l'attention sur les corridors prioritaires suivants, qui permettront de préparer les réseaux électriques européens à l'échéance de 2020:

- 1. Réseau en mer dans les mers septentrionales et raccordement à l'Europe septentrionale et centrale** – pour intégrer et raccorder les capacités de production d'énergie dans les mers septentrionales<sup>21</sup> aux centres de consommation en Europe septentrionale et centrale et aux installations de stockage hydroélectriques dans la région alpine et les pays nordiques.
- 2. Interconnexions dans le sud-ouest de l'Europe** pour prendre en charge l'éolien, l'hydroélectricité et l'énergie solaire, en particulier entre la péninsule ibérique et la France, et raccords supplémentaires avec l'Europe centrale, pour faire le meilleur usage des sources d'énergie renouvelables nord-africaines et de l'infrastructure existante entre l'Afrique du nord et l'Europe.
- 3. Connexions en Europe centrale et orientale et dans le sud-est de l'Europe** – renforcement du réseau régional selon les axes Nord-Sud et Est-Ouest des flux d'énergie, afin de favoriser l'intégration des marchés et des énergies renouvelables, y compris les connexions aux capacités de stockage et l'intégration des «îles énergétiques».

---

<sup>19</sup> Les 500 projets répertoriés par les GRT nationaux couvrent l'ensemble de l'UE, la Norvège, la Suisse et les Balkans occidentaux. La liste ne comprend pas les projets locaux, régionaux ou nationaux qui n'ont pas été considérés comme étant d'importance européenne.

<sup>20</sup> La prochaine édition du TYNDP prévue pour 2012 devrait adopter une approche plus descendante, adoptant l'hypothèse de la réalisation des obligations légales de 2020 concernant l'intégration des énergies renouvelables et la réduction des émissions avec des perspectives allant au-delà de 2020, et combler ces lacunes.

<sup>21</sup> Il s'agit de la mer du Nord et des mers situées au nord-ouest.

4. **Achèvement du PIMERB** (plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique) – intégration des États baltes au marché européen grâce au renforcement de leurs réseaux nationaux et des interconnexions avec la Finlande, la Suède et la Pologne et par le renforcement du réseau national polonais et des interconnexions à l'est et à l'ouest.

#### 4.1.2. *Approvisionnement en gaz diversifié alimentant un réseau gazier pleinement interconnecté et flexible dans l'UE*

Ce domaine prioritaire a pour objectif la construction de l'infrastructure nécessaire pour permettre l'achat et la vente de gaz provenant d'une quelconque source partout dans l'UE, indépendamment des frontières nationales. Cela permettrait également d'assurer la **sécurité de la demande**, en élargissant le choix et en offrant aux producteurs de gaz un marché plus vaste pour commercialiser leurs produits. Plusieurs exemples positifs dans les États membres démontrent le rôle essentiel de la diversification dans le renforcement de la concurrence et de la **sécurité d'approvisionnement**. Alors qu'au niveau de l'UE les approvisionnements sont diversifiés le long de trois corridors – corridor nord depuis la Norvège, corridor est depuis la Russie, corridor méditerranéen depuis l'Afrique – et grâce au GNL, certaines régions restent dépendantes d'une seule source d'approvisionnement. Chaque région d'Europe devrait se doter de l'infrastructure nécessaire pour avoir physiquement **accès à au moins deux sources d'approvisionnement différentes**. Dans le même temps, le rôle d'équilibrage du gaz pour la production d'électricité variable et les normes applicables aux infrastructures mises en place par le règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz imposent des exigences de souplesse supplémentaires et renforcent le besoin de gazoducs bidirectionnels, de capacités de stockage accrues et d'un approvisionnement flexible, comme le GNL/GNC. Pour atteindre ces objectifs, les corridors prioritaires suivants ont été répertoriés:

1. **Corridor sud** servant à diversifier davantage les sources au niveau européen et à acheminer le gaz du bassin de la Caspienne, d'Asie centrale et du Moyen-Orient vers l'UE.
2. Liaison entre la Baltique, la mer Noire, l'Adriatique et la mer Égée à travers notamment:
  - la mise en œuvre du **PIMERB** et
  - le **corridor Nord-Sud** en Europe centrale et orientale et dans le sud-est de l'Europe.
3. Corridor Nord-Sud en Europe occidentale pour **éliminer les goulets d'étranglement internes** et accroître la capacité d'approvisionnement à court terme, en utilisant pleinement les possibilités alternatives d'approvisionnement extérieur, notamment depuis l'Afrique, et en optimisant les infrastructures existantes, notamment les installations et infrastructures de stockage de GNL existantes.

#### 4.1.3. *Assurer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole*

Cette priorité vise à assurer la continuité de l'approvisionnement en pétrole brut des pays de l'UE sans façade maritime en Europe centrale et orientale, qui dépendent actuellement d'itinéraires d'approvisionnement limités en cas d'interruptions durables de l'approvisionnement par les itinéraires classiques. La diversification des approvisionnements en pétrole et des réseaux d'oléoducs interconnectés contribueraient également à ne pas

augmenter le transport de pétrole par navire, réduisant ainsi les risques écologiques dans les détroits particulièrement sensibles et fréquentés de la mer Baltique et de la Turquie. Cela est réalisable en grande partie au moyen des infrastructures existantes par le renforcement de l'interopérabilité du **réseau d'oléoducs en Europe centrale et orientale**, en interconnectant les différents systèmes et en supprimant les goulets d'étranglement et/ou en permettant les flux inverses.

#### 4.1.4. *Déploiement de technologies de réseau intelligent*

Cette priorité a pour objectif de fournir le cadre et les **incitations initiales nécessaires à des investissements rapides** dans de nouvelles infrastructures de réseau «intelligent» afin de promouvoir i) un marché de détail concurrentiel, ii) un marché des services énergétiques fonctionnant bien et offrant un véritable choix en matière d'économies d'énergie et de rendement, iii) l'intégration de la production à partir d'énergies renouvelables et de la production distribuée, et iv) de répondre à de nouveaux types de demandes comme celle provenant des véhicules électriques.

La Commission **évaluera** également **la nécessité de compléter la législation** pour maintenir la mise en œuvre des réseaux intelligents sur la bonne voie. En particulier, la promotion des investissements dans les réseaux et compteurs intelligents nécessitera une évaluation approfondie des aspects de ces derniers devant être réglementés ou normalisés et de ce qui peut être laissé au marché. La Commission examinera également d'autres mesures pour garantir que les réseaux et compteurs intelligents apportent les avantages escomptés pour les consommateurs, les producteurs, les exploitants et en termes d'efficacité énergétique. Les résultats de cette évaluation et d'éventuelles mesures supplémentaires seront publiés dans le courant de 2011.

En outre, la Commission mettra en place une **plateforme transparente et informative sur les réseaux intelligents** afin de permettre la diffusion des plus récentes expériences et bonnes pratiques en matière de déploiement dans toute l'Europe, de créer des synergies entre les différentes approches et de faciliter l'élaboration d'un cadre réglementaire approprié. La mise en place dans les délais de normes techniques et d'une protection adéquate des données sera indispensable à ce processus. Pour y parvenir, il faudrait mettre d'avantage l'accent sur les technologies de réseau intelligent dans le cadre du plan SET.

## 4.2. **Préparation des réseaux à plus long terme**

Dans le cadre de la perspective à plus long terme qui doit être présentée dans la feuille de route 2050, l'UE doit entamer dès aujourd'hui la conception, la planification et la construction des réseaux énergétiques de l'avenir qui seront nécessaires pour lui permettre de réduire encore les émissions de gaz à effet de serre. Il n'y a que peu de temps pour le faire. Seule une approche coordonnée visant à optimiser les infrastructures européennes permettra d'éviter les méthodes coûteuses au niveau des États membres ou des projets et des solutions infra-optimales à long terme.

### 4.2.1. *Autoroutes européennes de l'électricité*

Les futures «**autoroutes de l'électricité**» doivent être capables: i) d'absorber la production sans cesse croissante d'électricité éolienne dans les mers septentrionales, en mer Baltique et sur leur pourtour, ainsi que la production croissante d'électricité d'origine renouvelable dans l'est et le sud de l'Europe ainsi qu'en Afrique du nord; ii) de relier ces nouveaux centres de production aux importantes capacités de stockage dans les pays nordiques et dans les Alpes, et

aux grands centres de consommation en Europe centrale; et iii) de faire face à une demande et à une offre d'électricité de plus en plus flexibles et décentralisées<sup>22</sup>.

La Commission européenne propose donc de se mettre immédiatement au travail afin d'établir **un plan de développement modulaire** qui permettrait la mise en service des premières autoroutes d'ici 2020. Le plan devrait également anticiper leur prolongement dans le but de faciliter le développement de capacités de production à grande échelle à partir d'énergies renouvelables, y compris au-delà des frontières de l'UE, en vue du développement potentiel de nouvelles technologies de production, comme l'énergie des vagues ainsi que l'énergie éolienne et marémotrice. Idéalement, le travail devrait être réalisé dans le cadre du forum de Florence, être organisé par la Commission européenne et le REGRT-E et s'appuyer sur l'initiative Réseaux électriques européens du plan SET et l'initiative industrielle européenne pour l'énergie éolienne.

#### 4.2.2. *Infrastructure européenne de transport de CO<sub>2</sub>*

Ce domaine prioritaire consiste à examiner et à s'entendre sur les **modalités techniques et pratiques d'une future infrastructure de transport de CO<sub>2</sub>**. De nouvelles recherches, menées dans le cadre de l'initiative industrielle européenne pour le captage et le stockage du carbone lancée dans le cadre du plan SET permettront d'entamer en temps voulu la planification et le développement d'infrastructures au niveau européen, dans la logique du déploiement commercial de la technologie prévu après 2020. La **coopération régionale** sera également soutenue pour stimuler le développement de points cruciaux de la future infrastructure européenne.

### 4.3. **Des priorités aux projets**

Les priorités susmentionnées devraient se traduire en projets concrets et aboutir à la mise en place d'un **programme glissant**. Les premières listes de projets devraient être prêtes dans le courant de 2012 et seront ensuite actualisées tous les deux ans afin d'apporter une contribution à la mise à jour régulière des TYNDP.

Les projets devraient être répertoriés et classés selon des **critères convenus et transparents** conduisant à un nombre limité de projets. La Commission propose de baser les travaux sur les critères suivants, qui devraient être affinés et convenus avec tous les acteurs concernés, notamment ACRE:

- *Électricité*: contribution à la sécurité de l'approvisionnement en électricité; capacité à raccorder la production à partir d'énergies renouvelables et à la transporter aux principaux centres de consommation/stockage; accroissement de l'intégration des marchés et de la concurrence; contribution à l'efficacité énergétique et utilisation intelligente de l'électricité.
- *Gaz*: diversification, en donnant la priorité à la diversification des sources, diversification des contreparties d'approvisionnement et diversification des voies; renforcement de la concurrence en rehaussant le niveau d'interconnexion, renforcement de l'intégration du marché et réduction de sa concentration.

---

<sup>22</sup> S'il est probable qu'un tel réseau sera à terme fondé sur la technologie du courant continu, il faudra le construire par étapes, en en garantissant la compatibilité avec le réseau actuel à courant alternatif.

Les projets identifiés seraient examinés au niveau européen pour garantir la **cohérence entre les priorités et entre les régions**, et classés en fonction de leur degré d'urgence au vu de leur contribution à la réalisation des priorités et des objectifs du traité. Les projets répondant aux critères seraient récompensés par le label «**projet d'intérêt européen**». Ce label serait à la base d'une évaluation<sup>23</sup> et d'une prise en compte ultérieures dans le cadre des mesures décrites dans les chapitres suivants. Il conférerait une priorité politique aux projets ainsi distingués.

## **5. BOITE A OUTILS POUR ACCELERER LA MISE EN ŒUVRE**

### **5.1. Regroupements régionaux**

La coopération régionale telle que développée pour le Plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique (PIMERB) ou pour l'initiative en faveur d'un réseau en mer des pays riverains des mers septentrionales (NSCOGI) a apporté une contribution essentielle à un accord sur les priorités régionales et leur mise en œuvre. La coopération régionale obligatoire mise en place dans le cadre du marché intérieur de l'énergie contribuera à accélérer l'intégration du marché, tandis que l'approche régionale a été bénéfique au premier TYNDP en matière d'électricité.

La Commission estime que ces **plateformes régionales spécialisées** seraient utiles pour faciliter la planification, la mise en œuvre et le suivi des priorités identifiées, ainsi que l'élaboration de plans d'investissement et de projets concrets. Le rôle des **initiatives régionales** actuelles établies dans le cadre du marché intérieur de l'énergie devrait être renforcé, le cas échéant, par la prise en charge de tâches liées à la planification des infrastructures, tandis que des structures régionales ad hoc pourraient également être proposées en cas de besoin. À cet égard, les stratégies de l'UE pour lesdites macro-régions (comme la mer Baltique ou la région du Danube) peuvent être utilisées comme plateformes de coopération pour convenir de projets transnationaux dans tous les secteurs.

Dans ce contexte, pour lancer la nouvelle méthode de planification régionale à court terme, la Commission entend mettre en place un **groupe à haut niveau** fondé sur la coopération des pays d'Europe centrale et orientale, du groupe de Visegrad par exemple<sup>24</sup>, avec pour mandat l'élaboration d'un plan d'action, dans le courant de 2011, pour les raccordements gaziers, pétroliers et électriques Nord-Sud et Est-Ouest.

### **5.2. Procédures d'octroi d'autorisation plus rapides et transparentes**

En mars 2007, le Conseil européen a invité la Commission à «présenter des propositions visant à rationaliser les procédures d'approbation» en réaction aux sollicitations fréquentes de l'industrie en faveur de mesures européennes visant à faciliter les procédures d'autorisation.

Pour répondre à cette nécessité, la Commission proposera, conformément au principe de subsidiarité, d'introduire des mesures d'octroi d'autorisation applicables aux projets «d'intérêt européen» afin de **rationaliser, mieux coordonner et améliorer** le processus actuel tout en respectant les normes de sûreté et de sécurité et en garantissant le respect intégral de la

---

<sup>23</sup> Les impacts économiques, sociaux et environnementaux des projets seront évalués selon la méthode commune visée au chapitre suivant.

<sup>24</sup> Voir la déclaration du sommet sur la sécurité énergétique V4+ de Budapest du 24 février 2010.



législation environnementale de l'UE<sup>25</sup>. Les procédures rationalisées et améliorées devraient garantir la mise en œuvre en temps utile des projets d'infrastructure sélectionnés, sans lesquels l'UE ne pourrait atteindre ses objectifs dans les domaines énergétique et climatique. Elles devraient en outre assurer la transparence à l'égard de toutes les parties concernées et faciliter la **participation de la population** au processus décisionnel en assurant l'organisation de débats ouverts et transparents aux échelons local, régional et national pour renforcer la confiance de la population et l'acceptation des installations.

Les mesures suivantes pourraient permettre d'améliorer le processus de décision:

1. La mise en place d'une autorité de contact («**guichet unique**») par projet d'intérêt européen, servant d'interface unique entre les promoteurs et les autorités compétentes concernées au niveau national, régional et/ou local, sans préjudice de leur compétence. Cette autorité serait chargée de coordonner l'ensemble du processus d'autorisation pour un projet donné et de transmettre aux parties prenantes les informations nécessaires sur les procédures administratives et le processus décisionnel. Dans ce cadre, les États membres auraient pleine compétence pour attribuer le pouvoir décisionnel aux différentes parties de l'administration et niveaux de gouvernement. Pour les projets transfrontaliers, il faudrait envisager la possibilité de procédures coordonnées ou communes<sup>26</sup> afin d'améliorer la conception des projets et d'accélérer leur autorisation finale.
2. L'introduction d'un **délai maximal** sera envisagée pour une décision d'autorisation définitive positive ou négative du ressort de l'autorité compétente. Étant donné que les procédures administratives sont souvent à l'origine de retards en raison de pratiques administratives de mauvaise qualité, il faut veiller à ce que chacune des étapes nécessaires soit assortie d'un délai spécifique, tout en garantissant le respect total des régimes légaux applicables dans les États membres et de la législation de l'UE. Le calendrier proposé devrait prévoir une **participation précoce et concrète de la population** au processus décisionnel. Le droit des citoyens à faire appel de la décision des autorités devrait être clarifié et renforcé, tout en étant clairement intégré au calendrier global. En outre, si une décision n'a toujours pas été prise après l'expiration de l'échéance fixée, **on envisagera l'éventualité de conférer des pouvoirs spéciaux d'adoption d'une décision finale positive ou négative dans un délai fixé à une autorité** désignée par les États membres concernés.
3. L'élaboration de **lignes directrices destinées à améliorer la transparence et la prévisibilité** du processus pour toutes les parties intéressées (ministères, autorités locales et régionales, promoteurs de projet et population concernée). Elles auraient pour objectif d'améliorer la communication avec les citoyens pour s'assurer d'une compréhension correcte des coûts et avantages d'un projet sur les plans environnemental, social, économique et de la sécurité de l'approvisionnement, et pour lancer un débat transparent et ouvert entre toutes les parties prenantes à un stade précoce du processus. Des exigences minimales concernant **l'indemnisation des populations touchées** pourraient être intégrées. De manière plus spécifique, les règles d'aménagement de l'espace maritime devraient s'appliquer aux installations énergétiques transfrontalières en mer afin d'assurer un processus de planification simple, cohérent et reposant sur des informations plus complètes.

---

<sup>25</sup> Voir l'analyse d'impact ci-jointe.

<sup>26</sup> Y compris en rapport avec la législation de l'UE sur l'environnement

4. Afin d'améliorer les conditions permettant la construction en temps utile des infrastructures nécessaires, il faudrait envisager la possibilité de récompenses et de mesures incitatives, y compris de nature financière, pour les régions ou les États membres qui facilitent l'autorisation rapide de projets d'intérêt européen. D'autres mécanismes pour le partage des avantages, inspirés des bonnes pratiques dans le domaine des énergies renouvelables, pourraient également être examinés<sup>27</sup>.

### 5.3. De meilleures méthodes et des informations pertinentes pour les décideurs et les citoyens

Pour aider les régions et les parties prenantes à définir et à mettre en œuvre des projets d'intérêt européen, la Commission va mettre au point une **politique spécialisée et un outil de soutien de projet** pour accompagner les activités de planification d'infrastructure et de développement de projet au niveau de l'UE ou au niveau régional. Un tel outil permettrait notamment d'élaborer une modélisation et des prévisions à l'échelle du système énergétique et conjointes au gaz et à l'électricité, ainsi qu'une méthode commune d'évaluation de projet<sup>28</sup>, axées sur les défis à court comme à long terme et assurant notamment la prise en compte des effets des changements climatiques, afin de faciliter l'établissement de priorités entre les projets. La Commission encouragera également les États membres à mieux coordonner, à un stade précoce, les procédures d'évaluation environnementale existantes de l'UE. En outre, des outils seront mis au point afin de mieux expliquer au grand public les avantages d'un projet donné et de l'associer au processus. Ces outils devraient être complétés par une communication sur les avantages du développement d'infrastructures et de réseaux intelligents pour les consommateurs et les citoyens, sur les plans de la sécurité d'approvisionnement, de la décarbonisation du secteur de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

### 5.4. Création d'un cadre stable pour le financement

Même si tous les problèmes d'octroi d'autorisation sont résolus, **un déficit d'investissement estimé à quelque 60 milliards d'euros** est susceptible de subsister d'ici à 2020, principalement en raison des externalités positives non commerciales de projet d'intérêt régional ou européen, et des risques inhérents aux nouvelles technologies. Combler ce déficit sera difficile; c'est pourtant une condition essentielle pour que les infrastructures prioritaires soient construites en temps voulu. Par conséquent, il est indispensable de poursuivre l'intégration du marché intérieur de l'énergie pour stimuler le développement des infrastructures énergétiques, et de mener une action coordonnée au niveau européen pour alléger les contraintes qui pèsent sur l'investissement et réduire les risques inhérents aux projets.

La Commission propose de travailler sur deux fronts: améliorer encore les règles de répartition des coûts et optimiser l'effet de levier de l'Union européenne en matière de financement public et privé.

---

<sup>27</sup> Voir par exemple [www.reshare.eu](http://www.reshare.eu)

<sup>28</sup> Voir par exemple «Guide to cost-benefit analysis of investment projects», juillet 2008 [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf)

#### 5.4.1. *Mobiliser les sources d'investissement privées grâce à une meilleure répartition des coûts*

Les infrastructures électriques et gazières en Europe sont des secteurs régulés, dont le modèle économique est basé sur des tarifs régulés perçus auprès des utilisateurs, qui permettent de récupérer les investissements réalisés («**principe de l'utilisateur-payeur**»). Ce principe fondamental devrait persister dans le futur.

Le troisième paquet demande aux régulateurs de fournir des incitations tarifaires appropriées, à la fois à court et à long terme, pour permettre aux exploitants de réseau d'accroître leur efficacité, favoriser l'intégration des marchés et la sécurité de l'approvisionnement, et soutenir les activités de recherche connexes<sup>29</sup>. Si cette nouvelle règle peut couvrir certains aspects novateurs des nouveaux projets d'infrastructures, elle n'est cependant pas prévue pour répondre aux changements technologiques majeurs, notamment dans le secteur de l'électricité, concernant les réseaux en mer ou intelligents.

En outre, la fixation des tarifs se fait encore au niveau national et n'est donc pas toujours propice à la promotion des priorités européennes. La réglementation devrait reconnaître que, parfois, la manière la plus efficace pour un GRT de répondre aux besoins des clients est d'investir dans un réseau en dehors de son territoire. La mise en place de tels principes pour la répartition transfrontalière des coûts est essentielle à l'intégration complète des réseaux énergétiques européens.

L'absence de principes convenus au niveau européen rendra cette tâche difficile, en particulier en raison de la nécessité d'une cohérence à long terme. La Commission envisage de proposer en 2011 **des lignes directrices ou une proposition législative visant à résoudre la question de la répartition des coûts** des grands projets présentant une complexité technologique ou de nature transfrontalière au moyen de règles relatives aux tarifs et aux investissements.

Les régulateurs doivent s'entendre sur des principes communs en ce qui concerne la répartition des coûts des investissements d'interconnexion et les tarifs associés. Pour ce qui est de l'électricité, il faudrait envisager la nécessité de développer les marchés à terme à longue échéance pour les capacités de transport transfrontalières, alors que dans le secteur du gaz les coûts des investissements pourraient être attribués aux GRT de pays voisins, tant pour les investissements normaux (fondés sur la demande du marché) que pour ceux motivés par la sécurité de l'approvisionnement.

#### 5.4.2. *Optimisation de l'effet de levier des sources publiques et privées par l'atténuation des risques pour les investisseurs*

Lors du réexamen du budget, la Commission a souligné la nécessité de maximiser l'impact de l'intervention financière européenne en jouant un rôle de catalyseur dans la mobilisation, le regroupement et la mobilisation des ressources financières publiques et privées pour les infrastructures d'intérêt européen. Il faut maximiser les bénéfices pour la société compte tenu de ressources limitées, alléger les contraintes rencontrées par les investisseurs, atténuer les risques inhérents aux projets, réduire les coûts de financement et accroître l'accès au capital. Une approche «sur deux fronts» est proposée.

---

<sup>29</sup> Cf. article 37 de la directive 2009/72/CE et article 41 de la directive 2009/73/CE.

Tout d'abord, la Commission continuera à renforcer les partenariats de l'UE avec les institutions financières internationales (IFI) et à **développer les actuelles initiatives conjointes d'assistance financière et technique**<sup>30</sup>. La Commission accordera une attention particulière au développement de synergies avec ces instruments et, pour certains d'entre eux, examinera la possibilité d'adapter leurs concepts au secteur des infrastructures énergétiques.

Deuxièmement, sans préjudice de la proposition de la Commission concernant le prochain cadre financier pluriannuel au-delà de 2013, attendue en juin 2011, et en tenant compte des résultats du réexamen du budget<sup>31</sup>, en ce qui concerne le recentrage des priorités énergétiques dans différents programmes, la Commission a l'intention de proposer une nouvelle panoplie d'outils. Ces outils devraient combiner des **mécanismes financiers existants et innovants qui soient différents, flexibles et adaptés aux risques et besoins financiers spécifiques des projets aux divers stades de leur développement**. Au-delà des formes traditionnelles de soutien (subventions, bonifications d'intérêt), on pourrait proposer des solutions innovantes fondées sur le marché pour répondre au manque de capitaux propres et de financement par emprunt. On examinera notamment les options suivantes: prise de participation et soutien aux fonds d'infrastructures, mécanismes ciblés pour les obligations servant à financer des projets, option d'évaluation d'un mécanisme avancé de financement des capacités liées au réseau, mécanismes de partage des risques (notamment pour les nouveaux risques technologiques) et garanties d'emprunt des partenariats publics-privés. On veillera notamment à favoriser l'investissement dans des projets qui contribuent à la réalisation des objectifs de 2020 ou par-delà les frontières de l'UE, dans des projets permettant le déploiement de nouvelles technologies telles que les réseaux intelligents, et dans d'autres projets présentant des avantages à l'échelle de l'UE mais que le marché ne peut permettre de réaliser à lui seul.

## 6. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Les contraintes sur les possibilités de financement public et privé au cours des prochaines années ne devraient pas être une excuse pour retarder la construction des infrastructures répertoriées et les investissements correspondants. En effet, investir aujourd'hui est une condition nécessaire pour de futures économies, réduisant ainsi le coût global de la réalisation de nos objectifs politiques.

Sur la base des points de vue exprimés par les institutions et les parties prenantes sur le présent schéma directeur, la Commission a l'intention de préparer des initiatives appropriées en 2011, dans le cadre de ses propositions pour le prochain cadre financier pluriannuel. Ces propositions traiteront les aspects réglementaires et financiers décrits dans la présente communication, notamment au moyen d'un instrument pour la sécurité et les infrastructures énergétiques, ainsi que par l'intégration des priorités énergétiques dans différents programmes.

---

<sup>30</sup> Notamment Marguerite, instrument de garantie de prêt pour les projets RTE-T, mécanisme de financement du partage des risques, Jessica, Jaspers.

<sup>31</sup> Réexamen du budget de l'UE adopté le 19 octobre 2010.

## ANNEXE

### **Priorités proposées en matière d'infrastructures pour 2020 et au-delà**

#### **1. INTRODUCTION**

Cette annexe fournit des informations techniques relatives aux priorités en matière d'infrastructures européennes présentées au chapitre 4 de la présente communication, aux progrès de leur mise en œuvre et aux prochaines étapes nécessaires. Les priorités retenues trouvent leurs origines dans les changements et les défis majeurs auxquels le secteur énergétique européen sera confronté dans les décennies à venir, indépendamment des incertitudes entourant l'offre et la demande de certaines sources d'énergie.

La section 2 présente les évolutions attendues de l'offre et de la demande pour chaque secteur énergétique couvert dans la présente communication. Les scénarios sont basés sur le rapport intitulé «EU energy trends to 2030 – update 2009»<sup>32</sup>, qui s'appuie sur le système de modélisation PRIMES mais prend également en compte des exercices de scénarisation effectués par d'autres parties prenantes. Alors que le scénario de référence PRIMES pour 2020 repose sur un ensemble de politiques convenues par l'UE, notamment deux objectifs juridiquement contraignants (part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 en 2020), le scénario de base PRIMES tient uniquement compte de la poursuite des politiques déjà mises en œuvre, ce qui ne permet donc pas d'atteindre ces objectifs. Pour la période comprise entre 2020 et 2030, le système PRIMES part du principe qu'aucune nouvelle mesure politique ne sera prise. Ces évolutions permettent de déceler les grandes tendances qui guideront le développement des infrastructures au cours des prochaines décennies<sup>33</sup>.

Les sections 3 et 4 présentent les priorités en matière d'infrastructures (carte 1) répertoriées dans la communication en examinant la situation et les défis rencontrés dans chaque cas et en fournissant, le cas échéant, des explications techniques sur les recommandations formulées dans la communication. Il va de soi que les présentations des priorités varient en termes de :

- nature et maturité: certaines priorités concernent des projets d'infrastructures très spécifiques qui peuvent être, pour certains, très avancés en matière de préparation et de développement. D'autres portent sur des concepts plus généraux et souvent plus récents nécessitant un travail supplémentaire considérable avant de se traduire par des projets concrets.
- champ d'application: les priorités se concentrent pour la plupart sur une région donnée, les autoroutes de l'électricité et les réseaux de CO<sub>2</sub> couvrant potentiellement la majorité, voire l'intégralité des États membres de l'UE. Les réseaux intelligents sont toutefois une priorité thématique à l'échelle de l'UE.
- niveau d'implication proposé dans les recommandations: selon la nature et la maturité des priorités, les recommandations se concentrent sur les développements concrets ou abordent un éventail plus vaste de questions, y compris les aspects de la

---

<sup>32</sup> [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf)

<sup>33</sup> En l'absence de mesures supplémentaires et sous certaines hypothèses.

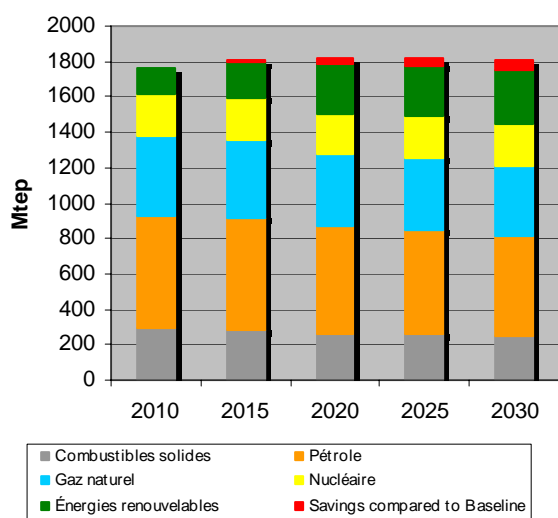
coopération régionale, de la planification et de la réglementation, de la normalisation et de la conception du marché ou de la recherche et du développement.



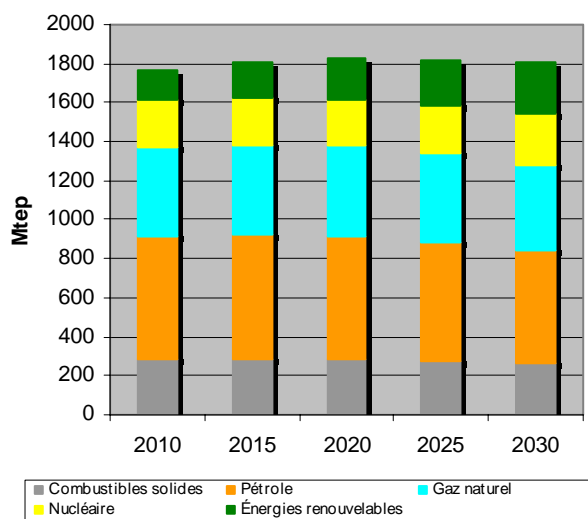
Carte 1: Corridors prioritaires pour l'électricité, le gaz et le pétrole

## 2. ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ÉNERGIE

La dernière mise à jour du rapport intitulé «EU energy trends to 2030 – update 2009»<sup>34</sup> sur la base du système de modélisation PRIMES prévoit une légère croissance de la consommation d'énergie primaire entre aujourd'hui et 2030, selon le scénario dit de base (figure 1), tandis que la croissance devrait rester plutôt stable selon le scénario de référence<sup>35</sup> (figure 2). Il convient d'observer que ces projections n'intègrent pas les politiques en matière d'efficacité énergétique à mettre en œuvre dès 2010, un éventuel renforcement de l'objectif de réduction des émissions à -30 % d'ici 2020<sup>36</sup> ou des politiques supplémentaires pour les transports, allant au-delà des mesures concernant les émissions de CO<sub>2</sub> et les émissions dues aux automobiles. Il faut donc plutôt les considérer comme limites supérieures de la demande d'énergie prévue.



**Figure 1: consommation d'énergie primaire par combustible (Mtep), scénario de base PRIMES**

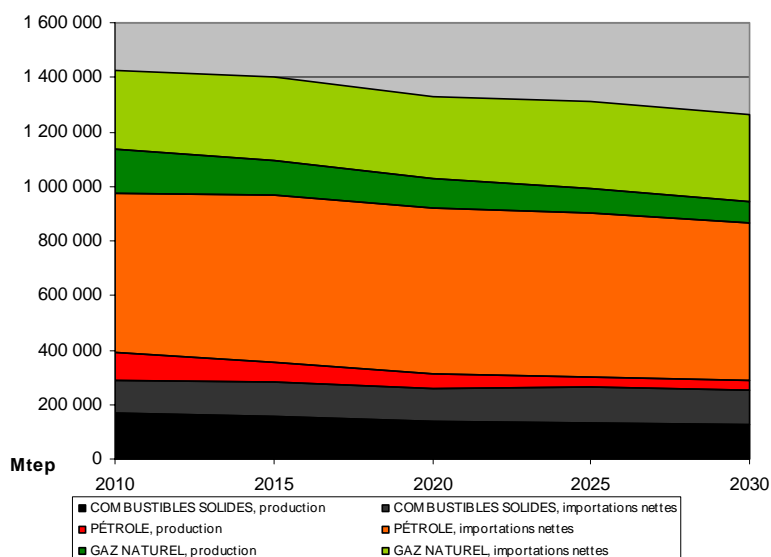


**Figure 2: consommation d'énergie primaire par combustible (Mtep), scénario de référence PRIMES**

<sup>34</sup> [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf)

<sup>35</sup> Ce scénario suppose la réalisation des deux objectifs contraignants en matière d'énergies renouvelables et de réduction des émissions. Dans le scénario de base PRIMES, tenant uniquement compte de la poursuite des politiques déjà mises en œuvre, ces objectifs ne sont pas atteints.

<sup>36</sup> Pour une analyse plus détaillée de ses implications, voir le document de travail des services de la Commission accompagnant la communication de la Commission intitulée «Analyse des options envisageables pour aller au-delà de l'objectif de 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre et évaluation du risque de "fuites de carbone"», COM(2010) 265 final. Background information and analysis, Part II - SEC(2010) 650.



**Figure 3: consommation de combustibles fossiles de l'UE-27 par origine en Mtep (y compris les combustibles de soute), scénario de référence PRIMES**

Dans ces scénarios, la part du charbon et du pétrole dans le bouquet énergétique global diminue entre aujourd'hui et 2030, alors que la demande de gaz demeure plutôt stable jusqu'en 2030. La part des énergies renouvelables devrait augmenter de manière significative dans la consommation d'énergie primaire et finale, alors que la contribution de l'énergie nucléaire, à environ 14 % de la consommation d'énergie primaire, devrait rester stable. La dépendance de l'UE vis-à-vis des importations de combustibles fossiles continuera à être forte pour le pétrole et le charbon, et augmentera pour le gaz, comme le montre la figure 3.

En ce qui concerne le **gaz**, la dépendance vis-à-vis des importations est déjà forte et le sera de plus en plus, pour atteindre environ 73 à 79 % de la consommation d'ici 2020 et 81 à 89 % d'ici 2030<sup>37</sup>, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones. En fonction des différents scénarios, les importations supplémentaires varieront de 44 Mtep à 148 Mtep d'ici 2020 et de 61 à 221 Mtep d'ici 2030 (par rapport à 2005).

Une flexibilité accrue sera nécessaire en raison du rôle croissant du gaz comme principal combustible d'appoint pour la production d'électricité variable. Cela implique une utilisation plus souple des systèmes de gazoducs, la nécessité de capacités de stockage supplémentaires, en termes de volume utile dans les deux cas, ainsi que des capacités d'extraction et d'injection et le besoin d'un approvisionnement souple, comme avec le GNL/GNC.

Le règlement sur la sécurité d'approvisionnement récemment adopté exige d'investir dans les infrastructures pour accroître la résilience et la robustesse du système gazier en cas d'interruption de l'approvisionnement. Les États membres doivent respecter deux normes applicables aux infrastructures: la première concerne la formule N-1 et la seconde, les flux inversés. La formule N-1 décrit la capacité technique des infrastructures gazières à satisfaire l'intégralité de la demande de gaz en cas d'interruption de la plus importante infrastructure d'approvisionnement en gaz, et ce lors d'une journée caractérisée par une demande de gaz

<sup>37</sup> Tous les chiffres les plus faibles se rapportent au scénario de référence PRIMES, tandis que les chiffres les plus élevés proviennent du scénario environnemental d'Eurogas publié en mai 2010 et fondé sur la collecte d'estimations provenant des membres d'Eurogas.



exceptionnellement élevée, une probabilité statistique qui se vérifie une fois tous les 20 ans. La norme N-1 peut être satisfaite au niveau national ou régional et un État membre peut aussi recourir à des mesures portant sur la production et la demande. Le règlement exige également qu'une capacité physique bidirectionnelle permanente soit disponible sur toutes les interconnexions transfrontalières entre les États membres (sauf pour les connexions au GNL, la production ou la distribution).

Actuellement, cinq pays ne répondent pas au critère N-1 (Bulgarie, Slovaquie, Lituanie, Irlande et Finlande) si l'on tient compte des projets en cours dans le cadre du Programme énergétique européen pour la relance, mais que l'on exclut les mesures du côté de la demande<sup>38</sup>. En ce qui concerne les investissements en matière de flux inversés, selon une étude de Gas Transmission Europe sur les flux inversés (juillet 2009), 45 projets ont été identifiés en Europe comme essentiels à l'amélioration des flux inversés à l'intérieur et entre les États membres, apportant une flexibilité accrue au transport de gaz là où cela est nécessaire. Le principal défi réside dans le financement de projets visant à respecter les obligations en matière d'infrastructures, notamment lorsque le marché n'exige pas la mise en place de ces infrastructures.

La demande de **pétrole** devrait connaître deux évolutions différentes en parallèle: une baisse dans l'Europe des quinze et une croissance constante dans les nouveaux États membres, où la demande devrait progresser de 7,8 % entre 2010 et 2020.

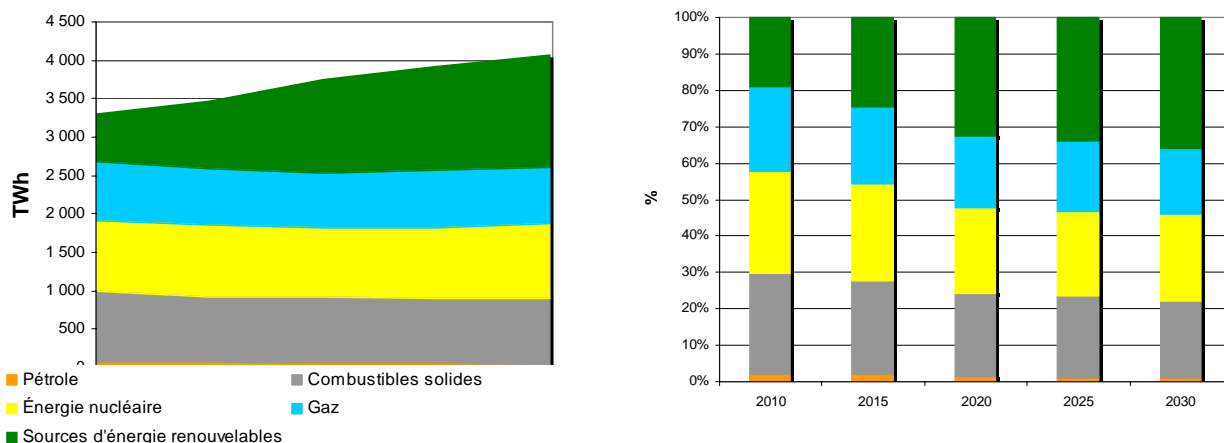
Les principaux défis pour les **infrastructures électriques** sont la demande en hausse et la part croissante de la production à partir de sources renouvelables, à quoi s'ajoutent des besoins supplémentaires en matière d'intégration des marchés et de sécurité de l'approvisionnement. La production brute d'électricité de l'UE-27 devrait progresser d'au moins 20 %, passant d'environ 3 362 TWh en 2007 à 4 073 TWh en 2030, dans le cadre du scénario de référence PRIMES, et à 4 192 TWh selon le scénario de base PRIMES, même sans tenir compte des effets possibles du fort développement de l'électromobilité. La part des énergies renouvelables dans la production brute d'électricité devrait se situer aux environs de 33 % en 2020 selon le scénario de référence et les sources variables (énergie éolienne et solaire) pourraient représenter environ 16 %<sup>39</sup>.

La figure 4 illustre l'évolution de la production brute d'électricité par source selon le scénario de référence PRIMES pour la période 2010-2030:

---

<sup>38</sup> Voir l'analyse d'impact à l'adresse [http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new\\_proposals\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new_proposals_en.htm)

<sup>39</sup> Les chiffres respectifs pour 2030 sont de 36 % et de 20 %. Le scénario de référence pour 2030 ne prend pas en compte les éventuelles politiques futures en matière d'énergies renouvelables adoptées au niveau de l'UE ou d'États membres après 2020.



**Figure 4: bouquet de production brute d'électricité entre 2000 et 2030, par source en TWh (à gauche) et parts correspondantes des sources en % (à droite), scénario de référence PRIMES**

Des informations plus détaillées concernant la période jusqu'en 2020 sont fournies par les plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables (NREAP) que les États membres doivent communiquer à la Commission conformément à l'article 4 de la directive 2009/28/CE. Sur la base des 23 premiers plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables et, dans les grandes lignes, selon les résultats du scénario de référence PRIMES pour 2020, il y aura environ 460 GW de puissance installée en termes d'électricité renouvelable cette année-là dans les 23 États membres couverts<sup>40</sup>, contre seulement environ 244 GW<sup>41</sup> actuellement. Environ 63 % du total concernera les sources énergétiques variables comme l'éolien (200 GW, soit 43 %) et l'énergie solaire (90 GW dont environ 7 GW d'énergie solaire concentrée, soit 20 %) (tableau 1).

| Type de SER  | Capacité installée en 2010 (GW) | Capacité installée en 2020 (GW) | Part en 2020 (%) | Variation 2010-2020 (%) |
|--------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------|-------------------------|
| Hydraulique  | 116,9                           | 134,2                           | 29 %             | 15 %                    |
| Éolien       | 82,6                            | 201                             | 43 %             | 143 %                   |
| Solaire      | 25,8                            | 90                              | 19 %             | 249 %                   |
| Biomasse     | 21,2                            | 37,7                            | 8 %              | 78 %                    |
| Autres       | 1                               | 3,6                             | 1 %              | 260 %                   |
| <b>TOTAL</b> | <b>247,5</b>                    | <b>466,5</b>                    | <b>100 %</b>     | <b>88 %</b>             |

**Tableau 1: évolution prévue des capacités installées de production d'électricité à partir de SER en GW, 2010-2020**

<sup>40</sup> Autriche, Bulgarie, République tchèque, Chypre, Allemagne, Danemark, Grèce, Espagne, Finlande, France, Irlande, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Portugal, Roumanie, Suède, Slovaquie, Slovénie et Royaume-Uni.

<sup>41</sup> «Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States», mise à jour pour 19 pays. L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg. Centre de recherche sur l'énergie des Pays-Bas, Agence européenne pour l'environnement, 10 septembre 2010. Disponible à l'adresse: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

Les énergies renouvelables dans les 23 États membres devraient représenter une production d'électricité supérieure à 1 150 TWh, dont environ 50 % provenant de sources variables (tableau 2).

| Type de SER  | Production en 2010 (TWh) | Production en 2020 (TWh) | Part en 2020 (%) | Variation 2010-2020 (%) |
|--------------|--------------------------|--------------------------|------------------|-------------------------|
| Hydraulique  | 342,1                    | 364,7                    | 32 %             | 7 %                     |
| Éolien       | 160,2                    | 465,8                    | 40 %             | 191 %                   |
| Biomasse     | 103,1                    | 203                      | 18 %             | 97 %                    |
| Solaire      | 21                       | 102                      | 9 %              | 386 %                   |
| Autres       | 6,5                      | 16,4                     | 1 %              | 152 %                   |
| <b>TOTAL</b> | <b>632,9</b>             | <b>1 151,9</b>           | <b>100 %</b>     | <b>82 %</b>             |

**Tableau 2: évolution prévue de la production d'électricité à partir de SER en GW, 2010-2020**

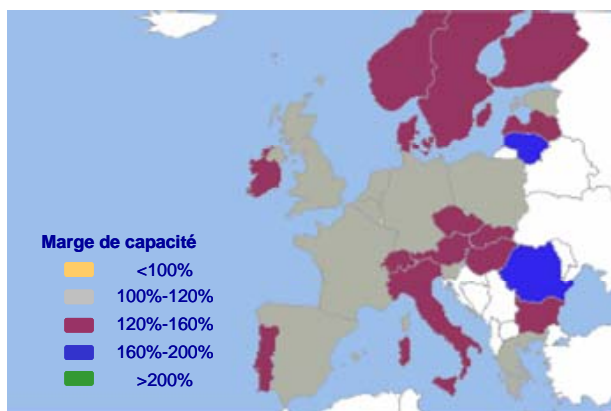
L'augmentation des capacités et de la production de l'éolien concernera principalement l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne, la France, l'Italie et les Pays-Bas, tandis que l'augmentation des capacités et de la production de l'énergie solaire sera encore plus concentrée en Allemagne et en Espagne, et dans une moindre mesure en Italie et en France.

Les combustibles fossiles continueront à jouer un rôle dans le secteur de l'électricité en complément des énergies renouvelables. Assurer la compatibilité de l'utilisation de combustibles fossiles dans le secteur de la production d'électricité et dans les secteurs industriels avec les exigences d'atténuation des changements climatiques nécessitera le recours à grande échelle au **captage** et au **stockage du CO<sub>2</sub> (CSC)** au niveau européen. Les scénarios PRIMES envisagent le transport d'environ 36 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> d'ici 2020, sur la base des politiques actuelles, et de 50 à 272 millions de tonnes<sup>42</sup> d'ici 2030 avec le déploiement plus généralisé de la CSC.

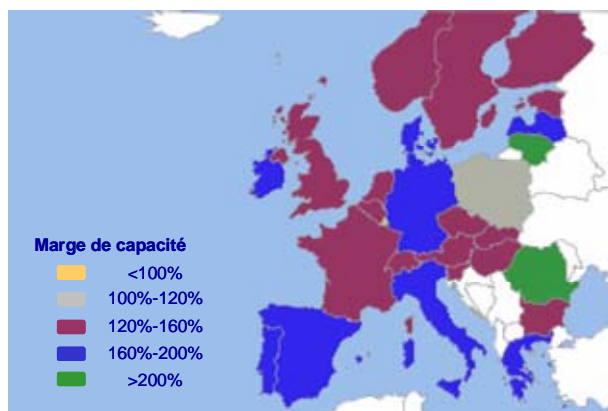
Selon l'analyse effectuée par KEMA et l'Imperial College de Londres sur la base du scénario de référence PRIMES, la capacité de production d'électricité en 2020 devrait être suffisante pour répondre à la demande de pointe dans pratiquement tous les États membres, malgré le développement de la production variable à partir des énergies renouvelables (carte 2 et carte 3)<sup>43</sup>. Cependant, bien que les États membres ne doivent pas nécessairement recourir aux importations pour assurer leur sécurité d'approvisionnement, une intégration plus poussée des 27 systèmes électriques européens pourrait réduire considérablement les prix et accroître l'efficacité globale en abaissant le coût d'équilibrage de l'offre et de la demande à tout moment.

<sup>42</sup> 50 millions de tonnes selon le scénario de référence PRIMES, 272 millions de tonnes selon le scénario de base PRIMES, étant donné l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>.

<sup>43</sup> Les cartes illustrent les marges de capacité, c'est-à-dire le rapport entre la capacité ferme (à l'exclusion des énergies renouvelables variables) et la capacité totale (y compris les énergies renouvelables variables) par rapport à la demande d'électricité de pointe, telles que modélisées par KEMA et l'Imperial College de Londres pour tous les États membres de l'UE plus la Norvège et la Suisse en 2020, sur la base du scénario de référence PRIMES (source: KEMA et Imperial College de Londres).



**Carte 2: capacité ferme par rapport à la demande de pointe en 2020, scénario de référence PRIMES**



**Carte 3: capacité totale par rapport à la demande de pointe en 2020, scénario de référence PRIMES**

Les cartes 4 et 5<sup>44</sup> illustrent l'évolution des échanges transfrontières d'électricité. D'après le scénario de référence PRIMES, la configuration générale actuelle des exportations et importations d'électricité devrait rester en l'état jusqu'en 2020 pour la plupart des États membres.



**Carte 4: importations/exportations nettes à l'hiver 2020 (d'octobre à mars),**



**Carte 5: importations/exportations nettes à l'été 2020 (d'avril à septembre),**

scénario de référence PRIMES

scénario de référence PRIMES

Cela se traduirait par les exigences suivantes concernant les capacités d'interconnexion entre les États membres, sur la base de l'optimisation du réseau électrique européen actuel tel que décrit dans le plan décennal pilote de développement du réseau du REGRT-E<sup>45</sup> (carte 6). Il convient toutefois d'observer que ces exigences ont été calculées sur la base d'hypothèses simplificatrices<sup>46</sup> et ne doivent être considérées qu'à titre indicatif. Les résultats pourraient

<sup>44</sup> Source: KEMA et Imperial College de Londres

<sup>45</sup> <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>

<sup>46</sup> La modélisation du réseau réalisée par l'Imperial College de Londres et KEMA utilise une approche par «centre de gravité», selon laquelle le réseau électrique de chaque État membre est représenté par un seul nœud à partir et à destination duquel la capacité de transport est calculée. Le modèle d'investissement associé compare les coûts de l'expansion du réseau entre les États membres et les coûts des investissements dans les capacités de production supplémentaires en fonction de certaines hypothèses de coûts d'entrée, et évalue sur cette base le niveau d'interconnexion optimal en termes de coût entre les États membres.

également être sensiblement différents en cas d'optimisation du système énergétique européen sur la base d'un réseau européen pleinement intégré de conception nouvelle au lieu des réseaux électriques actuels à vocation nationale.



**Carte 6: exigences en termes de capacité d'interconnexion en 2020 en MW<sup>47</sup>, scénario de référence PRIMES**

(source: KEMA, Imperial College de Londres)

### 3. CORRIDORS PRIORITAIRES POUR L'ELECTRICITE, LE GAZ ET LE PETROLE

#### 3.1. Préparation du réseau électrique européen à l'échéance de 2020

##### 3.1.1. Réseau en mer dans les mers septentrionales

La deuxième analyse stratégique de la politique énergétique de 2008 a identifié la nécessité d'une stratégie coordonnée concernant le développement du réseau en mer: «(...) un schéma directeur pour un réseau énergétique en mer du Nord devrait être mis au point en vue d'interconnecter mutuellement les réseaux électriques nationaux du Nord-Ouest de l'Europe et d'y raccorder les nombreux projets prévus d'énergie éolienne en mer»<sup>48</sup>. En

<sup>47</sup> Les capacités d'interconnexion suivantes ne sont pas représentées sur la carte pour plus de clarté: Autriche-Suisse (470 MW); Belgique-Luxembourg (1000 MW); Allemagne-Luxembourg (980 MW); Norvège-Allemagne (1 400 MW); Suisse-Autriche (1 200 MW).

<sup>48</sup> COM (2008) 781. La communication a également souligné que «le réseau énergétique en mer du Nord] pourrait devenir (...) l'une des pierres angulaires d'un futur super-réseau européen. Le schéma directeur devrait énumérer les mesures à prendre et les échéances à respecter, ainsi que toute action spécifique qu'il conviendrait d'adopter. Il devrait être élaboré par les États membres et les acteurs régionaux concernés, moyennant si nécessaire une action au niveau communautaire.» Les conclusions du Conseil

décembre 2009, neuf États membres et la Norvège<sup>49</sup> ont signé une déclaration politique sur l'initiative en faveur d'un réseau en mer des pays riverains des mers septentrionales (NSCOGI) dans le but de coordonner le développement des infrastructures et de l'éolien en mer dans les mers septentrionales. Les neuf États membres de l'UE concentreront environ 90 % du développement de l'énergie éolienne en mer dans l'Union. Selon les informations contenues dans leurs plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables, la puissance installée devrait atteindre 38,2 GW (1,7 GW provenant d'autres énergies renouvelables marines) et la production 132 TWh en 2020<sup>50</sup>. L'éolien en mer pourrait représenter 18 % de la production d'électricité renouvelable dans ces neuf pays.

Les travaux de recherche appliquée montrent que seule une approche régionale solide permettra d'optimiser la planification et le développement d'infrastructures pour les réseaux en mer dans les mers septentrionales. Le regroupement des parcs éoliens en plates-formes pourrait devenir une solution intéressante par rapport aux connexions radiales individuelles lorsque l'on s'éloigne du rivage et que les installations sont concentrées dans la même zone<sup>51</sup>. Pour les pays dans lesquels ces conditions sont réunies, comme l'Allemagne, les coûts de raccordement des parcs éoliens en mer pourraient ainsi être réduits de 30 %. Pour l'ensemble de la région de la mer du Nord, la réduction des coûts pourrait atteindre près de 20 % d'ici à 2030<sup>52</sup>. La réalisation de ces réductions de coûts passe nécessairement par un développement de l'éolien en mer mieux planifié et géographiquement plus concentré bénéficiant d'une coordination transfrontalière. Cela permettrait également de tirer parti des avantages combinés du raccordement des parcs éoliens et des interconnexions transfrontalières<sup>53</sup>, si la capacité de

---

sur l'énergie du 19 février 2009 indiquent que le plan d'action devrait couvrir la mer du Nord (y compris la région de la Manche) et la mer d'Irlande.

<sup>49</sup> Les pays participant à la NSCOGI sont la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg, l'Allemagne, la France, le Danemark, la Suède, le Royaume-Uni, l'Irlande et la Norvège.

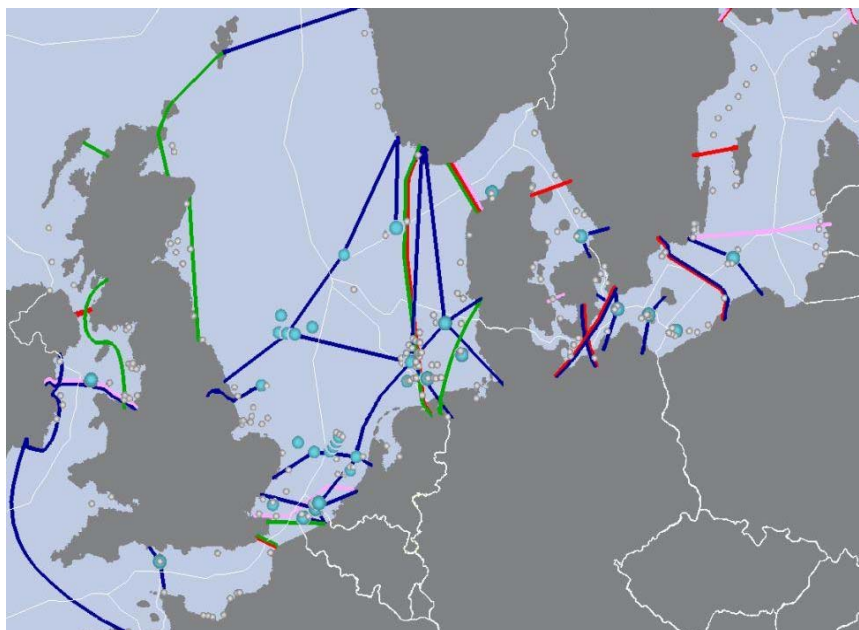
<sup>50</sup> L'Irlande a établi une base de référence et un scénario d'exportation plus ambitieux. Ce scénario indique les chiffres suivants: plus de 40 GW pour l'éolien en mer, 2,1 GW pour les autres énergies renouvelables marines, pour une production de 139 TWh en 2020. Pour l'ensemble de l'UE (en tenant compte de la base de référence pour l'Irlande), la capacité installée d'éolien en mer devrait, selon les estimations, dépasser 42 GW en 2020, avec une production d'électricité annuelle qui pourrait être supérieure à 137 TWh.

<sup>51</sup> Sur la base d'une analyse coûts-avantages, l'étude OffshoreGrid, réalisée par 3E et al. et financée par le programme «Énergie intelligente – Europe» conclut que les connexions radiales au réseau ont leur raison d'être jusqu'à 50 km de distance de leurs points de raccordement à terre. Pour de plus grandes distances (de l'ordre de 50 à 150 km) à partir du point de raccordement à terre, la concentration des parcs éoliens est un élément clé des avantages du regroupement. Si la puissance installée se trouve dans un rayon de 20 km (40 km dans certains cas) autour de la plate-forme, et si elle avoisine la charge maximale prévue pour les câbles de courant continu à haute tension, un regroupement par raccordement à la plate-forme s'avère bénéfique. Lorsque la distance est supérieure à 150 km, c'est la solution de la plate-forme de réseau en mer qui est généralement retenue. De plus amples informations sont disponibles à l'adresse suivante: [www.offshoregrid.eu](http://www.offshoregrid.eu). Ces résultats semblent être corroborés au niveau des États membres: les avantages du regroupement ou d'une conception plus modulaire ont été pris en compte aux Pays-Bas pour la deuxième phase de développement de l'éolien en mer. Étant donné la petite taille des parcs éoliens et leur proximité du rivage, l'analyse a toutefois montré que le regroupement n'est pas l'approche la plus rentable dans cette phase.

<sup>52</sup> Selon l'étude d'OffshoreGrid, le fort développement des infrastructures pour les réseaux en mer coûterait 32 milliards d'euros jusqu'en 2020 et pourrait atteindre 90 milliards d'euros jusqu'en 2030, en tenant compte des connexions radiales. En cas de regroupement, le coût des infrastructures pourrait être ramené à 75 milliards d'euros d'ici à 2030.

<sup>53</sup> Le développement intégré pourrait suivre deux principaux axes. Dans le cas du développement initial d'un interconnecteur, des parcs éoliens pourraient y être reliés ultérieurement. Dans l'éventualité d'un développement initial de connexions pour les parcs éoliens, des interconnexions pourraient voir le jour plus tard entre les plates-formes, en lieu et place de nouvelles interconnexions de rivage en rivage.

connexion est bien dimensionnée et génère donc un bénéfice net positif. Le développement en mer exercera une forte influence sur la nécessité de renforts et d'expansion des réseaux terrestres, notamment en Europe du centre-est, comme le souligne la priorité 3. La carte 7 illustre un éventuel concept de réseau en mer tel qu'élaboré par l'étude d'OffshoreGrid<sup>54</sup>.



**Carte 7: Illustration représentant un éventuel concept de réseau en mer dans les mers septentrionales et en mer Baltique (scénario «approche mixte» indiquant les lignes de transport existantes (en rouge), prévues (en vert) et mises en service (en rose), ainsi que les lignes supplémentaires nécessaires (en bleu) selon les calculs d'OffshoreGrid)**

Les plans de développement des installations en mer existantes dans certains États membres montrent que, dans les mers septentrionales, des développements considérables sont prévus le long des lignes de délimitation des eaux territoriales de plusieurs États membres, ou à travers celles-ci, ce qui devrait soulever des questions de planification et de régulation au niveau européen<sup>55</sup>. Il conviendra de procéder à des renforcements du réseau européen terrestre afin de permettre l'acheminement de l'électricité aux principaux centres de consommation implantés dans les terres. Cependant, le plan pilote décennal de développement de réseau (TYNDP) du REGRT-E ne comporte pas d'évaluation adéquate de l'infrastructure qui sera nécessaire à la connexion des capacités éoliennes des futures installations en mer. Le REGRT-E s'est engagé à aborder cette question urgente de façon plus détaillée dans la deuxième édition de son TYNDP, à paraître en 2012.

Les États membres ont adopté ou ont prévu d'adopter différentes approches relatives au développement du réseau en mer. La plupart des États membres (Allemagne, Danemark, France, Suède, Irlande) ont confié à leurs GRT nationaux la tâche d'étendre en mer leur réseau terrestre. Le Royaume-Uni a pour l'instant décidé de lancer un appel d'offres pour

<sup>54</sup> Module de travail D4.2 intitulé «Four Offshore Grid scenarios for the North and Baltic Sea» (étude d'OffshoreGrid, juillet 2010). De plus amples informations sont disponibles à l'adresse [http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr\\_pr100978\\_d4%202\\_20100728\\_final\\_secured.pdf](http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4%202_20100728_final_secured.pdf).

<sup>55</sup> Des solutions intégrées associant connexions d'installations éoliennes en mer et interconnexions d'échange vers un autre pays, ou connexions transfrontalières d'une installation éolienne (installée dans les eaux territoriales d'un pays, mais raccordée à un autre pays) doivent être mises en place.

chaque connexion de nouveau parc éolien en mer<sup>56</sup>. En Belgique et aux Pays-Bas, actuellement, c'est le responsable du développement du parc éolien qui est chargé du développement du réseau. En outre, les cadres réglementaires nationaux actuels soutiennent exclusivement les solutions point-à-point de connexion des parcs éoliens à un point de connexion terrestre, dans le but de minimiser le coût de connexion de chaque projet. La réglementation nationale actuelle n'aborde pas la connexion de groupes de parcs éoliens via une plateforme et la fourniture de capacité avancée et le risque technologique qui y sont associés. En fin de compte, il n'y a pas d'optimisation transfrontières visant à faciliter le commerce de l'électricité entre deux États membres ou davantage.

Par conséquent, les possibilités qu'offrirait une approche régionale de développement d'infrastructure intégrée en mer et terrestre, ainsi que les synergies offertes par le commerce international d'électricité ne sont pas exploitées. Sur le long terme, cette situation pourrait conduire à des solutions sous-optimales et plus coûteuses.

Le développement d'un réseau en mer pose également les questions complexes des autorisations et de la conception de marché. Comme pour les autres projets d'infrastructure, on constate que les procédures d'autorisation sont souvent fragmentées, y compris à l'intérieur d'un même pays. Aussi, un projet prévu pour être mis en œuvre sur le territoire de plusieurs États membres peut considérablement compliquer le processus global, et ainsi entraîner des délais particulièrement longs. En outre, l'intégration insuffisante des marchés de l'électricité, l'adaptation insuffisante des régimes de connexion et des plans nationaux de soutien à la production d'énergie renouvelable en mer et l'absence de règles de marché adaptées à des systèmes électriques reposant sur des sources plus variables d'énergie renouvelable peuvent entraver le développement de projets en mer et d'un réseau en mer véritablement européen.

La planification du développement éolien en mer et de l'infrastructure nécessaire de réseau en mer et terrestre exige une certaine coordination entre les États membres, les autorités nationales de régulation, les gestionnaires de réseau de transport et la Commission européenne. La planification et la définition spatiale maritime des zones de développement de l'énergie éolienne et marine peuvent améliorer le processus de développement et faciliter les décisions d'investissement dans ce domaine.

### Recommandations

Les États membres de la NSCOGI ont mis en place une coopération régionale structurée<sup>57</sup>. Même s'il est important que les États membres se soient engagés à développer le réseau de manière coordonnée, cet engagement doit désormais prendre la forme d'actions concrètes afin de devenir le principal moteur du développement d'un réseau en mer dans les mers septentrionales. L'initiative devrait, conformément à la stratégie exposée dans la communication, établir une structure de travail prévoyant une participation adéquate des parties prenantes et fixer un plan de travail contenant un calendrier et des objectifs concrets en ce qui concerne la configuration et l'intégration de réseau, les questions de marché et de réglementations et les procédures de planification et d'autorisation.

---

<sup>56</sup> Toute entreprise peut participer à ces appels d'offres, ce qui crée un environnement concurrentiel pour le développement et l'exploitation du nouveau réseau.

<sup>57</sup> La NSCOGI propose une approche régionale, est pilotée par les États membres participants, et s'appuie sur les travaux existants et autres initiatives existantes. Ses membres souhaitent convenir d'un plan de travail stratégique par le biais d'un protocole d'accord qui devra être signé d'ici la fin de l'année 2010.



Sous la direction de la NSCOGI, les GRT nationaux et le REGRT-E, dans son prochain TYNDP, devront préparer différentes options de configuration de réseau. Les différentes options de conception devront prendre en compte la planification, la construction et les aspects opérationnels, les coûts associés à l'infrastructure et les avantages ou contraintes de ces options. Les GRT devraient tout particulièrement examiner le développement des parcs éoliens prévu afin d'identifier les possibilités de connexions et d'interconnexions de plateforme dans le cadre du commerce de l'électricité, tout en prenant en compte la possibilité d'un futur développement éolien. Les régulateurs doivent tenir compte des stratégies de développement global ainsi que les avantages régionaux, sur le long terme, lorsqu'ils approuvent de nouvelles lignes de transport en mer. Les options permettant de réviser le cadre réglementaire et de le rendre compatible doivent être étudiées, y compris, entre autres éléments, l'exploitation des installations de transport en mer, l'accès au transport et sa facturation, les règles d'équilibrage et les services auxiliaires.

### 3.1.2. *Interconnexions en Europe du sud-ouest*

La France, l'Italie, le Portugal et l'Espagne vont considérablement développer leurs capacités de production d'électricité renouvelable au cours de la décennie à venir. Dans le même temps, la péninsule ibérique est quasiment isolée sur le plan électrique. Les interconnexions entre la France et l'Espagne souffrent déjà d'une insuffisance de capacité: en effet, seules quatre lignes d'interconnexion (2 de 220 kV et 2 de 400 kV) relient les deux pays, la dernière ayant été construite en 1982. Toutes sont confrontées en permanence à des phénomènes de congestion<sup>58</sup>. Une nouvelle ligne de 400 kV, installée dans les Pyrénées orientales, devrait être opérationnelle en 2014, ce qui permettra de faire passer la capacité actuelle de l'interconnexion de 1 400 MW à environ 2 800 MW. Malgré cette intervention, une certaine congestion pourrait cependant persister<sup>59</sup>.

En outre, ces pays jouent un rôle primordial dans la connexion à l'Afrique du Nord, dont le rôle pourrait devenir de plus en plus important du fait de son énorme potentiel dans le domaine de l'énergie solaire.

D'ici à 2020, des installations de production à partir d'énergies renouvelables représentant quelque 10 GW pourraient être construites dans les pays de l'est et du sud de la Méditerranée, dont 60 % en énergie solaire, et 40 % en énergie éolienne<sup>60</sup>. Cependant, à ce jour, il n'existe qu'une seule interconnexion entre le continent africain et le continent européen (Maroc/Espagne), dotée d'une capacité de 1 400 MW, qui pourrait passer à 2 100 MW dans les années à venir. L'installation d'une ligne d'alimentation sous-marine à courant continu de 1 000 MW, qui serait opérationnelle en 2017, est envisagée entre la Tunisie et l'Italie. L'utilisation de ces interconnexions existantes et des nouvelles interconnexions sera à l'origine de nouveaux défis sur le moyen terme (après 2020), aussi bien en ce qui concerne leur compatibilité avec l'évolution des réseaux européen et nord-africain que leur capacité et le cadre réglementaire qui leur est associé. Toute création de nouvelle interconnexion doit

---

<sup>58</sup> REGRT-E pilote TYNDP

<sup>59</sup> Pendant la procédure de fusion pour l'acquisition d'Hydrocántabrico en 2002, EDF-RTE et EDF avaient proposé d'augmenter la capacité d'interconnexion commerciale qui était alors de 1 100 MW de 2 700 MW au minimum (Dossier No COMP/M.2684 - EnBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTÁBRICO – décision en date du 19 mars 2002).

<sup>60</sup> «Étude sur le financement de l'investissement dans les énergies renouvelables dans les régions sud et est de la Méditerranée», projet final de rapport rendu par MWH, août 2010. Les pays pris en compte dans cette étude sont l'Algérie, l'Égypte, Israël, la Jordanie, le Liban, le Maroc, la Syrie, la Tunisie, la Cisjordanie/Gaza.

s'accompagner de mesures destinées à éviter l'augmentation du risque de fuite de carbone due aux importations d'électricité.

### Recommandations

Pour assurer l'intégration adéquate de nouvelles capacités, essentiellement de capacités de production à partir d'énergies renouvelables – en Europe du sud-ouest, et le transport de leur production vers d'autres zones du continent, l'application des actions clés suivantes est nécessaire jusqu'à 2020:

- le développement adéquat des interconnexions dans la région et l'adaptation à ces nouveaux projets des réseaux nationaux existants. Une capacité d'interconnexion d'au moins 4 000 MW entre la péninsule ibérique et la France sera nécessaire d'ici à 2020. Des projets correspondants devront être mis au point en portant la plus grande attention à l'acceptation par le public et à la consultation de toutes les parties prenantes.
- pour les connexions à des pays tiers, le développement des connexions entre l'Italie et des pays de la Communauté de l'énergie (notamment le Monténégro, mais également l'Albanie et la Croatie), la réalisation de l'interconnexion Tunisie-Italie, l'extension du dispositif d'interconnexion Espagne-Maroc, le renforcement, le cas échéant, des interconnexions Sud/Sud dans les pays voisins d'Afrique du Nord (y compris dans le domaine de la gestion efficace de ces infrastructures) et les études préliminaires relatives aux interconnexions supplémentaires Nord/Sud à mettre en place d'ici à 2020.

#### *3.1.3. Connexions en Europe du centre-est et en Europe du sud-est*

La connexion de nouvelles capacités de production constitue un défi majeur en Europe centrale et en Europe de l'est. On prévoit par exemple pour la seule Pologne 3,5 GW jusqu'à 2015 et jusqu'à 8 GW jusqu'à 2020<sup>61</sup>.

Dans le même temps, les schémas de flux d'énergie ont récemment subi des modifications considérables en Allemagne. Les capacités en énergie éolienne terrestre, qui représentaient près de 25 GW fin 2009, le développement en mer, ainsi que les nouvelles centrales classiques, sont concentrés dans le nord et le nord-est du pays; la demande augmente toutefois essentiellement dans la partie sud du pays, ce qui augmente les distances entre les centres de production et les centres de charge ou les dispositifs d'équilibrage (par exemple, accumulation par pompage). Il est donc nécessaire de mettre en place des capacités énormes de transit Nord/Sud, en tenant compte, dans son intégralité, du développement du réseau autour des mers septentrionales et dans ces mers, selon la priorité 3.1.1. Étant donné l'impact des insuffisances actuelles d'interconnexion sur les réseaux voisins, en particulier en Europe de l'est, il est primordial d'adopter une approche régionale coordonnée pour résoudre ce problème.

En Europe du sud-est, le réseau de transport est relativement peu dense en comparaison avec le réseau du reste du continent. Dans le même temps, l'ensemble de la région (y compris les pays de la Communauté de l'énergie) dispose d'un fort potentiel de production supplémentaire d'énergie hydraulique. Il est nécessaire de mettre en œuvre des capacités de connexion et d'interconnexion pour une production supplémentaire afin d'augmenter les flux d'énergie entre les pays de l'Europe du sud-est et l'Europe centrale. L'extension de la zone

---

<sup>61</sup> REGRT-E pilote TYNDP

synchrone allant de la Grèce (puis de la Bulgarie) à la Turquie créera des besoins supplémentaires de renforcement des réseaux au sein de ces pays. L'Ukraine et la République de Moldavie ayant indiqué leur souhait de rejoindre les réseaux interconnectés d'électricité d'Europe continentale, il conviendra, sur le long terme, d'envisager des extensions supplémentaires.

### Recommandations

Pour garantir une connexion adéquate et le transport de la production, notamment en Allemagne du Nord, ainsi qu'une meilleure intégration des réseaux électriques d'Europe du sud-est, les actions clés suivantes doivent être mises en œuvre jusqu'à 2020, et soutenues par les pays d'Europe du centre-est, par renforcement de la coopération qui existe déjà dans le secteur du gaz:

- le développement d'interconnexions adéquates, notamment en Allemagne et en Pologne, permettant de raccorder de nouvelles capacités de production, y compris à partir d'énergies renouvelables, en Mer du Nord ou à proximité, aux centres de demande dans le sud de l'Allemagne, et aux centrales d'accumulation par pompage qui seront mises en place en Autriche et en Suisse, tout en tenant compte des nouvelles capacités de production dans les pays de l'est. Les nouvelles lignes d'interconnexion entre l'Allemagne et la Pologne deviendront importantes, une fois les nouvelles interconnexions avec les États baltes développées (en particulier l'interconnexion Pologne-Lituanie, voir ci-dessous). Du fait de l'augmentation des flux parallèles du Nord vers le Sud, l'expansion des capacités transfrontalières sera nécessaire entre la Slovaquie, la Hongrie et l'Autriche sur le moyen terme (après 2020). Il conviendra également de procéder à des investissements permettant l'allègement interne de la congestion afin d'augmenter la capacité transfrontalière en Europe centrale.
- l'augmentation des capacités de transfert entre les pays de l'Europe du sud-est, y compris les signataires du traité instituant la Communauté de l'énergie, en vue de poursuivre leur intégration dans les marchés de l'électricité d'Europe centrale.

Cette coopération doit se dérouler dans le cadre du mécanisme de coopération pour l'Europe de centre-est qui existe déjà dans le secteur du gaz.

#### *3.1.4. Achèvement du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique dans le secteur de l'électricité*

En octobre 2008, suite à l'accord des États membres de la région de la mer Baltique, un Groupe à haut niveau (GHN) sur les interconnexions baltiques, présidé par la Commission, a vu le jour. Il est composé du Danemark, de l'Estonie, de la Finlande, de l'Allemagne, de la Lettonie, de la Lituanie, de la Pologne, de la Suède, ainsi que d'un membre observateur: la Norvège. Le GHN a élaboré, en juin 2009, le plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique (PIMERB), un plan d'action complet sur les interconnexions énergétiques et l'amélioration des marchés dans la région de la Baltique, pour l'électricité comme pour le gaz. Le principal objectif est de mettre un terme au relatif «isolement énergétique» des États baltes et de les intégrer au marché énergétique plus vaste de l'UE. Le PIMERB constitue un exemple important de coopération régionale réussie. Les leçons tirées de cette initiative seront prises en compte dans le cadre des autres structures de coopération régionale.

Pour rendre les investissements viables et attrayants, il fallait éliminer les obstacles au marché intérieur. Pour ce faire, il convenait d'aligner les cadres réglementaires afin de créer une base pour le calcul d'une répartition équilibrée des coûts et des bénéfices, en s'orientant vers le principe de «paiement par les bénéficiaires». Le programme énergétique européen pour la relance (PEER) a sans conteste favorisé la mise en œuvre dans les délais prévus de projets d'infrastructure. Il a encouragé la prise rapide de décisions communes sur les points majeurs. La stratégie de l'UE pour la région de la mer Baltique a également fourni un cadre de travail élargi pour la priorité en matière d'infrastructures énergétiques. La stratégie proposait déjà un cadre visant à concentrer le financement existant provenant des fonds structurels et d'autres fonds dans les domaines désignés par la stratégie comme domaines prioritaires.

Les parties prenantes riveraines de la Baltique ont estimé que cette initiative était une réussite pour divers motifs, à savoir: (1) le soutien politique apporté à cette initiative, ainsi qu'aux projets et mesures qui s'y rattachent; 2) le niveau élevé d'implication de la Commission, qui a fait office de facilitatrice et a même eu un rôle moteur; 3) la participation de toutes les parties concernées dans la région (ministres, régulateurs et GRT), depuis les débuts jusqu'au stade de la mise en œuvre des priorités définies en matière d'infrastructures.

Malgré les progrès déjà accomplis, la mise en œuvre complète du plan d'interconnexion demandera des efforts supplémentaires: pour que les mesures et le calendrier convenus soient respectés, la Commission et le Groupe à haut niveau devront assurer une supervision constante de la mise en œuvre du plan.

Un soutien particulier devra être apporté aux projets transfrontaliers clés comme aux plus complexes, à savoir le projet LitPolLink entre la Pologne et la Lituanie, essentiel à l'intégration du marché balte à l'UE, et pour lequel un coordinateur de l'UE a été nommé.

### **3.2. Approvisionnement en gaz diversifié destiné à un réseau gazier de l'UE pleinement interconnecté et flexible**

#### *3.2.1. - Corridor sud*

La dépendance croissante de l'Europe à l'égard des combustibles importés est évidente dans le secteur du gaz. Le corridor Sud serait – après le corridor Nord partant de la Norvège, le corridor Est partant de la Russie, le corridor méditerranéen partant d'Afrique, et en dehors du GNL – le quatrième grand axe de diversification des approvisionnements en gaz en Europe. La diversification des sources améliore généralement la concurrence et contribue par conséquent au développement du marché. Dans le même temps, elle améliore la sécurité de l'approvisionnement: l'exemple de la crise du gaz de janvier 2009 prouve en effet que les pays les plus gravement touchés ont été ceux qui s'appuyaient sur une seule et unique source d'importation. Cependant, l'attitude défensive des producteurs de gaz et des acteurs en place sur des marchés monopolistiques entrave souvent la diversification. La mise en œuvre du corridor Sud exige une collaboration étroite entre plusieurs États membres et au niveau européen, aucun pays n'ayant, à lui seul, des besoins supplémentaires en gaz d'un volume suffisant pour justifier l'investissement dans une infrastructure de gazoducs. Par conséquent, l'Union européenne doit agir de façon à promouvoir la diversification et assurer, dans l'intérêt du public, la sécurité de l'approvisionnement en rassemblant les États membres et les entreprises afin d'atteindre une masse critique. Il s'agit là du principe fondamental de la stratégie du corridor gazier sud-européen. Son importance a été soulignée par la deuxième analyse stratégique de la politique énergétique de la Commission de novembre 2008, approuvée par le Conseil européen de mars 2009.

L'objectif du corridor Sud est de relier directement le marché du gaz de l'UE au plus vaste gisement de gaz au monde (la mer Caspienne/le bassin du Moyen-Orient), dont le volume est estimé à 90 600 milliards de mètres cubes (en comparaison, on estime les réserves russes à 44 200 milliards de mètres cubes)<sup>62</sup>. En outre, les gisements de gaz sont géographiquement plus proches encore que les principales réserves russes (Carte 8).

Les principaux États pouvant potentiellement offrir un approvisionnement sont l'Azerbaïdjan, le Turkménistan et l'Irak. Cependant, si les conditions politiques le permettent, d'autres pays de la région pourraient représenter une source supplémentaire d'approvisionnement considérable pour l'UE. Le principal État de transit est la Turquie, la mer Noire et l'est de la Méditerranée constituant les autres voies de transit. L'objectif stratégique du corridor est de mettre en place une voie d'approvisionnement vers l'UE prenant en charge environ 10 à 20 % de la demande en gaz de l'UE d'ici à 2020, soit environ 45 à 90 milliards de mètres cubes de gaz par an.

L'objectif opérationnel lié au développement de la stratégie du corridor Sud est de permettre à la Commission et aux États membres de travailler avec les pays producteurs de gaz, ainsi qu'avec les pays jouant un rôle essentiel dans le transport des hydrocarbures vers l'UE, avec pour objectif commun d'atteindre rapidement des engagements fermes d'approvisionnement de gaz et de construction d'infrastructures de transport du gaz (gazoducs, expédition de gaz naturel liquéfié/comprimé), nécessaires à toutes les étapes de son développement.



**Carte 8: Comparaison des distances entre les principaux points d'approvisionnement en gaz à l'Est et les principaux centres de consommation de l'UE**

Pour assurer le succès du corridor Sud, il est impératif de garantir la disponibilité de tous les éléments du corridor (ressources en gaz, infrastructure de transport et accords fondamentaux) à la fois en temps opportun et avec une portée considérable. Des progrès considérables ont déjà été accomplis à cette fin. Grâce au soutien financier de la Commission (programmes PEER et/ou RTE-E) et aux importants efforts des entreprises de gazoducs, des projets

<sup>62</sup> Examen statistique des énergies mondiales BP, juin 2009

concrets de transport, à savoir Nabucco, ITGI TAP et White Stream, sont déjà en cours de développement et d'autres options possibles sont à l'étude. Nabucco, ainsi que Poséidon, le dispositif sous-marin d'interconnexion Italie-Grèce qui fait partie du projet ITGI, ont reçu une dérogation partielle d'accès de tiers au réseau (également appelée «dérogation au titre de l'article 22»). En outre, l'accord intergouvernemental Nabucco, signé en juillet 2009, a fourni à Nabucco une sécurité juridique et fixé les conditions relatives au transport de gaz à travers la Turquie, et a créé un précédent applicable à l'extension future des régimes de transport.

La principale tâche à affronter, pour l'avenir, est de faire en sorte que les pays producteurs de gaz soient prêts à s'ouvrir à l'exportation de gaz directement vers l'Europe, ce qui peut impliquer, pour eux, d'accepter un risque politique élevé lié à leur situation géopolitique. La Commission, conjointement avec les États membres concernés par le corridor Sud, doit renforcer son engagement pour l'établissement de relations à long terme avec les pays producteurs de gaz de la région et consolider les liens qui les unissent à l'UE.

Les éléments du gazoduc du corridor Sud sont également renforcés par la mise en place d'options visant à fournir d'importantes quantités supplémentaires de gaz naturel liquéfié (GNL) à l'Europe, en provenance notamment du Moyen-Orient (golfe Persique et Égypte). La première phase comprend le développement des points de réception de GNL en Europe (et leur connexion à un réseau plus vaste). Par la suite, la coopération avec les pays producteurs, visant à mettre au point des politiques énergétiques et des plans d'investissement sur le long terme propices au GNL, devrait se mettre en place progressivement.

### 3.2.2. *Interconnexions gazières Nord-Sud en Europe de l'est*

Le concept stratégique de l'interconnexion de gaz naturel Nord/Sud a pour objectif de relier la zone de la mer Baltique (Pologne comprise), à la mer Adriatique et à la mer Égée, puis à la mer Noire, couvrant ainsi les États membres de l'UE suivants: Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Roumanie et éventuellement Autriche, et Croatie. Ceci fournirait à l'ensemble de la région d'Europe centrale et orientale (ECO) la flexibilité globale permettant de créer un marché intérieur solide et qui fonctionne bien, et d'encourager la concurrence. Par la suite, ce processus d'intégration devra être étendu aux pays non membres de l'UE du traité instituant la Communauté de l'énergie. Un marché intégré offrirait la sécurité nécessaire en termes de demande<sup>63</sup> et attirerait les fournisseurs, qui pourraient tirer le meilleur parti possible des infrastructures d'importation existantes et nouvelles, comme les nouvelles installations de regazéification du GNL et les projets du corridor Sud. L'ECO serait alors moins vulnérable face à une éventuelle interruption de l'approvisionnement par la voie Russie/Ukraine/Biélorussie.

Il existe un fournisseur principal dans la région de l'ECO; les réseaux actuels linéaires (de l'Est vers l'Ouest) et isolés sont un héritage du passé. La proportion de gaz importé de Russie représente 18 % de la consommation des pays de l'UE-15, et ce chiffre passe à 60 % si l'on considère uniquement les nouveaux États membres (2008). Les approvisionnements fournis par Gazprom constituent l'écrasante majorité des importations de gaz dans la région (Pologne: 70 %, Slovaquie: 100 %, Hongrie: 80 %, certains pays des Balkans occidentaux: 100 %).

---

<sup>63</sup> La demande d'importation nette du marché le plus important (la Hongrie) parmi les huit pays était de 8,56 Mtep en 2007 (Eurostat), tandis que la demande des sept marchés réunis était de 41 Mtep. En comparaison, les importations de l'Allemagne qui s'élèvent à environ 62 Mtep.

Du fait, entre autres éléments, des petits marchés isolés et monopolistiques, des contrats d'approvisionnement à long terme et des échecs réglementaires, la région n'attire ni les investisseurs, ni les producteurs. Le manque de coordination réglementaire et d'approche commune en ce qui concerne les interconnexions manquantes met en péril les nouveaux investissements et entrave l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché. En outre, la sécurité de l'approvisionnement constitue un motif d'inquiétude et c'est dans cette région que les investissements nécessaires au respect des normes applicables aux infrastructures imposées par le règlement concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel sont les plus nombreux. Enfin, une part considérable de la population consacre un pourcentage relativement élevé de ses revenus aux dépenses énergétiques, ce qui mène à une pauvreté énergétique.

La déclaration du groupe Visegrad étendu<sup>64</sup> a déjà clairement exprimé la résolution de s'attaquer à ces défis dans la région. En s'appuyant sur l'expérience du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique et sur le travail déjà accompli par les signataires de cette déclaration, le Groupe à haut niveau (GHN) proposé par la communication doit fournir un plan d'action complet visant à créer des interconnexions et à parvenir à l'intégration des marchés. Le GHN devra être assisté par des groupes de travail qui se concentreront sur des projets concrets, sur l'accès au réseau et sur les tarifs. Leur travail devra intégrer l'expérience acquise grâce à l'initiative sur le nouveau système de transport européen<sup>65</sup>.

### *3.2.3. Achèvement du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique dans le secteur gazier*

Si la mise en œuvre des projets électriques dans le cadre du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique est en bonne voie, on constate en revanche de faibles progrès dans le secteur du gaz depuis l'adoption du plan d'action par les huit chefs d'États membres de l'UE et le Président Barroso en juin 2009. Le GHN est uniquement parvenu à définir une longue liste de projets assortis de coûts d'investissement global trop élevés pour la taille des marchés gaziers de la région. Aucun consensus n'a pu être trouvé sur les actions relatives au marché intérieur. Dans le secteur gazier, les travaux entrepris dans le cadre du plan d'interconnexion se concentrent désormais sur deux fronts: la région balte orientale et la région balte occidentale.

La région de la mer Baltique orientale (Lituanie, Lettonie, Estonie et Finlande) exige une action urgente visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement par une connexion au reste de l'UE. Dans le même temps, la Finlande, l'Estonie et la Lettonie bénéficient de dérogations relatives à l'ouverture de marché conformément au troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie, tant que leurs marchés restent isolés. La dérogation prendra fin dès lors que leur infrastructure sera intégrée au reste de l'UE, par exemple via l'interconnexion gazière

---

<sup>64</sup> Voir la déclaration du sommet sur la sécurité énergétique V4+ de Budapest, tenu le 24 février 2010 (<http://www.visegradgroup.eu/>). Les pays du V4+, au sens de la déclaration, sont les suivants: la République tchèque, la République de Hongrie, la République slovaque et la République de Pologne (en tant qu'États membres du groupe Visegrad), la République d'Autriche, la Bosnie Herzégovine, la République de Bulgarie, la République de Croatie, la République de Serbie, la République de Slovénie et la Roumanie.

<sup>65</sup> Le nouveau système de transport européen (NETS) vise à faciliter le développement d'un marché régional du gaz liquide concurrentiel et efficace qui renforce également la sécurité de l'approvisionnement, en créant une plateforme d'infrastructure unifiée permettant d'augmenter le niveau de coopération/d'intégration entre les GRT régionaux.

Lituanie-Pologne. Même si la consommation annuelle de gaz des trois États baltes et de la Finlande réunis n'excède pas 10 milliards de mètres cubes, tout le gaz que ces pays consomment provient de Russie. En proportion de l'approvisionnement énergétique primaire total, le gaz russe représente 13 % pour la Finlande, 15 % pour l'Estonie et environ 30 % pour la Lettonie et la Lituanie, tandis que la moyenne dans l'UE est d'environ 6,5 %. Le principal fournisseur détient également des participations décisives dans les GRT de ces quatre pays. En outre, la Pologne est elle aussi extrêmement dépendante du gaz russe. Par conséquent, l'intérêt du marché à investir dans une nouvelle infrastructure est faible. Un accord sur l'infrastructure minimum nécessaire a été trouvé et le dialogue qui s'est désormais engagé entre les sociétés sur l'interconnexion gazière Pologne-Lituanie - avec le soutien politique des deux parties – constitue une avancée considérable. Des discussions relatives à un terminal GNL régional sont également en cours au sein d'une task force GNL.

Dans la région balte occidentale, une autre task force a pour objectif de trouver des moyens de remplacer les approvisionnements provenant des gisements de gaz danois, qui devraient être épuisés à partir de 2015, et d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement au Danemark, en Suède et en Pologne. Un plan d'action sera publié à la fin de l'année 2010. Les deux task forces se concentrent également sur les obstacles réglementaires et l'identification de principes communs qui permettraient la réalisation d'investissements régionaux.

En tant qu'action essentielle, la coopération régionale doit être fortement soutenue pour établir les projets suivants: PL-LT, terminal régional de GNL et gazoduc reliant la Norvège et le Danemark, et éventuellement la Suède et la Pologne. Les objectifs d'ouverture de marché et d'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en gaz peuvent être atteints de façon plus rentable à un niveau régional qu'à une échelle nationale. Le soutien de la Commission est également requis en permanence par les États membres, dans le but d'orienter le processus du plan d'interconnexion. Enfin, il convient de trouver des solutions permettant de rompre le cercle vicieux qui lie l'absence de marché au manque d'incitation à investir dans les infrastructures, et l'absence d'infrastructure à l'absence de développement du marché.

#### *3.2.4. Corridor Nord-Sud en Europe de l'ouest*

Le concept stratégique des interconnexions Nord-Sud de gaz naturel en Europe occidentale, soit de la péninsule Ibérique et de l'Italie jusqu'au nord-ouest de l'Europe, consiste à établir une meilleure interconnexion entre la région méditerranéenne, et, partant, les approvisionnements en provenance d'Afrique, et le corridor d'approvisionnement Nord et les approvisionnements en provenance de Norvège et de Russie. Le marché intérieur présente encore des goulets d'étranglement au niveau des infrastructures, qui entravent le flux gazier dans cette région, comme par exemple le faible niveau d'interconnexion à la péninsule Ibérique, qui empêche l'utilisation optimale de l'infrastructure ibérique bien développée d'importation de gaz. L'axe Espagne-France figure sur la liste des priorités depuis plus de dix ans mais il n'est toujours pas achevé. Toutefois, des progrès ont été accomplis récemment, grâce à une meilleure coordination entre les cadres réglementaires nationaux – considérée aussi comme une priorité par l'initiative régionale gazière pour le sud-ouest de l'Europe et à la participation active de la Commission européenne. Par ailleurs, les prix systématiquement plus élevés sur le marché de gros italien, en comparaison des prix pratiqués sur les marchés voisins, témoignent bien du dysfonctionnement du marché et du manque de dispositifs d'interconnexion.

Dans le même temps, étant donné qu'on s'attend à un développement considérable de l'électricité à partir de sources variables dans ce corridor, il faut renforcer, d'une manière



générale, la capacité de fourniture à court terme du système gazier afin de répondre aux importants besoins de flexibilité supplémentaire nécessaire à l'équilibrage en cas de défaillance de l'approvisionnement en électricité.

Il convient de recenser, pour ce corridor, les principaux goulets d'étranglement au niveau des infrastructures entravant le fonctionnement correct du marché intérieur et de la concurrence et les parties prenantes, les États membres, les autorités nationales de régulation et les GRT doivent œuvrer de concert à la mise en œuvre de ces infrastructures. Par la suite, une analyse intégrée mettant en parallèle le système électrique et le système gazier – prenant en compte les aspects de production et de transport – devrait permettre de procéder à l'évaluation des besoins de flexibilité en gaz et de recenser les projets visant à fournir des solutions d'appoint à la production d'électricité à partir de sources variables.

### **3.3. Assurer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole**

Contrairement au transport du gaz et de l'électricité, le transport du pétrole n'est pas soumis à une réglementation. Cela signifie qu'il n'existe pas de règles, par exemple dans le domaine des taux de rentabilité, ou de l'accès de tiers au réseau pour les investissements dans de nouvelles infrastructures. Les compagnies pétrolières sont responsables au premier chef de la garantie d'un approvisionnement constant. Cependant, certains aspects, principalement liés au libre accès aux oléoducs approvisionnant l'UE, mais installés dans des pays n'appartenant pas à l'UE (la Biélorussie, la Croatie et l'Ukraine en particulier), ne peuvent pas être traités uniquement par des arrangements commerciaux et doivent faire l'objet d'une attention politique.

Le réseau d'oléoducs de pétrole brut d'Europe orientale (une extension de l'oléoduc de Droujba) a été conçu et construit au moment de la guerre froide et ne disposait pas, à l'époque, de connexion par oléoducs vers le réseau occidental. Par conséquent, il existe des insuffisances au niveau des connexions entre le réseau d'oléoducs d'Europe occidentale et les infrastructures orientales. C'est ainsi que les possibilités alternatives d'approvisionnement par oléoduc en pétrole brut ou en produits pétroliers en provenance des États membres occidentaux vers les pays de l'ECO sont limitées. En cas de rupture durable de l'approvisionnement au sein du système Droujba (capacité actuellement utilisée: 64 millions de tonnes/an), ces limitations engendreraient une forte augmentation de la circulation des bateaux-citernes dans la région écologiquement sensible de la mer Baltique<sup>66</sup>, en mer Noire et dans la zone extrêmement fréquentée des détroits turcs<sup>67</sup>, qui augmenterait les risques d'accident et de marées noires. Dans le cas de la raffinerie lituanienne Mažeikiai<sup>68</sup> l'approvisionnement alternatif exige l'envoi d'approximativement 5,5 à 9,5 millions de tonnes/an par la mer Baltique vers le terminal pétrolier lituanien de Butinge.

---

<sup>66</sup> La mer Baltique est l'une des mers les plus fréquentées au monde, elle représente à elle seule 15 % des transports mondiaux de marchandises (3 500 à 5 000 bateaux par mois). 17 à 25 % environ de ces bateaux sont des bateaux-citernes transportant environ 170 millions de tonnes de pétrole par an.

<sup>67</sup> Les détroits turcs comprennent le Bosphore et les Dardanelles et relient la mer Noire à la mer Égée, par la mer de Marmara. Au point le plus étroit, ils mesurent moins d'un kilomètre de large, ce qui en fait l'une des voies navigables les plus difficiles et dangereuses au monde, du fait de sa géographie sinueuse et du trafic élevé (50 000 bateaux, dont 5 500 pétroliers par an).

<sup>68</sup> En 2006, Transneft, l'opérateur russe d'oléoduc, remarque que l'oléoduc Droujba fuit: il bloque alors l'approvisionnement en pétrole brut de la raffinerie lituanienne de Mažeikiai, l'unique raffinerie pétrolière des États baltes. Depuis lors, ce segment de l'oléoduc n'a pas été rouvert.

Selon une étude récente<sup>69</sup>, les réponses potentielles à d'éventuelles ruptures d'approvisionnement peuvent être: (1) la création de l'oléoduc Schwechat-Bratislava entre l'Autriche et la Slovaquie; (2) l'amélioration de l'oléoduc Adria (reliant le terminal pétrolier d'Omislj sur la côte adriatique croate à la Hongrie et à la Slovaquie); et (3) l'amélioration de l'oléoduc Odessa-Brody en Ukraine (reliant le terminal pétrolier de la mer Noire à la branche sud de Droujba à Brody) et son extension planifiée vers la Pologne (Brody-Adamowo). Ces voies représentent une capacité d'approvisionnement supplémentaire d'au moins 3,5, 13,5, et 33 millions de tonnes/an, respectivement. Une autre possibilité d'amélioration consisterait à créer l'oléoduc paneuropéen, qui permettrait de relier les approvisionnements de la mer Noire à l'oléoduc transalpin, avec une capacité prévue de 1,2 à 1,8 million de barils par jour.

Pour les raisons susmentionnées, le soutien politique à la mobilisation de l'investissement privé dans d'éventuelles infrastructures alternatives constitue une priorité, afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole des pays de l'UE sans façade maritime, mais également de réduire le transport du pétrole par les voies maritimes, ce qui permettrait de réduire les risques pour l'environnement. Ceci n'exige pas nécessairement la construction d'une nouvelle infrastructure d'oléoducs. L'élimination des goulets d'étranglement de capacité et/ou la mise en place de flux inversés peuvent également contribuer à la sécurité de l'approvisionnement.

### **3.4. Déploiement de technologies pour réseaux intelligents**

Les réseaux intelligents<sup>70</sup> sont des réseaux énergétiques capables d'intégrer de façon économiquement avantageuse le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui leur sont reliés. Ils modifient la façon selon laquelle le réseau électrique est exploité en termes de transport et de distribution, et restructurent la production actuelle et les voies de consommation. Avec l'intégration de la technologie numérique et grâce à un système de communication bidirectionnelle les réseaux intelligents établissent une interaction directe entre les consommateurs, les autres utilisateurs du réseau et les fournisseurs d'énergie. Ils permettent aux consommateurs de contrôler directement et de gérer leur schéma de consommation individuel, notamment en cas de combinaison avec des tarifs différenciés en fonction de la période d'utilisation, en proposant des mesures d'incitation fortes encourageant une utilisation efficace de l'énergie. Ils permettent aux entreprises d'améliorer et de cibler la gestion de leur réseau, augmentant ainsi la sécurité du réseau et diminuant les coûts. Les technologies pour réseaux intelligents sont nécessaires pour permettre une évolution vers un système énergétique décarboné dans des conditions économiquement avantageuses, en permettant la gestion de très grandes quantités d'énergies renouvelables, sur terre et en mer, tout en garantissant la disponibilité pour la production d'énergie classique et l'adéquation du système énergétique. Enfin, les technologies pour réseaux intelligents, y compris celle du comptage intelligent, améliorent le fonctionnement des marchés de détail, ce qui offre un choix réel aux consommateurs puisque les entreprises du secteur énergétiques ainsi que les

---

<sup>69</sup> «Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines coming into the EU from Third Countries», étude d'ILF et Purvin & Gertz pour la Commission européenne, 2010.

<sup>70</sup> Le GREEG et la task force européenne sur les réseaux intelligents définissent les réseaux intelligents comme des réseaux électriques capables d'intégrer de façon rentable les comportements et actions de tous les utilisateurs qui y sont raccordés – producteurs, consommateurs, et utilisateurs à la fois producteurs et consommateurs – afin de mettre en place des systèmes économiques et durables, présentant des pertes faibles et des niveaux élevés de qualité et de sécurité d'approvisionnement. Voir [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/taskforce\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm) pour de plus amples informations.

entreprises du secteur des TIC ont la possibilité de mettre au point de nouveaux services énergétiques innovants.

De nombreux pays ont mis au point des projets de réseaux intelligents, y compris de déploiement du comptage intelligent: l'Autriche, la Belgique, la France, le Danemark, l'Allemagne, la Finlande, l'Italie, les Pays-Bas, le Portugal, la Suède, l'Espagne et le Royaume-Uni<sup>71</sup>. En Italie et en Suède, la quasi-totalité des clients disposent déjà de compteurs intelligents.

L'étude Bio Intelligence 2008<sup>72</sup> a conclu que les réseaux intelligents pourraient réduire la consommation annuelle d'énergie primaire de l'UE dans le secteur énergétique de près de 9 % d'ici à 2020, ce qui équivaut à 148 TWh d'électricité ou à près de 7,5 milliards d'euros/an d'économies (sur la base des prix moyens constatés en 2010). Les estimations réalisées par le secteur pour la consommation individuelle montrent qu'un foyer pourrait économiser 9 % de son électricité et 14 % de sa consommation de gaz, ce qui correspond à une économie moyenne de 200 euros/an<sup>73</sup>.

La Commission encourage le développement et le déploiement des réseaux intelligents par un soutien financier à la recherche et au développement (R&D). L'initiative Réseaux électriques européens du plan SET, lancée en juin 2010, a été mise au point par une équipe de gestionnaires de réseau de distribution et de transport d'électricité soutenue par la Commission, et vise à développer davantage les aspects technologiques des réseaux intelligents. Elle permettra de consolider les expériences de réseaux intelligents déjà installés par des démonstrations à grande échelle et de promouvoir la recherche et le développement, ainsi que l'innovation dans le domaine des technologies de réseaux intelligents. Elle encouragera également une poursuite du déploiement en s'employant à résoudre les problèmes découlant de l'intégration technologique au niveau des systèmes, de l'acceptation des utilisateurs, des contraintes économiques et de la réglementation.

En plus de cet élan technologique, l'adoption, en 2009, du troisième paquet concernant le marché intérieur de l'énergie qui prévoit, pour les États membres, l'obligation de garantir la mise en place généralisée de systèmes intelligents de comptage d'ici à 2020<sup>74</sup> a suscité une demande du marché dans le domaine de la mise en œuvre de réseaux intelligents au niveau européen. En outre, la directive relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques<sup>75</sup> fait figurer les compteurs intelligents parmi les principaux moteurs de l'accroissement de l'efficacité énergétique. La directive sur les énergies

---

<sup>71</sup> Un rapport du GREEG, présenté et diffusé lors du Forum des citoyens sur l'énergie à Londres en septembre 2009, offre la vue d'ensemble la plus récente et la plus complète de l'état de la mise en œuvre des compteurs intelligents en Europe. Il est disponible (en anglais) à l'adresse suivante:

[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/forum\\_citizen\\_energy\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm)

<sup>72</sup> «Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency», rapport final de Bio Intelligence Service, septembre 2008, avec le soutien de la DG INFSO de la Commission européenne.

<sup>73</sup> <http://www.nuon.com/press/press-releases/20090713/index.jsp>

<sup>74</sup> En application de l'annexe 1 de la directive 2009/72/CE et de l'annexe 1 de la directive 2009/73/CE, les États membres doivent assurer la mise en œuvre de systèmes de comptage intelligent qui encourageront la participation active du consommateur au marché de l'approvisionnement en énergie. Une telle obligation pourrait être sujette à une évaluation économique des États membres d'ici au 3 septembre 2012. Selon la directive sur l'électricité, qui juge le déploiement du comptage intelligent de façon positive, au moins 80 % des consommateurs devraient être équipés de systèmes intelligents de comptage d'ici à 2020.

<sup>75</sup> Annexe 3 de la directive 2006/32/CE

renouvelables<sup>76</sup>, enfin, considère les réseaux intelligents comme des outils d'intégration de volumes croissants d'énergies renouvelables dans le réseau et oblige les États membres à mettre au point une infrastructure de transport et de réseau qui tende vers cet objectif. De façon conjointe, ces directives constituent le principal cadre politique et juridique dans lequel s'inscriront les futures actions visant à stimuler le développement des réseaux intelligents et à en favoriser le déploiement.

Pour garantir que les réseaux intelligents et les compteurs intelligents seront mis au point de façon à améliorer la concurrence dans la distribution de détail, l'intégration d'une production à grande échelle à partir de sources d'énergies renouvelables, et l'efficacité énergétique par la création d'un marché ouvert pour les services énergétiques, la Commission a établi une task force sur les réseaux intelligents en novembre 2009. Elle réunit 25 associations européennes représentant l'ensemble des parties prenantes. Elle a pour mission de conseiller la Commission au sujet de la politique et des mesures réglementaires au niveau de l'UE, et de coordonner les premières étapes menant à la mise en œuvre des réseaux intelligents selon les dispositions du troisième paquet. Le travail initial de la task force a été mené par trois groupes d'experts<sup>77</sup>, se concentrant respectivement sur (1) les fonctionnalités du réseau intelligent et des compteurs intelligents, (2) les recommandations réglementaires relatives à la sécurité des données, la manipulation des données et la protection des données, et (3) les rôles et responsabilités des acteurs participants au déploiement des réseaux intelligents.

Malgré les avantages attendus des réseaux intelligents et les mesures politiques susmentionnées mises en œuvre, la transition vers les réseaux et compteurs intelligents se fait plus lentement qu'elle ne le devrait pour atteindre les objectifs fixés par l'UE dans les domaines climatique et énergétique.

Le succès des réseaux intelligents ne dépendra pas uniquement de la nouvelle technologie et de la volonté des gestionnaires de réseaux d'introduire ces dispositifs, mais également de cadres réglementaires de bonnes pratiques qui permettront leur introduction, en abordant les problèmes liés au marché, y compris les répercussions sur la concurrence, ainsi que les changements dans le secteur concerné (c'est-à-dire les modifications des codes et réglementations dans le domaine) et la façon dont les consommateurs utilisent l'énergie. Le principal défi consiste à créer le cadre réglementaire qui conviendra à un marché de services énergétiques qui fonctionne correctement. Ceci implique de faire coopérer des acteurs du marché représentant une palette étendue et très diversifiée (producteurs, gestionnaires de réseau, distributeurs de détail, entreprises de services énergétiques, entreprises du secteur des TIC, consommateurs). Ce cadre réglementaire devra également assurer l'accès libre et le partage des informations opérationnelles entre les acteurs et devra peut-être également aborder la question de la tarification afin de mettre en place des mesures d'incitation adaptées proposées pour encourager les gestionnaires de réseau à investir dans les technologies intelligentes. Les autorités nationales de régulation devront elles aussi jouer un rôle important puisqu'elles auront à approuver les tarifs qui serviront de base aux investissements dans les réseaux intelligents, et éventuellement dans les compteurs intelligents. Si aucun modèle de partage des coûts équitable n'est mis au point et que l'on ne parvient pas à trouver de juste équilibre entre les coûts d'investissement à court terme et les profits à long terme, les gestionnaires de réseau seront moins enclins à entreprendre, à l'avenir, des investissements substantiels.

---

<sup>76</sup> Article 16 de la directive 2009/28/CE

<sup>77</sup> Task force sur les réseaux intelligents – projet et programme de travail:  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/work\\_programme.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf)

Il est nécessaire de disposer de normes (ouvertes) ne prêtant pas à confusion pour les réseaux intelligents et les compteurs intelligents afin de garantir l'interopérabilité, en s'attaquant à la résolution des problèmes technologiques essentiels et en permettant une intégration réussie de tous les utilisateurs du réseau, tout en assurant un niveau élevé de fiabilité du système et de qualité de l'approvisionnement électrique. Étant donné que différentes actions visant à élaborer des normes internationales sont en concurrence, le fait de compter aujourd'hui sur une solution technique (européenne) spécifique et d'investir dans cette solution pourrait dans le futur se traduire par des coûts échoués. C'est la raison pour laquelle la Commission a lancé en 2009 un mandat de normalisation concernant les compteurs intelligents adressé aux organismes européens de normalisation concernés. Un nouveau mandat concernant la révision de normes associées et l'élaboration de nouvelles normes pour les réseaux intelligents, adressé aux mêmes organismes de normalisation, sera lancé par la Commission au début de l'année 2011. Il est donc essentiel de mettre en place une collaboration internationale pour garantir la compatibilité des solutions.

Le fait de convaincre les consommateurs et de gagner leur confiance en ce qui concerne les avantages des réseaux intelligents constitue un autre défi. Tant que l'élasticité des prix de l'électricité reste faible, que les avantages globaux des réseaux intelligents ne sont pas encore vérifiés et que la question du risque d'usage abusif de données n'est pas réglée<sup>78</sup>, il sera certainement difficile de vaincre la réticence des consommateurs, du fait des délais et des modifications de comportement qui seront nécessaires avant de pouvoir profiter des avantages concrets liés aux technologies intelligentes.

Enfin et surtout, le manque potentiel de main-d'œuvre qualifiée prête à faire fonctionner le système complexe de réseau intelligent constitue un autre défi non négligeable.

La transition qui mènera à l'utilisation des réseaux intelligents constitue une question complexe et il ne serait pas réaliste d'estimer que le pas sera franchi, du réseau existant aux réseaux intelligents, en une seule étape. Pour parvenir à une transition réussie, il sera nécessaire de mettre en place une coopération bien réglée entre toutes les parties prenantes, afin de trouver des solutions rentables et adaptées, d'éviter la redondance des tâches et d'exploiter les synergies existantes. Pour sensibiliser les clients, gagner leur confiance et leur soutien, il conviendra d'aborder de façon objective et d'expliquer clairement les avantages et les coûts liés à la mise en œuvre des réseaux intelligents, par une participation active des consommateurs, des PME et des pouvoirs publics.

### Recommandations

Pour garantir cette approche et surmonter les obstacles recensés, la mise en œuvre des actions clés suivantes est recommandée:

- **Législation spécifique:** Comme le souligne la communication, la Commission procédera à une évaluation afin de savoir s'il est nécessaire ou non de créer des initiatives législatives supplémentaires pour la mise en œuvre des réseaux intelligents, dans le cadre des règles du troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie. L'évaluation prendra en compte les objectifs suivants: i) garantir un accès libre adéquat et un partage des informations d'exploitation entre les acteurs et leurs interfaces physiques; ii) créer un marché des services énergétiques qui fonctionne bien; et iii) proposer des mesures d'incitation réelles

---

<sup>78</sup> Un avant-projet de loi sur le déploiement des réseaux intelligents a été refusé par le parlement néerlandais en 2009, pour des motifs liés à la protection des données.

encourageant les gestionnaires de réseau à investir dans les technologies intelligentes liées aux réseaux intelligents. En s'appuyant sur cette analyse, la décision finale concernant une éventuelle législation spécifique applicable aux réseaux intelligents sera prise au cours du premier semestre 2011.

- **Normalisation et interopérabilité:** La task force a défini un ensemble de six services et d'environ 30 fonctionnalités qui devraient définir les réseaux intelligents. La task force et le groupe de travail conjoint CEN/CENELEC/ETSI sur les normes applicables au réseau intelligent élaboreront, d'ici à la fin de l'année 2010, une analyse conjointe de l'état de la normalisation européenne en matière de technologies de réseaux intelligents, puis recenseront les éventuelles tâches à accomplir dans ce domaine. Au début de l'année 2011, la Commission lancera un mandat de normalisation adressé aux organismes européens de normalisation concernés afin que ceux-ci mettent au point des normes applicables aux réseaux intelligents et garantissent l'interopérabilité et la compatibilité des normes élaborées partout dans le monde.
- **Protection des données:** En s'appuyant sur le travail effectué par la task force, la Commission, en étroite collaboration avec le contrôleur européen de la protection des données, évaluera le besoin de mesures supplémentaires de protection des données, les rôles et responsabilités des différents acteurs en ce qui concerne l'accès, la possession et la manipulation des données (propriété, possession et accès, relevé et droits de modification, etc.), et soumettra, le cas échéant, des propositions réglementaires et/ou des directives adaptées.
- **Investissements dans les infrastructures:** La majeure partie des investissements nécessaires au déploiement des réseaux intelligents devrait très certainement provenir des gestionnaires de réseau, notamment au niveau de la distribution, et des entreprises privées, sous la supervision des autorités nationales de régulation. Dans le cas où les capitaux manqueraient, la possibilité de faire appel à des alliances public/privé pourrait constituer une solution. Dans les cas où le taux de retour sur investissement est trop faible mais que l'intérêt du public est évident, un financement des pouvoirs publics doit être possible. La Commission encouragera les États membres à mettre en place des fonds de soutien au déploiement des réseaux intelligents. La Commission examinera également la possibilité d'un soutien particulier aux technologies intelligentes conformément à la politique et au programme de soutien de projet mentionnés dans la communication, ainsi que celle d'instruments de financement innovants axés sur un déploiement rapide des technologies de réseau intelligent au sein des réseaux de transport et de distribution.
- **Projets de démonstration de R&D et d'innovation:** En accord avec la politique susmentionnée d'investissement dans les infrastructures, il est nécessaire d'établir une politique européenne claire de R&D et de démonstrations afin d'encourager l'innovation et d'accélérer l'évolution vers les réseaux intelligents, en s'appuyant sur l'EEGI et sur les activités relatives aux réseaux intelligents de l'alliance européenne de la recherche dans le domaine de l'énergie, qui concentre ses efforts sur la recherche à long terme. Il convient de prêter une attention particulière aux innovations en matière de système électrique associées à la R&D dans le domaine des technologies énergétiques (câbles, transformateurs, etc.) et à la R&D dans le secteur des technologies de l'informatique et des communications (systèmes de contrôle, communications, etc.). Les mesures proposées devront également aborder les comportements des consommateurs, leur acceptation et les obstacles au déploiement en condition réelle. Les États membres et la Commission doivent encourager les projets de R&D et de démonstration, en associant par exemple des mesures de soutien

public et des incitations d'ordre réglementaire, afin de permettre à l'EEGI de démarrer les projets proposés comme prévu, en dépit de la situation financière difficile que connaît l'UE actuellement. Ce travail devra se dérouler en étroite coordination avec les activités proposées par la communication dans le domaine des autoroutes européennes de l'électricité.

Afin de garantir une transparence totale des projets pilotes/projets de démonstration en cours, de leurs résultats et du développement d'un futur cadre juridique, la Commission pourra créer une plateforme permettant la diffusion des bonnes pratiques et des expériences relatives au déploiement concret des réseaux intelligents dans toute l'Europe, et coordonner les différentes approches afin d'assurer les synergies. Le système d'information du plan SET, géré par le Centre commun de recherche (CCR) de la Commission européenne, comprend un système de surveillance qui pourra être utilisé comme point de départ.

- **Encourager les nouvelles compétences:** Afin de réduire l'écart entre les emplois moins qualifiés et les emplois hautement qualifiés, dans le cadre des exigences du déploiement du réseau intelligent, il sera possible de mettre à profit les initiatives en cours, comme par exemple les actions de formation établies par le plan SET, les communautés de connaissance et d'innovation de l'Institut européen de technologie, les actions Marie Curie<sup>79</sup>, ainsi que d'autres actions comme l'initiative «Des compétences nouvelles pour des emplois nouveaux». Cependant, les États membres devront se pencher sérieusement sur les éventuelles conséquences sociales négatives et lancer des programmes de recyclage professionnel des travailleurs et de soutien à prendre en charge l'acquisition de nouvelles compétences.

#### 4. PREPARATION DES RESEAUX A PLUS LONG TERME

##### 4.1. Autoroutes européennes de l'électricité

On entend par autoroute de l'électricité une ligne de transport d'électricité dotée d'une capacité bien supérieure à celle des réseaux de transport à haute tension existants, en termes de quantité d'électricité transportée et de distance couverte. Pour atteindre ces capacités supérieures, de nouvelles technologies devront être mises au point, qui permettent notamment le transport de courant continu (CC) et des niveaux de tension bien supérieurs à 400 kV.

Pour la période comprise entre 2020 et 2050, une solution à long terme devra être mise en œuvre pour surmonter le principal défi auquel les réseaux électriques font face: absorber la production excédentaire d'origine éolienne, qui ne cesse d'augmenter, dans les mers septentrionales et la production excédentaire d'énergie renouvelable, en augmentation également, dans le sud-ouest et certaines parties du sud-est de l'Europe, raccorder ces nouvelles plateformes de production aux importantes capacités de stockage dans les pays nordiques et dans les Alpes, et aux centres de consommation existants et futurs en Europe centrale, mais également aux réseaux haute tension en courant alternatif (CA) existants. Les nouvelles autoroutes devront prendre en compte les zones de production excédentaire existantes et futures, comme la France, la Norvège et la Suède, et la complexité du corridor de transport Nord-Sud d'Europe centrale, transportant la production excédentaire d'électricité du nord, en passant par le Danemark et l'Allemagne, vers les zones de déficit de production du sud de l'Allemagne et du nord de l'Italie.

---

<sup>79</sup> [http://cordis.europa.eu/fp7/people/home\\_en.html](http://cordis.europa.eu/fp7/people/home_en.html)

En dépit des incertitudes technologiques, il est évident que tout système futur d'autoroutes de l'électricité devra nécessairement être construit pas à pas, en assurant la compatibilité des connexions CA/CC et l'acceptation locale<sup>80</sup>, sur la base des autres priorités fixées pour la période précédant 2020 décrites dans au chapitre 3.1, notamment dans le domaine des réseaux en mer.

Ce système d'autoroutes devra également être prêt à intégrer des connexions potentielles au-delà des frontières de l'UE, vers le sud et l'est, afin de pouvoir profiter pleinement du potentiel considérable des énergies renouvelables dans ces régions. En plus des connexions déjà synchrones avec le Maghreb et la Turquie, les connexions avec d'autres pays méditerranéens et orientaux pourraient être nécessaires sur le long terme. Pour ce faire, un dialogue avec les États nord-africains portant sur les caractéristiques techniques et juridiques nécessaires au développement d'infrastructures électriques transméditerranéennes pourrait être envisagé.

Même si l'on a désormais davantage conscience de la nécessité future d'un réseau électrique paneuropéen, il reste bon nombre d'incertitudes quant au moment à partir duquel ce réseau deviendra nécessaire et aux mesures à prendre pour sa construction. Il est donc indispensable de coordonner l'action au niveau de l'UE pour mettre en marche le développement cohérent de ce réseau et réduire les incertitudes et les risques. Une coordination européenne sera également nécessaire à l'établissement d'un cadre juridique, réglementaire et organisationnel approprié pour concevoir, planifier, construire et exploiter un tel système d'autoroutes de l'électricité.

Cette action devra intégrer le travail de recherche et de développement en cours, notamment au sein de l'initiative Réseaux électriques européens du plan SET et de l'initiative industrielle européenne pour l'énergie éolienne, afin d'adapter les technologies existantes de transport, de stockage et de réseau intelligent et d'en développer de nouvelles. Dans ce cadre, il faudra aussi intégrer les possibilités de transport et de stockage d'hydrogène à grande échelle. En combinaison avec les piles à combustible, l'hydrogène se prête particulièrement aux applications distribuées et de transport. La commercialisation d'applications résidentielles pourrait intervenir dès 2015, et vers 2020 en ce qui concerne les véhicules à hydrogène<sup>81</sup>.

### Recommandations

Les actions clés suivantes sont nécessaires à la préparation des autoroutes européennes de l'électricité:

- Conformément aux conclusions du Forum de Bucarest tenu en juin 2009, engager un travail spécialisé sur les autoroutes de l'électricité, dans le cadre du Forum de Florence, afin de structurer le travail mené par toutes les parties prenantes pour la préparation des autoroutes de l'électricité. Ce travail doit être organisé par la Commission européenne et le

---

<sup>80</sup> Il pourrait être nécessaire, à cet effet, d'enterrer partiellement certaines lignes électriques, en tenant compte du fait que les coûts d'investissement pour les câbles souterrains sont trois à dix fois supérieurs à ceux des lignes aériennes. Voir «Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines» (Faisabilité et aspects techniques de l'enfouissement partiel des lignes de transport d'électricité haute tension), document conjoint du REGRT-E et d'Europacable, novembre 2010.

<sup>81</sup> À cette fin, dans le cadre du plan SET, l'entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène lancera une première étude sur la planification de l'infrastructure associée à l'hydrogène dans l'UE d'ici fin 2010, ouvrant la voie à un déploiement commercial à l'horizon 2020.



REGRT-E et rassembler toutes les parties prenantes concernées. Il doit être consacré à l'établissement de scénarios de développement de production sur le moyen et le long terme, à l'évaluation de concepts d'architecture de réseau paneuropéen et d'options de conception, à l'analyse des conséquences du déploiement sur les politiques socioéconomiques et industrielles, et à la conception d'un cadre juridique, réglementaire et organisationnel approprié.

- Intensifier les dispositifs de **recherche et développement** en s'appuyant sur l'initiative Réseaux électriques européens du plan SET et de l'initiative industrielle européenne pour l'énergie éolienne afin d'adapter les technologies existantes de transport, de stockage et de réseau intelligent et d'en développer de nouvelles, et de mettre au point les outils nécessaires à la conception et à la planification du réseau.
- Établir un **plan de développement modulaire**, qui devra être préparé par le REGRT-E d'ici la mi- 2013, en vue de mettre en service les premières autoroutes de l'électricité d'ici à 2020. Le plan doit également prévoir l'extension du réseau en vue de faciliter le développement des capacités de production à grande échelle à partir d'énergies renouvelables au-delà des frontières de l'UE.

#### 4.2. Infrastructure européenne de transport de CO<sub>2</sub>

Les sites potentiels de stockage de CO<sub>2</sub> n'étant pas uniformément répartis en Europe, le déploiement à grande échelle de dispositifs de captage et de stockage de CO<sub>2</sub> en Europe peut être nécessaire pour atteindre les niveaux considérables de décarbonisation des économies européennes après 2020, et exigera la construction d'une infrastructure de canalisations et, le cas échéant, d'une infrastructure de chargement/déchargement, d'une envergure potentiellement transfrontière en cas d'insuffisance des infrastructures de stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelon national.

Les technologies de la CSC (captage, transport et stockage) sont éprouvées. Cependant, elles n'ont pas encore été intégrées et testées à l'échelle industrielle et pour l'instant, le dispositif de CSC n'est pas commercialement viable. À ce jour, la mise en œuvre de la technologie s'est limitée à des installations de petite échelle, souvent conçues pour la démonstration d'un ou de deux composants, de façon isolée. Dans le même temps, il est évident que pour avoir un impact significatif sur les réductions d'émissions, et ainsi disposer d'un portefeuille «à coût minimal» de mesures d'atténuation des changements climatiques, la viabilité des technologies de CSC doit être démontrée à grande échelle vers 2020.

Dans cette perspective, le Conseil européen de printemps de 2007 a décidé de soutenir le déploiement de 12 installations CSC de démonstration à grande échelle en Europe d'ici à 2015, afin de faciliter le passage au stade de la viabilité commerciale de la technologie. Six projets CSC à grande échelle actuellement en construction ont été conçus pour procéder à la démonstration de la technologie dans le contexte de la production d'électricité. Elles disposeront d'une capacité installée d'au moins 250 MW, ainsi que d'éléments de transport et de stockage. Ces projets sont cofinancés par la Commission au moyen de subventions d'un montant total d'un milliard d'euros. Un autre mécanisme de financement supplémentaire, intégré au Système d'échange de quotas d'émission, est devenu opérationnel en novembre 2010<sup>82</sup>. En outre la Commission soutient la recherche et le développement dans le

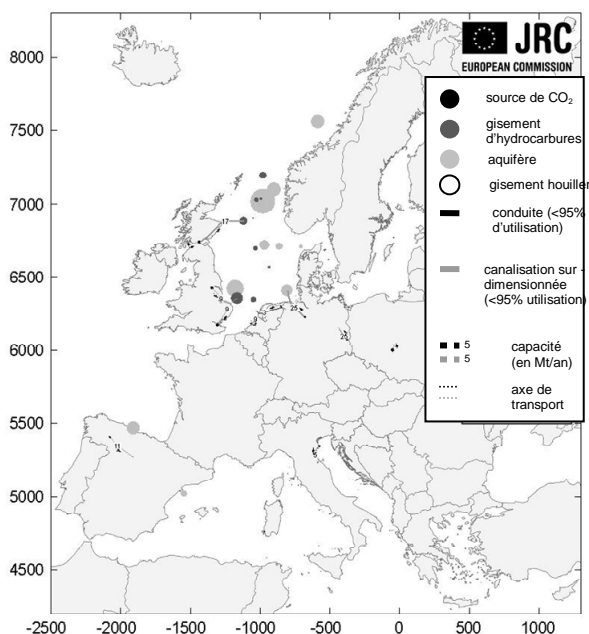
---

<sup>82</sup> [http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm)

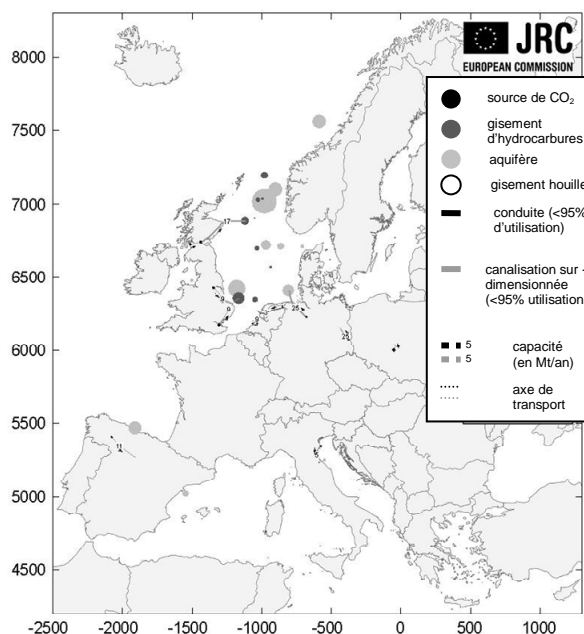
domaine de la CSC et a établi un réseau spécialisé de partage des connaissances pour les démonstrateurs CSC à grande échelle.

Le Centre commun de recherche (JRC) a préparé en 2010 une évaluation relative aux exigences d'investissement dans l'infrastructure de transport du CO<sub>2</sub><sup>83</sup>. Sur la base des hypothèses du scénario de référence PRIMES, l'étude démontre que 36 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> seront captées d'ici à 2020 et transportées dans 6 États membres de l'UE. Le réseau de transport du CO<sub>2</sub> qui en résulte s'étend sur environ 2 000 km et nécessite un investissement de 2,5 milliards d'euros (carte 9). La plupart des canalisations sont prévues pour absorber les quantités supplémentaires de CO<sub>2</sub> qui doivent, d'après les anticipations, circuler pendant les années suivantes<sup>84</sup>.

Pour 2030, l'étude indique que la quantité de CO<sub>2</sub> capté atteindra 272 millions de tonnes (carte 10). Un grand nombre des canalisations déjà construites fonctionnent désormais à pleine capacité, et de nouvelles sont construites et seront utilisées à plein régime lors de la montée en puissance avant 2050. Le réseau de transport du CO<sub>2</sub> s'étend désormais sur quelque 8 800 km et implique un investissement cumulé de 9,1 milliards d'euros. Les premiers réseaux régionaux se forment dans toute l'Europe, autour des installations initiales de démonstration. L'analyse du JRC souligne également les avantages d'une coordination européenne pour parvenir à une solution optimale de transport de CO<sub>2</sub>: ses résultats indiquent que les États membres de l'UE qui pourraient participer au transport transfrontalier du CO<sub>2</sub> d'ici à 2030 sont au nombre de 16.



**Carte 9: infrastructure de réseau de CO<sub>2</sub> en 2020, scénario de base PRIMES**



**Carte 9: infrastructure de réseau de CO<sub>2</sub> en 2020, scénario de base PRIMES**

<sup>83</sup> «The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO<sub>2</sub> transport network», Commission européenne, Centre commun de recherche, EUR 24565 EN. 2010.

<sup>84</sup> Les canalisations surdimensionnées sont indiquées en rouge, tandis que les canalisations fonctionnant en pleine capacité sont indiquées en bleu.

Une seconde analyse menée par Arup en 2010 et axée sur la faisabilité d'infrastructures de CO<sub>2</sub> à l'échelle européenne<sup>85</sup>, vise à établir quel serait le réseau optimal de transport de CO<sub>2</sub> en Europe et quelle serait son évolution dans le temps, en s'appuyant sur des volumes prédéfinis de CO<sub>2</sub>, une identification de sites de stockage adaptés et une approche de réduction maximale des coûts. Le scénario le plus prudent calcule un réseau de 6 900 km pour 50 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> transportées en 2030. L'étude soutient qu'étant donné que les capacités de stockage seront insuffisantes dans certains pays, seul un réseau transfrontière pourrait permettre un plus vaste déploiement de la CSC.

Ces conclusions sont corroborées par l'étude EU Geocapacity (2009) sur la capacité de stockage géologique de CO<sub>2</sub> en Europe<sup>86</sup>. Le futur réseau de transport de CO<sub>2</sub> dépend de façon déterminante de la disponibilité de stockage terrestre ou de la disponibilité et du développement de formations salines en mer. En prenant en compte le niveau de sensibilisation du public au stockage du CO<sub>2</sub> et à la technologie CSC en général, l'étude suggère qu'il conviendrait de s'orienter en priorité vers le stockage en formations salines en mer. L'étude souligne également le fait que la disponibilité de capacités de stockage ne peut pas encore être confirmée: des travaux supplémentaires doivent donc être réalisés afin de vérifier le potentiel de stockage réel. Cependant, le principal moteur de développement de la CSC dans un avenir proche sera le prix du CO<sub>2</sub>, qui reste très incertain et dépendra de l'évolution du système d'échange de quotas d'émission. Il faut donc considérer avec la plus grande prudence toute analyse présentant l'état possible du réseau de CO<sub>2</sub> au-delà de 2020.

Toutes les études confirment que l'évolution du réseau de CO<sub>2</sub> en Europe sera déterminée par la disponibilité des sites de stockage et par le niveau de déploiement de la CSC, ainsi que par le degré de coordination de son développement dès à présent. Le développement de réseaux intégrés de canalisations et d'installations de chargement/déchargement, initialement planifiés et construits à l'échelle régionale ou nationale et prenant en compte les besoins de transport de sources multiples de CO<sub>2</sub>, tirerait profit d'économies d'échelle et permettrait de raccorder des sources supplémentaires de CO<sub>2</sub> à des puits adéquats pendant la durée de vie des canalisations<sup>87</sup>. Sur le long terme, de tels réseaux intégrés seraient progressivement étendus et interconnectés pour atteindre des sources et des sites de stockage dans toute l'Europe, comme c'est déjà le cas pour les réseaux gaziers actuels.

### Recommandations

Une fois que la CSC sera commercialement viable, les canalisations et l'infrastructure de chargement/déchargement construites pour les projets de démonstration deviendront des points cruciaux du futur réseau de l'UE. Il est important que cette structure initialement fragmentée puisse être planifiée de façon à garantir, dans l'avenir, une compatibilité à

---

<sup>85</sup> «Feasibility of Europe-wide CO<sub>2</sub> infrastructures», étude d'Ove Arup & Partners Ltd pour la Commission européenne, septembre 2010.

<sup>86</sup> «EU GeoCapacity - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide», projet n° SES6-518318. Rapport final d'activité disponible à l'adresse suivante: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>

<sup>87</sup> L'étude de conception préalable d'un réseau de CSC pour Yorkshire and Humber a montré que l'investissement initial relatif à la capacité de réserve de canalisations serait rentable, même si des développements ultérieurs devaient compléter le réseau dans un délai allant jusqu'à 11 ans. L'étude a également confirmé l'expérience d'autres secteurs: elle a prouvé que le fait d'investir dans des réseaux intégrés catalyserait le déploiement à grande échelle des technologies de CSC en consolidant les procédures d'autorisation, en réduisant le coût de connexion des sources de CO<sub>2</sub> et en garantissant que le CO<sub>2</sub> capté pourrait être stocké dès que l'installation de captage serait opérationnelle.

l'échelle européenne. Il faudrait tenir compte des leçons tirées de l'intégration de réseaux initialement fragmentés comme ceux du gaz afin de pouvoir créer des marchés communs sans devoir passer par des processus aussi laborieux.

L'examen des modalités techniques et pratiques d'un réseau de CO<sub>2</sub> doit être poursuivi et un accord sur une vision commune doit être trouvé. Le groupe de travail sur l'utilisation durable des combustibles fossiles pour un dialogue entre parties prenantes (dans le cadre du Forum de Berlin) devrait servir d'enceinte pour discuter des actions envisageables dans ce domaine. Le réseau du projet CSC doit être utilisé pour rassembler les expériences des projets de démonstration en exploitation. Ceci permettra ensuite d'évaluer les besoins et l'ampleur nécessaire de l'intervention de l'UE.

La coopération régionale doit également être encouragée afin de stimuler le développement de pôles qui constitueront la première étape d'un éventuel futur réseau européen intégré. Les structures de soutien existantes, y compris le réseau du projet CSC et le groupe d'échange d'informations établi par la directive 2009/31/CE sur le stockage géologique du CO<sub>2</sub>, pourraient accélérer le développement des pôles régionaux. Ceci pourrait inclure notamment l'établissement de groupes de travail spécialisés et le partage des connaissances sur le sujet dans le cadre du réseau du projet CSC, l'échange de bonnes pratiques en matière d'autorisations et de coopération transfrontière des autorités compétentes au sein du groupe d'échange d'informations. Les forums internationaux de discussion dans le domaine de la CSC seront également mis à contribution par la Commission pour partager les connaissances existantes en matière de pôles et plateformes régionaux partout dans le monde.

La Commission continuera également à travailler sur une carte de l'infrastructure européenne de transport de CO<sub>2</sub> susceptible de faciliter la planification de l'infrastructure, en se concentrant sur la question de la rentabilité. Une grande partie de cette tâche consistera à déterminer l'emplacement, la capacité et la disponibilité des espaces de stockage, en particulier en mer. Pour garantir que les résultats d'un tel exercice de cartographie puissent être comparés sur l'ensemble du continent et utilisés pour faciliter la conception optimale d'un réseau, des efforts seront mis en œuvre pour élaborer une méthode commune d'évaluation des capacités de stockage. Dans un souci de transparence concernant le stockage et la CSC en général, la Commission procédera à la publication d'un Atlas européen de stockage du CO<sub>2</sub> qui permettra de visualiser le potentiel de stockage.