

FR

FR

FR



COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, le 25.6.2010
COM(2010)330 final

RAPPORT DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPÉEN

**sur l'état d'avancement des mesures visant à sauvegarder la sécurité
d'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures**

RAPPORT DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPÉEN

sur l'état d'avancement des mesures visant à sauvegarder la sécurité d'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures

I. INTRODUCTION

Le présent rapport répond aux exigences énoncées à l'article 9 de la directive 2005/89/CE (ci-après dénommée «la directive») du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures. Il décrit les progrès accomplis par les États membres dans la mise en œuvre de la directive et les changements essentiels observés dans le suivi de la sécurité d'approvisionnement en électricité.

L'objet de la directive est d'établir des mesures propres à sauvegarder la sécurité de l'approvisionnement en électricité, à garantir un niveau adéquat de la capacité de production ainsi qu'un bon équilibre entre l'offre et la demande, et à assurer un niveau approprié d'interconnexion entre les pays de l'UE. En outre, la directive établit un cadre au sein duquel les États membres doivent définir des politiques transparentes, stables et non discriminatoires concernant la sécurité d'approvisionnement en électricité qui soient compatibles avec un marché intérieur de l'électricité concurrentiel. La directive complète les mesures déjà inscrites dans la directive 2003/54/CE relative à l'électricité et dans le règlement 1228/03 sur les échanges transfrontaliers d'électricité. Ces dispositions forment sur ces questions importantes un ensemble cohérent de règles fondamentales qui contribuent à garantir l'existence de moyens de production et de transport d'électricité appropriés.

II. OBSERVATIONS DÉTAILLÉES

ARTICLE 3: DISPOSITIONS PRINCIPALES

Les dispositions de la directive visent à garantir un niveau élevé de sécurité de l'approvisionnement en électricité, par l'établissement d'un climat d'investissement favorable et en définissant les rôles et les responsabilités des autorités compétentes et de tous les acteurs concernés. Ce faisant, les États membres doivent tenir compte de facteurs tels que la nécessité d'un environnement réglementaire stable, la promotion des sources d'énergie renouvelables (SER) et la nécessité d'un entretien et d'un renouvellement réguliers des réseaux électriques.

Globalement, les États membres ont transposé correctement cet article, soit par de nouvelles prescriptions législatives, soit en recourant à des dispositions d'autres directives visant les mêmes objectifs. Les dispositions de la directive seront renforcées par le troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie (ci-après dénommé «le troisième paquet») qui impose aux gestionnaires de réseau de transport de renforcer leur coopération dans plusieurs domaines, en particulier la planification des investissements. Le troisième paquet instaure également le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E) qui a pour mission d'élaborer des plans de développement du réseau, de réaliser une modélisation du réseau et de définir des scénarios et des méthodes d'évaluations concernant la résistance et la faisabilité du système intégré. Les plans de développement devraient être suffisamment prospectifs pour que les insuffisances d'investissement soient détectées rapidement, en particulier en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

Or il subsiste quelques obstacles de taille sur le marché européen. Le risque de prix est le paramètre essentiel de la faisabilité des projets d'investissement. La coexistence de marchés ouverts de l'énergie

et de prix réglementés de l'énergie est encore assez fréquente dans les États membres de l'UE: dans plus de la moitié des États membres, les prix sont réglementés¹. Les systèmes de réglementation des prix qui ont un caractère général et ne sont pas transparents ni ciblés exclusivement sur les clients vulnérables ne sont pas jugés indispensables. Souvent, les tarifs réglementés ne correspondent pas au niveau des prix de gros, ce qui peut nuire aux investissements dans de nouvelles capacités de production. À moyen terme, cela peut compromettre la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

La modernisation ou le renouvellement des équipements de production et de transport, en particulier en relation avec la réalisation des objectifs en matière de SER, nécessitera des investissements considérables au cours des années à venir. Ces investissements devront être financés, ce qui signifie que les investisseurs doivent être confiants dans la possibilité de recouvrer le coût marginal à long terme. La majorité de ce financement proviendra très probablement du marché. L'influence sur le marché global de l'électricité des mesures visant les objectifs en matière de SER et les modalités de développement du réseau adoptées par les GRT (gestionnaires de réseau de transport) vont prendre de plus en plus d'importance. Un marché européen de l'électricité approfondi et liquide peut aider à réduire la volatilité des prix et favoriser des investissements qui renforceront l'intégration du marché intérieur de l'électricité.

ARTICLE 4: SÉCURITÉ D'EXPLOITATION DES RÉSEAUX

n ce qui concerne la sécurité d'exploitation des réseaux, la directive dispose que les États membres ou les autres autorités compétentes doivent veiller à ce que les GRT fixent des règles d'exploitation et des obligations minimales en matière de sécurité du réseau et à ce qu'ils se conforment à ces règles. En particulier, les États membres doivent veiller à ce que les GRT et les GRD (gestionnaires de réseau de distribution) échangent des informations relatives au fonctionnement de leurs réseaux. Parmi les autres exigences figure notamment l'obligation de réaliser des objectifs en matière de qualité de l'approvisionnement et de sécurité du réseau.

Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité sont au centre des actions visant à remédier à d'éventuelles perturbations de l'approvisionnement électrique. La transparence et le partage d'informations avec d'autres GRT sont cruciaux. Une coordination renforcée réduit les risques de coupure et protège les consommateurs européens. La capacité d'interconnexion entre les réseaux joue un rôle très important dans le maintien et le renforcement de la sécurité du système lors de pannes d'unités de production. Les pannes de réseaux et les coupures de courant en 2003 et 2006 étaient causées ou aggravées par une coordination insuffisante de l'exploitation du réseau et des chaînons manquants dans les réseaux électriques. Ces insuffisances montrent clairement les limites de la coopération volontaire.

Dans la plupart des États membres de l'UE, les règles d'exploitation du réseau sont établies par le GRT d'un point de vue technique, avec un système d'approbation associant les régulateurs et/ou le gouvernement. Dans tous les États membres, les critères de sécurité d'exploitation des réseaux pour les procédures opérationnelles d'urgence sont définis à l'avance et des dispositions sont en place en vue de la coopération avec les GRT voisins dans des situations intéressant la sécurité d'exploitation. En République tchèque, au Luxembourg, au Portugal et en République slovaque, par exemple, le gouvernement a un rôle explicite dans l'établissement et le développement de la sécurité d'exploitation.

La directive 2005/89/CE relative à l'approvisionnement en électricité impose aux GRT et, le cas échéant, aux GRD de fixer et de réaliser des objectifs en matière de qualité de l'approvisionnement et

¹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/benchmarking_reports_en.htm

de sécurité des réseaux. En 2008, le CEER a réalisé un exercice d'étalonnage de performances en matière de qualité de l'approvisionnement électrique². Cette étude indique que tous les États membres assurent un suivi des coupures non programmées d'une durée supérieure à trois minutes et que la continuité de l'approvisionnement électrique s'améliore globalement en Europe, le nombre de minutes-clients perdues chaque année étant en diminution quasi constante depuis 2002. Il apparaît également que la plupart des États membres recueillent des informations sur la cause des coupures. Comme on s'y attend, la continuité de l'approvisionnement est meilleure dans les agglomérations que dans les zones rurales. Les travaux se poursuivent au sein du comité européen de normalisation électrotechnique (Cenelec) sur la mise au point d'indicateurs de continuité harmonisés, afin d'améliorer l'efficacité des systèmes de suivi de la continuité d'approvisionnement.

La Commission organise chaque semestre une réunion du comité transfrontalier de l'électricité où sont présentées les perspectives concernant la production d'électricité pour l'été ou l'hiver. L'objet de ces réunions est le partage d'informations en vue de sensibiliser à l'égard des problèmes potentiels d'approvisionnement. Le rapport sur les perspectives saisonnières (d'été ou d'hiver) est élaboré à l'échelon européen; il présente un résumé des équilibres nationaux ou régionaux entre la production d'électricité prévue et la demande de pointe sur une base hebdomadaire pour la période estivale ou hivernale. Si la situation l'exige, la Commission peut mettre en place des «cellules de vigilance» ad hoc pour les périodes critiques, afin d'assurer un partage d'informations rapide entre les pays voisins et les gestionnaires de réseau de transport. Une «cellule de vigilance» a ainsi été mise en place lors des mois d'été en 2007-2009. La principale conclusion des réunions tenues en 2007-2009 est que les bilans production-charge au niveau national dans la plupart des pays sont généralement jugés adéquats pour un fonctionnement sûr du réseau en conditions normales. En cas de conditions météorologiques extrêmes ou à d'autres périodes identifiées comme porteuses de risque de pénurie de courant, des mesures d'atténuation sont mises en place, les importations nécessaires pouvant se faire avec la capacité d'interconnexion existante.

Le troisième paquet a renforcé les obligations des régulateurs, qui doivent veiller au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et évaluer leurs performances passées, et définir ou approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes. Les régulateurs doivent également veiller à ce que les GRT et les GRD s'acquittent de leurs responsabilités aux termes de la directive, notamment en veillant à ce que les réseaux soient en mesure de faire face à une demande raisonnable d'électricité. En outre, au niveau du transport, les régulateurs ont l'obligation de suivre les plans d'investissement des GRT et de contrôler leur cohérence avec le plan de développement du réseau à l'échelle de l'Union, qui comprend des perspectives sur l'adéquation des capacités de production élaborées par le REGRT-E.

ARTICLE 5: MAINTIEN D'UN ÉQUILIBRE ENTRE OFFRE ET DEMANDE

fin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, les États membres doivent prendre des mesures appropriées afin de garantir la disponibilité d'une capacité de production suffisante pour faire face à la demande d'électricité. Il faut pour ce faire encourager la mise en place d'un encadrement du marché de gros qui assure des signaux de prix appropriés pour la production et la consommation et exiger des GRT qu'ils veillent à ce qu'un niveau approprié de capacité de production de réserve soit disponible à des fins d'équilibrage, et/ou qu'ils prennent des mesures équivalentes fondées sur le marché.

² 4^e rapport d'étalonnage de performances sur la qualité de l'approvisionnement en électricité, réf. C08-EQS-24-04, 10 décembre 2008. L'étude ne donne pas d'informations concernant l'Irlande, la Grèce, la Bulgarie, Chypre, la Lettonie, Malte ni la République slovaque.

Demande d'électricité

es tendances de la demande d'électricité présentées par la Commission européenne dans la deuxième analyse stratégique de la politique énergétique³ indiquent un accroissement, ce qui correspond aux prévisions des acteurs du secteur européen de l'électricité, à un niveau légèrement inférieur toutefois. La Commission estime que selon les tendances et les politiques actuelles, la hausse annuelle de la demande d'électricité sera d'environ 1 % au cours des vingt prochaines années⁴. La récente publication du REGRT-E sur les prévisions en matière d'adéquation du système⁵ pour 2010-2025 indique que la demande d'électricité devrait augmenter, la plupart des États membres observant une forte hausse de la charge après 2015.

Hausse annuelle moyenne de la charge selon le REGRT-E	2010 à 2015	2015 à 2020	2020 à 2025
En janvier à 19h00	1,32%	1,45%	1,21%
En juillet à 11h00	1,49%	1,66%	1,32%

Source: rapport du REGRT-E sur les prévisions en matière d'adéquation du système

Ces prévisions doivent être appréhendées à la lumière de la récente crise économique, qui a entraîné une forte baisse de la demande d'électricité en Europe. En glissement annuel, la consommation mensuelle d'électricité de l'UE a baissé de plus de 5%, 10%, 6% et 5% en mars, avril, mai et juin 2009, respectivement. La consommation européenne d'électricité a même chuté jusqu'à un point bas historique, en juin 2009, à - 23 % par rapport au début de l'année⁶. La chute de la consommation d'électricité s'est stabilisée et une croissance modeste est revenue, mais les niveaux de consommation demeurent sensiblement en dessous de ceux atteints au cours des dernières années.

Plusieurs pays, tels que l'Allemagne, la France, la Pologne et le Portugal, prévoient une influence des programmes d'économie d'énergie et de l'amélioration de l'efficacité énergétique sur la croissance de leur consommation énergétique. D'autres relèvent que le passage à des systèmes énergétiques à faibles émissions de carbone peut entraîner une hausse de la consommation d'électricité, notamment eu égard à la consommation d'électricité des pompes à chaleur et des véhicules électriques.

Les économies d'énergie directes et les investissements directs dans l'efficacité énergétique constituent une des pistes les plus rentables pour contrebalancer les futures hausses de la demande. En application des obligations instaurées par la directive 2006/32/CE sur l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, tous les États membres ont élaboré un plan d'action en matière d'efficacité énergétique (PAEE) comportant une liste exhaustive des actions et mesures prévues. Il ressort de l'analyse des PAEE par la Commission européenne qu'hormis les mesures de financement direct telles que les subventions ou les régimes de prêts, plusieurs États membres prévoient ou ont déjà mis en œuvre des réductions fiscales pour les investissements dans l'efficacité énergétique dans certains secteurs (par exemple le logement, l'industrie, etc.) et utilisent dans d'autres cas la fiscalité énergétique pour inciter directement aux économies d'énergie. À moyen terme, la mise en œuvre effective de ce type de mesures est cruciale pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

³ http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/doc/2008_11_ser2/strategic_energy_review_wd_future_position2.pdf

⁴ Tendances jusqu'en 2030 – actualisation 2007; http://bookshop.europa.eu/is-bin/INTERSHOP.enfinity/WFS/EU-Bookshop-Site/en_GB/-/EUR/ViewPublication-Start?PublicationKey=KOAC07001

⁵ www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_final.pdf

⁶ Pour une analyse détaillée, voir les rapports trimestriels sur les marchés européens de l'électricité, à l'adresse suivante: http://ec.europa.eu/energy/observatory/electricity/electricity_en.htm

À long terme, le rôle de l'électricité dans la consommation énergétique finale va probablement continuer à augmenter. Les décisions prises aujourd'hui sont d'une importance cruciale pour garantir que soient réalisées les réductions des émissions de carbone nécessaires après 2020 pour atténuer le changement climatique. Le défi pour les décideurs est de veiller à ce que les marchés énergétiques en Europe, tant réglementés que non réglementés, soient en mesure de créer un environnement dans lequel les investisseurs puissent entreprendre les investissements majeurs requis. Un soutien approprié sera également nécessaire pour le développement des technologies permettant de concevoir des solutions à émissions de carbone faibles ou nulles dans le secteur de l'électricité.

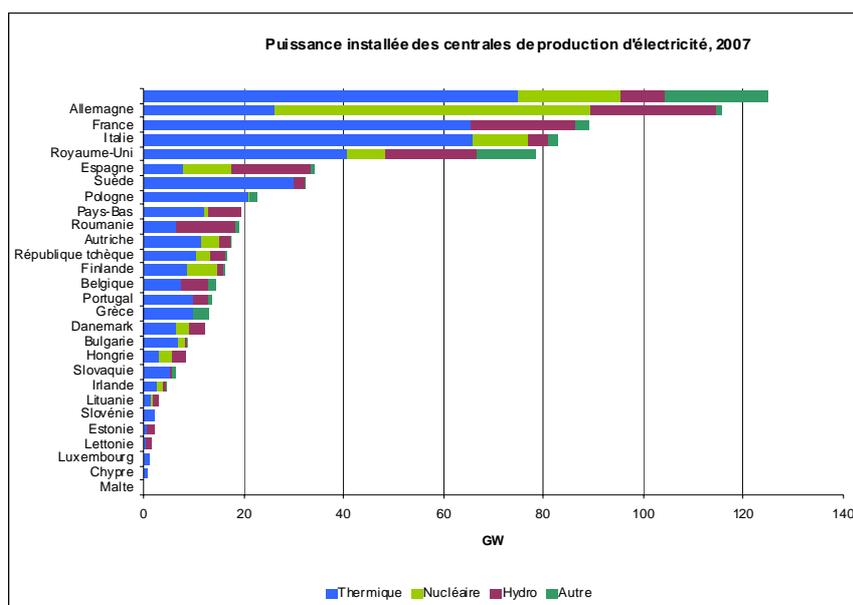
Adéquation de la production d'électricité

Entre 1997 et 2007, la capacité de production installée de l'UE-27 a augmenté de 18 % pour atteindre 779 GW. La puissance installée en centrales thermiques s'est accrue de 16 %, l'hydroélectricité de 5 %, tandis que la production à partir des SER a été multipliée par onze⁷. Selon les données les plus récentes de l'Association européenne de l'énergie éolienne⁸, les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables représentaient 61 % de l'ensemble des nouvelles installations en 2009, qui est la deuxième année consécutive au cours de laquelle les SER étaient à la base de la majorité des nouvelles installations de production d'électricité. Les investissements dans l'UE concernant des fermes éoliennes en 2009 s'élevaient à 13 milliards d'euros, ce qui correspond à environ 10,2 GW de nouvelles capacités de production d'électricité ou à 39 % de la capacité totale. L'incorporation d'installations de production éolienne à grande échelle en mer présentera d'importantes difficultés pour le marché intérieur eu égard au développement des infrastructures, à l'équilibrage à la récupération des coûts.

Malgré l'augmentation des SER, la production en centrales thermiques demeure à l'origine de la plus grande partie de l'électricité dans toute l'UE. En 2007, la majorité de la puissance installée totale de l'UE-27 était constituée de centrales thermiques (58 %), suivi par les centrales hydroélectriques (18 %) et les centrales nucléaires (17 %) tandis que la capacité utilisant d'autres SER (à l'exclusion de l'hydroélectricité) représentait 7 % du total en 2007 contre 1 % en 1997.

⁷ Pour plus de précisions, voir également le document SEC (2009) 1734, *2009 Annual Report of the Market Observatory for energy of the European Commission*.

⁸ <http://www.ewea.org/fileadmin/emag/statistics/2009generalstats/>



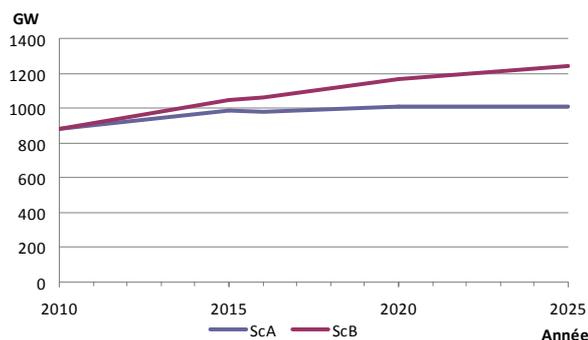
	(GW)										
EU-27	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total	658	671	683	695	704	716	728	737	747	762	779
Thermique	386	393	400	407	410	412	424	427	432	440	449
Nucléaire	133	136	138	137	137	138	137	136	135	134	133
Hydro	134	134	136	137	139	142	137	138	139	140	140
Autre	5	7	10	13	18	24	29	35	41	48	57

À ce jour, la puissance installée de l'UE a suivi le rythme de progression de la demande. Une analyse approfondie réalisée par le REGRT-E dans ses prévisions sur l'adéquation du système suggère que la capacité de production pour la période 2010-2025 sera suffisante. Les rapports nationaux remis par les États membres indiquent toutefois que l'adéquation de la production nationale dépend d'hypothèses importantes, en particulier l'extension de la durée de vie des unités existantes. Hors remplacement des unités actuellement en service, une puissance additionnelle de 100 à 300 GW serait requise entre 2009 et 2025.

Le rapport du REGRT-E sur l'adéquation du système suggère que la capacité nette de production augmentera dans les deux scénarios considérés (prudent (ScA) et optimiste (ScB)) dans le tableau ci-après⁹:

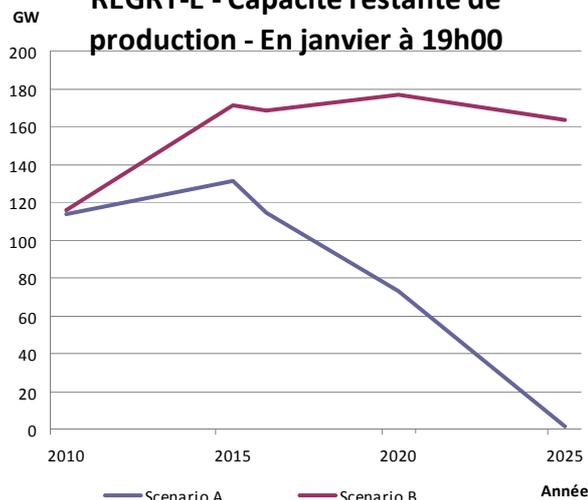
⁹ Il inclut l'UE-27 et d'autres membres du REGRT-E.

REGRT-E - Capacité nette de production - En janvier à 19h00



L'adéquation de la puissance installée peut être évaluée en analysant la différence entre la demande et la capacité sûrement disponible, dénommée capacité restante. Le tableau ci-après indique que la capacité restante est positive, mais étant donné le faible niveau de développement de capacités nouvelles dans le scénario A, elle baisse fortement après 2015.

REGRT-E - Capacité restante de production - En janvier à 19h00



Il est clair que l'adéquation de la capacité de production variera d'un État membre à l'autre, de même que les circonstances des segments de production en base, intermédiaire (*mid-merit*) et de pointe. Il importe de prendre en considération non seulement les nouvelles installations de production d'électricité mais aussi l'âge des centrales actuellement en service.

La deuxième analyse stratégique de la politique énergétique donne une vue d'ensemble précise de l'âge des installations en service. En résumé, fin 2008, la majorité des centrales européennes au gaz avaient moins de 5 ans. La majorité des centrales au charbon ou nucléaires avaient en revanche plus de 21 ans. De nombreuses centrales sont proches de la date de leur mise à l'arrêt, qui se situe une quarantaine d'années après leur mise en service, ou plus, en fonction de leur type. Concilier la nécessité du remplacement des centrales vieillissantes avec l'augmentation de la part des SER dans la production d'électricité, notamment les éoliennes à terre et en mer, du fait des engagements à l'horizon 2020, et avec la directive 2001/80/CE sur les grandes installations de combustion, constitue un défi considérable pour les gestionnaires de réseau au cours des années à venir, tant en termes d'équilibrage que d'adéquation du réseau. Après 2015, des investissements supplémentaires seront nécessaires pour maintenir un niveau d'adéquation approprié. Le groupe des régulateurs européens dans le domaine de

l'électricité et du gaz (ERGEG) a exprimé des inquiétudes concernant le retard que la crise financière est susceptible d'entraîner pour de nombreux investissements actuellement à l'étude, la demande d'électricité plus faible pouvant remettre en cause la viabilité économique de ces projets.

La plupart des pays laisse au marché le soin de réaliser l'adéquation de la production d'électricité. La directive 2005/89/CE prévoit cependant une série de mesures envisageables pour les États membres afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Ces interventions peuvent être envisagées en plus de la procédure d'adjudication prévue dans la directive 2003/54/CE. L'article 7 de la directive 2003/54/CE indique déjà que la procédure d'appel d'offres devrait être considérée comme un dernier recours lorsque la procédure d'autorisation n'a pas permis d'assurer une capacité suffisante pour satisfaire la demande.

L'adjudication constitue une intervention majeure sur le marché qui peut fausser la situation entre les capacités existantes et nouvelles et peut compromettre le cycle d'investissement, les producteurs d'électricité devenant réticents à investir si une adjudication ultérieure est susceptible de réduire la valeur de leur investissement. Les approches nationales ont presque toujours une certaine influence sur les marchés voisins. Un appel d'offres pour une nouvelle centrale proche d'une frontière peut influencer sur le comportement d'investissement dans le pays voisin (relocalisation des investissements planifiés) et affecter les échanges transfrontaliers. Il y a donc lieu de ne recourir aux appels d'offres qu'en dernier ressort afin d'éviter une pénurie et en l'absence de toute autre possibilité d'obtenir la capacité requise en temps utile. Plusieurs États membres (Espagne, Italie, Grèce, Danemark et Irlande) ont employé différents systèmes pour s'assurer des capacités de production.

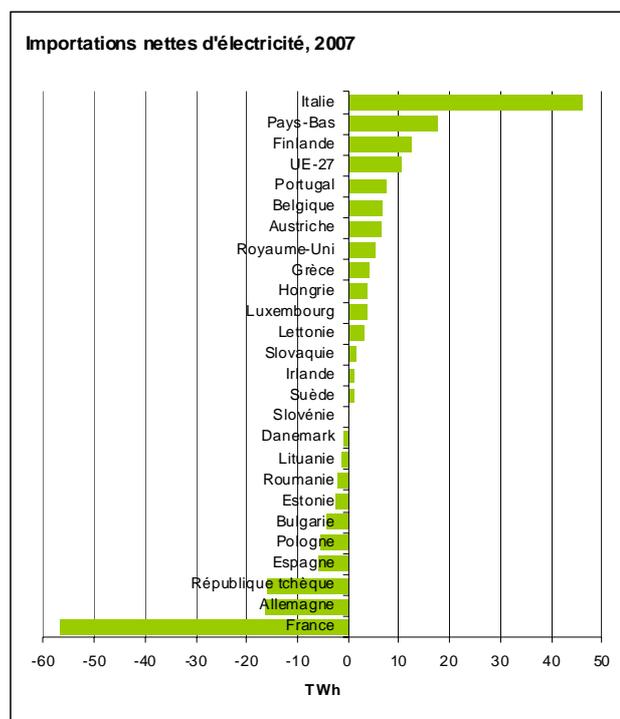
La situation concernant les appels d'offres est cependant différente lorsqu'il s'agit d'une installation utilisant une SER, qui n'est encore dans la plupart des cas pas viable économiquement sans incitations particulières. Par conséquent, les procédures d'adjudication sont souvent utilisées par les États membres. La production éolienne occupe une place de plus en plus visible parmi les unités de production d'électricité de l'UE; le recours aux appels d'offres pour sa promotion devrait en général aller de pair avec une évaluation approfondie des effets sur le marché.

ARTICLE 6: INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX

Les États membres doivent établir un cadre réglementaire qui donne des signaux d'investissement pour les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution afin que ceux-ci développent leurs réseaux de façon à satisfaire la demande dans la mesure du faisable. Ce cadre doit également faciliter les investissements dans le renouvellement du réseau, si nécessaire. À l'exception des Pays-Bas et de la Roumanie, les États membres n'ont pas eu à modifier la législation en vigueur dans le domaine de l'énergie pour donner effet à cette disposition.

Le renforcement du réseau électrique peut s'avérer nécessaire pour permettre aux centrales de produire au maximum de leur capacité et de transporter l'électricité depuis les producteurs jusqu'aux consommateurs. L'hiver 2009 a mis en lumière la fragilité des réseaux existants en cas de consommation accrue d'électricité. Les renforcements de réseau peuvent cependant se heurter à la longueur des procédures nationales de planification et d'autorisation. Dans la plupart des États membres, les gestionnaires de réseau sont obligés de développer et d'entretenir le réseau en fonction des besoins et des exigences propres à garantir la sécurité d'exploitation et la sécurité d'approvisionnement à long terme, soit par des dispositions législatives, soit par un régime d'octroi de licences lorsque le coût des investissements est récupéré par la tarification du transport et de la distribution. La directive impose aux GRT et, le cas échéant, aux GRD de fixer et de réaliser des objectifs en matière de qualité de l'approvisionnement et de sécurité des réseaux. Cela suppose l'instauration d'incitations réglementaires à investir dans des réseaux efficaces et efficients. Comme le rapportent les États membres, cette exigence est appliquée par la plupart d'entre eux depuis 2008.

L'électricité est habituellement produite à faible distance des lieux de consommation, mais ses caractéristiques physiques permettent de la transporter instantanément sur de longues distances, ce qui facilite les échanges transfrontaliers. Les politiques nationales portant sur la capacité de production d'électricité se combinent avec les capacités d'interconnexion existantes. Certains États membres ont choisi de ne pas investir dans la production locale, mais de s'appuyer plutôt sur des contrats d'interconnexion et de fourniture avec leurs voisins:



	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EU-27	2,9	-0,9	11,2	19,6	4,8	12,5	-1,7	-7,3	11,3	3,5	10,5
5 plus gros export	-74,7	-67,8	-72,3	-87,4	-87,9	-91,8	-100,0	-95,4	-96,3	-111,7	-99,3
5 plus gros import	79,0	75,7	86,7	93,6	95,1	94,9	81,4	82,0	99,1	95,5	88,4

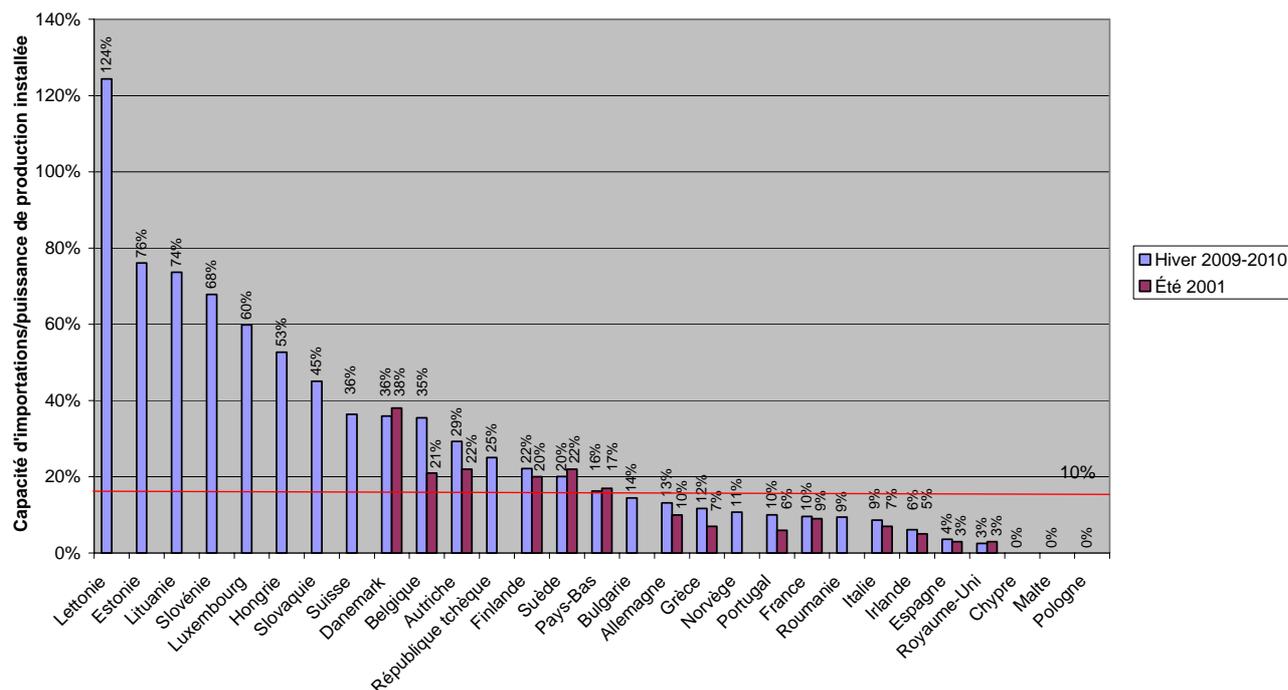
Au cours des dix dernières années, les importations nettes d'électricité de l'UE-27 ont été relativement stables. On observe toutefois des différences importantes d'un État membre à l'autre. En 2007, les importations nettes d'électricité dans l'UE-27 ont représenté 10,5 TWh. Parmi les États membres de l'UE-27, la France est traditionnellement le plus gros exportateur net d'électricité, l'Italie étant le plus gros importateur net. Pour les pays dont la capacité intérieure de production d'électricité ne permet pas de couvrir les besoins en période de pic de consommation, la capacité d'interconnexion est habituellement suffisante pour répondre à la demande.

L'adéquation de la capacité d'interconnexion n'est pas définie dans la législation européenne et la directive 2005/89/CE n'impose pas de niveau spécifique d'interconnexion entre les États membres. Un objectif d'un niveau d'interconnexion d'au moins 10 % de la puissance installée a toutefois été convenu lors du Conseil européen de Barcelone, les 15 et 16 mars 2002. De faibles niveaux d'interconnexion ont pour conséquence la fragmentation du marché intérieur et font obstacle au développement de la concurrence. L'existence d'une capacité d'interconnexion physique adéquate, qu'elle soit transfrontalière ou non, est cruciale mais pas suffisante pour une concurrence pleinement

effective. La liste complète des lignes d'interconnexion est donnée dans l'annuaire statistique du REGRT-E¹⁰.

Les valeurs physiques des lignes d'interconnexion transfrontalières diffèrent considérablement de la capacité réellement disponible dans les réseaux de transport très interconnectés en Europe. Aux fins de la planification, la capacité totale de transfert (CTT) et la capacité nette de transfert (CNT) sont des valeurs nécessaires aux acteurs du marché pour anticiper et planifier leurs transactions. Le graphique ci-après présente la capacité de transport transfrontalière réelle pour l'hiver 2009¹¹:

Capacité des connexions électriques transfrontalières



La réalisation de l'objectif de 2020 pour les énergies renouvelables nécessitera de développer davantage et de renforcer les infrastructures du réseau électrique, notamment les réseaux intelligents et les interconnexions. La directive 2009/28/CE fait obligation aux États membres de prendre des mesures appropriées pour que ces développements soient réalisés et pour accélérer les procédures d'autorisation des infrastructures du réseau électrique et pour coordonner les procédures d'approbation de ces infrastructures avec les procédures administratives et d'aménagement en vue du développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. En ce qui concerne les projets d'interconnexion transfrontalière programmés dans un avenir proche et signalés par les autorités nationales (ou connus par d'autres voies), une liste est donnée à l'annexe 1 du présent rapport.

ARTICLE 7: RAPPORTS

Le suivi et les rapports concernant la sécurité d'approvisionnement sont déjà obligatoires en vertu de l'article 4 de la directive 2003/54/CE. Conformément à cet article, les États membres sont tenus

¹⁰ <http://www.entsoe.eu/index.php?id=55>, Annuaire statistique, Tie-lines data Table T9.

¹¹ Les valeurs CNT du REGRT-E pour l'hiver 2009-2010 ont été utilisées par addition des valeurs d'importation par pays, compte tenu des limitations globales d'importation lorsqu'elles ont été déclarées. Pour la puissance installée, les valeurs Eurostat de 2007 ont été utilisées.

d'élaborer tous les deux ans un rapport traitant notamment de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché national au cours des cinq années suivantes, des nouveaux investissements programmés pour les cinq années à venir ou plus, de la capacité, de la qualité et du niveau de maintenance du réseau, enfin des mesures destinées à faire face aux pics de demande et aux pénuries potentielles. Le contenu et la portée du rapport de suivi sont précisés à l'article 7 de la directive 2005/89/CE.

La plupart des États membres remettent des rapports contenant des informations sur les prévisions de consommation et production ainsi que sur les besoins en production et en investissement dans les réseaux à horizon supérieur à 20 ans. La conclusion générale des rapports nationaux sur l'adéquation du système électrique est que la situation actuelle va se maintenir.

La qualité des rapports varie d'un État membre à l'autre. Certains États membres publient des données complètes et couvrent tous les points énumérés dans la directive (cas de la Finlande), tandis que d'autres rapports pourraient être améliorés par l'apport de données plus détaillées. Les rapports concernant des marchés de l'électricité d'un degré de maturité inférieur, par exemple, ne décrivent pas suffisamment les modalités selon lesquelles leurs marchés de gros contribuent à l'adéquation des capacités de production et de transport.

Le troisième paquet Énergie a apporté d'importantes modifications des dispositions relatives au suivi. Le rapport du REGRT-E sur les prévisions en matière d'adéquation du système pour la période 2010-2015 a constitué la première tentative d'évaluation de l'adéquation du système électrique au niveau européen. Le nouveau plan décennal de développement couvrira tous les aspects pertinents pour le suivi de la sécurité d'approvisionnement, tant pour l'adéquation des moyens de production que pour l'adéquation des infrastructures de transport.

La Commission a proposé, par un projet de règlement concernant la notification à la Commission de projets d'investissement dans les infrastructures énergétiques dans l'Union européenne, d'améliorer le cadre réglementaire actuel qui impose aux États membres des rapports obligatoires sur les infrastructures énergétiques.

CONCLUSIONS

Les États membres ont transposé les dispositions de la directive, soit en adoptant de nouvelles dispositions législatives, soit en utilisant des dispositions en vigueur ayant pour origine d'autres actes de l'UE. À court terme, il apparaît que la capacité des réseaux et des unités de production est suffisante pour faire face à la demande d'électricité dans l'Union. Toutefois la situation est moins nette à moyen et à long terme. Les centrales vieillissantes devront être remplacées. Pour ce faire, il faut des signaux clairs du marché en faveur de nouveaux investissements et les États membres doivent prendre garde aux retards que pourraient entraîner leurs procédures de planification. L'accès au financement peut également être plus difficile dans le climat économique actuel.

Les États membres devraient prendre pleinement en considération les effets du recours à une part accrue de SER, en particulier l'éolien à terre et en mer, sur leurs systèmes, et s'y préparer. L'intégration de ces sources nécessite, à mesure que les taux de pénétration augmentent, des modifications des règles et procédures d'équilibrage, en plus d'investissements considérables, à terme, dans les réseaux, afin de pouvoir raccorder ce nouveau profil de production. De même, les modifications des schémas de la demande devraient être prises en compte à mesure que les dispositions prises en faveur de l'efficacité énergétique telles que les compteurs intelligents font sentir leurs effets. Comme le soutiennent les régulateurs, il convient d'utiliser des mécanismes fondés sur des incitations pour faciliter les investissements dans les réseaux, et d'envisager le recours à la technologie du réseau électrique intelligent.

Le troisième paquet Énergie apportera d'importantes modifications pour le suivi de la sécurité d'approvisionnement. L'obligation du REGRT-E d'élaborer tous les deux ans un plan de développement décennal couvrant tous les aspects pertinents pour ce suivi, en termes d'adéquation des capacités de production et de transport, constitue un progrès important. Bien que de nature non contraignante, ce plan formera une base appropriée pour les codes du REGRT en matière de sécurité et de fiabilité des réseaux.

À mesure que l'UE se rapproche de ses objectifs de 2020 liés au climat, les États membres devraient prêter une attention accrue aux problèmes potentiels de sécurité d'approvisionnement et prendre suffisamment tôt les mesures appropriées pour moderniser et adapter leurs systèmes aux nouveaux défis, de façon que les consommateurs puissent bénéficier d'un approvisionnement en électricité de haute qualité, à faibles émissions de carbone et sans rupture.

Le présent rapport a indiqué certaines des évolutions futures du système électrique européen, notamment en relation avec l'intégration d'un apport massif d'électricité produite à partir de sources renouvelables et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur énergétique: remplacement de certains combustibles par l'électricité dans le bouquet énergétique global; distance accrue entre les lieux de production et de consommation de l'électricité en raison d'un recours accru aux sources d'énergie renouvelables; caractère intermittent des principales sources renouvelables (éolienne, solaire photovoltaïque), ce qui accroît la nécessité d'une capacité d'équilibrage, conventionnelle ou renouvelable; rôle potentiellement accru des importations d'électricité en provenance de pays tiers, en raison du potentiel d'«électricité verte» dans les régions voisines. Ces évolutions requerront des investissements massifs et des mécanismes incitatifs appropriés pour assurer la réalisation des investissements en temps voulu tout en garantissant le jeu de la concurrence, la durabilité et la sécurité d'approvisionnement. La Commission européenne élabore donc actuellement un paquet relatif aux infrastructures énergétiques qui servira à encourager le développement des infrastructures énergétiques européennes. Ce nouveau paquet s'appuiera sur le cadre RTE-T actuel et définira une série complète de politiques tenant compte des procédures et des financements en place pour le développement des infrastructures.

**Liste des intentions notifiées d'investissement dans des interconnexions transfrontalières
au cours des cinq prochaines années**

1. France-Belgique;
2. France-Espagne;
3. France-Italie;
4. Bulgarie-ARYM;
5. Danemark-Norvège;
6. Estonie-Finlande;
7. Estonie-Lettonie;
8. Finlande-Suède;
9. Suède-Norvège;
10. Suède-Lituanie;
11. Lituanie-Pologne;
12. Grèce-Turquie;
13. Allemagne-Pologne;
14. Allemagne-Pays-Bas;
15. Irlande-Royaume-Uni;
16. Royaume-Uni-Pays-Bas;
17. Royaume-Uni-Belgique;
18. Royaume-Uni-France;
19. Roumanie-Serbie;
20. Slovaquie-Hongrie;
21. Slovénie-Italie;
22. Autriche-Hongrie;
22. Autriche-Italie;
23. Malte-Italie;
24. Portugal-Espagne;

Le programme européen de relance économique envisage également un soutien à l'intégration de la production éolienne en mer dans le réseau électrique. Il s'agit de deux projets distincts, Baltique-Kriegers Flak et le réseau de la mer du Nord.