



DIRECTION GÉNÉRALE DES POLITIQUES INTERNES
DÉPARTEMENT THÉMATIQUE A: POLITIQUES ÉCONOMIQUES ET
SCIENTIFIQUES

ATELIER

L'énergie renouvelable sur le marché intérieur de l'énergie

Bruxelles, le 8 novembre 2012

COMPTE RENDU

Résumé

Dans le contexte du rapport d'initiative du Parlement européen intitulé "Défis et opportunités d'aujourd'hui pour les énergies renouvelables sur le marché intérieur européen de l'énergie" qui sert de suivi à la communication de la Commission européenne intitulée "Énergies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie", cet atelier fournit des informations et des conseils généraux concernant les mesures et les actions prioritaires qui doivent être entreprises dans ce domaine.

Le présent document a été commandé par la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (ITRE) du Parlement européen.

AUTEURS

M^{me} Paola Trucco, Hincio
M. Matthias Altmann, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

ADMINISTRATEUR RESPONSABLE

M. Balazs Mellar
Département thématique des politiques économiques et scientifiques
Parlement européen
B-1047 Bruxelles
Courriel: poldep-economy-science@europarl.europa.eu

VERSION LINGUISTIQUE

Original EN

À PROPOS DE L'ÉDITEUR

Pour contacter le département thématique ou pour vous abonner à sa lettre d'information, veuillez écrire à l'adresse suivante:
Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

Manuscrit achevé en novembre 2012.
Bruxelles, © Union européenne, 2012.

Ce document est disponible sur internet:
<http://www.europarl.europa.eu/studies>

L'enregistrement vidéo de cet atelier est disponible à l'adresse suivante:
<http://www.europarl.europa.eu/ep-live/en/committees/video?event=20121108-1430-COMMITTEE-ITRE>

CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

Les opinions exprimées dans le présent document sont celles de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement la position officielle du Parlement européen.

Reproduction et traduction autorisées, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source, information préalable de l'éditeur et transmission d'un exemplaire à celui-ci.

COMPTE RENDU DE L'ATELIER

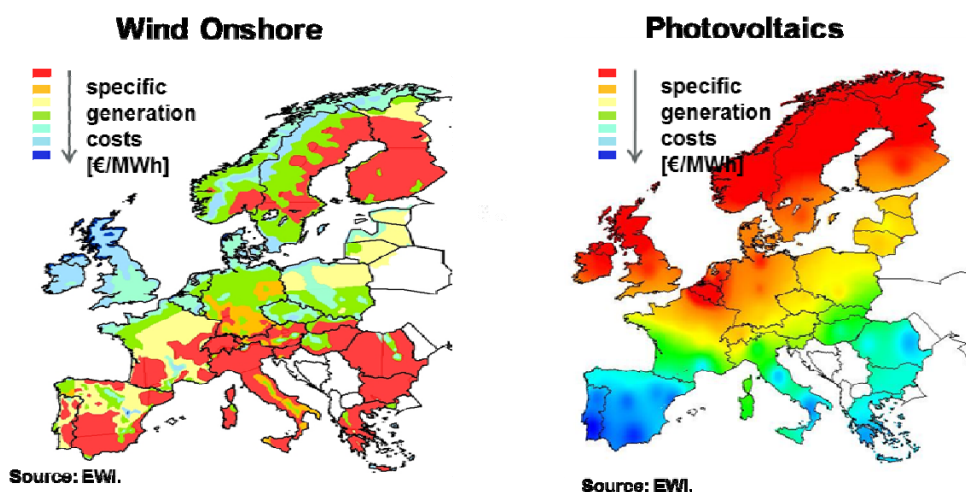
Le président de l'atelier, le **député européen Herbert Reul**, accueille les intervenants et les participants et présente brièvement le contenu de l'atelier, qui porte sur la manière d'intégrer l'énergie renouvelable dans le marché intérieur de l'énergie, les coûts de cette intégration, ainsi que sur les infrastructures et les mesures nationales de soutien nécessaires.

Session 1: Intégration de l'E-SER, coûts de développement des infrastructures et conception du marché

Le premier intervenant, **M. Dietmar Lindenberger**, directeur de la recherche appliquée et membre du conseil d'administration de l'*Institute of Energy Economics* (EWI) de l'université de Cologne, fournit un aperçu des "Costs and benefits of grid extensions in the EU single electricity market" ("Coûts et avantages de l'extension des réseaux dans le marché unique européen de l'électricité"), d'après l'étude intitulée "Roadmap 2050: a closer look"¹ ("Feuille de route à l'horizon 2050: examen approfondi") préparée par l'EWI en collaboration avec Energynautics en 2011.

M. Lindenberger affiche la figure 1 qui montre les coûts spécifiques de la production d'1 kWh d'électricité éolienne (à gauche) et solaire (à droite) en Europe. Alors que les coûts de la technologie sont indépendants de la localisation géographique, plus les sources naturelles d'énergie éolienne ou solaire, selon le cas, sont abondantes, plus les coûts de production diminuent. Cette analyse ne tient pas compte des différences de financement ni des coûts administratifs qui existent en Europe. Ainsi, l'étude permet d'observer que les coûts de l'électricité éolienne sont inférieurs en mer du Nord et sur la côte nord, tandis que la production d'énergie solaire est plus avantageuse dans le sud de l'Europe. Ces conditions doivent être prises en compte dans la planification à long-terme de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER).

Figure 1: Sites les plus favorables à la production d'électricité renouvelable au sein l'UE (Linderbergen, dia 3)

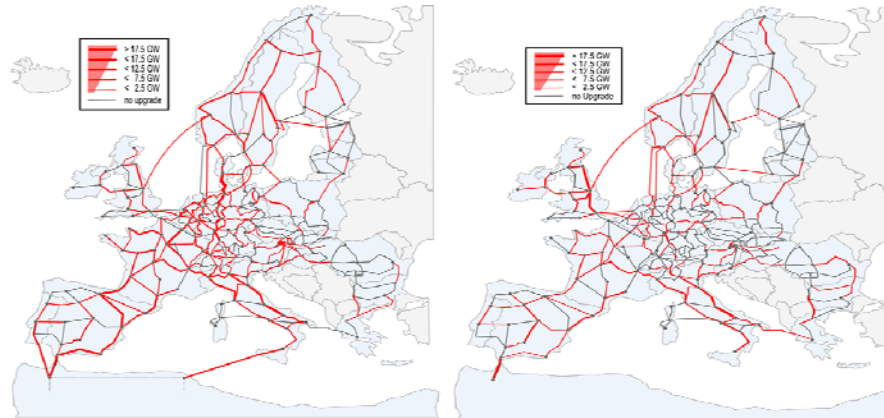


L'étude présente, en tenant compte de ces conditions, deux possibilités d'extension du réseau selon lesquelles 80 % des émissions seraient réduites et 80 % de l'intégration des

¹ "[Roadmap 2050 a closer look: Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions](#)" ["Feuille de route à l'horizon 2050: examen approfondi – Pénétration à moindre coût de l'E-SER et rôle de l'extension des réseaux] (EWI Octobre 2011), méthodologie de l'étude fondée sur la combinaison de l'optimisation économique et physique des infrastructures des réseaux dans le contexte de la feuille de route à l'horizon 2050 proposée par la Commission européenne.

SER seraient réalisés. Le "scénario optimal d'extension du réseau" (à gauche) associé à des coûts minimaux se caractérise par une extension considérable du réseau, avec l'intégration au système d'environ 2/3 des infrastructures de réseau existantes. Dans le "scénario modéré d'extension du réseau" (à droite), la taille du réseau devrait être augmentée d'un tiers par rapport à sa taille actuelle. Il convient de constater que les coûts supplémentaires du réseau sont compensés par les réductions obtenues grâce aux coûts de production inférieurs. C'est pourquoi l'optimisation des coûts de production et de transport de l'électricité exige que l'électricité circule, à long terme, depuis l'extérieur de l'Europe, notamment les zones du nord et du sud, vers l'intérieur de l'Europe.

Figure 2: Scénarios d'extension du réseau (Linderbergen, dia 4)



L'intervenant indique également les résultats de cette optimisation par pays. Selon les estimations, les pays situés favorablement (par exemple, le Danemark, la Norvège et les Pays-Bas) deviendraient des exportateurs nets d'électricité, tandis que d'autres pays (comme l'Allemagne, la France, l'Italie) deviendraient des importateurs nets d'électricité. M. Lindenberger indique qu'il s'agit d'une situation gagnant-gagnant pour tous les États membres impliqués dans ce processus, puisque l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables (SER) serait intégrée à moindres coûts à l'ensemble du système. Il conclut sa présentation par un aperçu des coûts du système. Il indique que ceux-ci augmentent avec la décarbonisation continue de l'économie et l'appel des énergies renouvelables. À long terme, les investissements dans les technologies SER constitueront l'essentiel de ces coûts, tandis que les investissements dans le réseau ne représenteront qu'une plus petite part des investissements totaux nécessaires. On observe une forte augmentation des coûts entre 2010 et 2020 en raison des dépenses importantes réalisées pour atteindre les objectifs de 2020. M. Lindenberger conclut en déclarant qu'une coordination accrue sera nécessaire à l'avenir pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂.

L'intervenant suivant, **M. Carlos Batlle**, professeur à l'université pontificale Comillas et professeur invité au *Massachusetts Institute of Technology* dans le cadre de la MIT Energy Initiative (MITEI), examine les futurs problèmes de conception du marché intérieur de l'électricité face à de grandes quantités d'E-SER. Il transmet tout d'abord trois messages d'importance capitale:

- Le vaste déploiement de l'E-SER a une incidence significative sur le fonctionnement des systèmes énergétiques, les prix à court terme (pas nécessairement une diminution) et les futures palettes énergétiques.
- Pour promouvoir de manière adéquate le marché intérieur de l'énergie, il convient de coordonner le marché de l'électricité dans toute l'Europe. À l'heure actuelle, la Commission européenne et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) encouragent très bien cette coordination à court terme, mais..

- ...au niveau des États membres l'incertitude quant à la future palette énergétique affecte gravement la capacité d'adéquation à long terme des systèmes énergétiques.

Débatant de l'incidence de l'E-SER sur les marchés de l'énergie, M. Carlos Batlle déclare qu'à long terme les technologies renouvelables émettront du CO₂ et permettront de réduire les coûts, mais elles déboucheront également sur des incertitudes quant à l'avenir des technologies de production, notamment des centrales non flexibles. À moyen terme, les technologies SER déboucheront d'abord sur une diminution des prix, mais cette tendance s'inversera à mesure que la pénétration des SER augmentera.

L'intervenant indique à titre d'exemple les résultats de l'étude intitulée "Solar Study", préparée par le Massachusetts Institute of Technology (MIT) sur les effets de la pénétration grandissante de l'électricité solaire dans le système électrique espagnol. Dans un système à faible production d'énergie solaire, la pénétration de l'E-SER permet l'écrêtement de la demande de pointe. Plus la production d'énergie solaire se développera, plus le besoin de sites de production flexibles (par exemple, les centrales à gaz) augmentera, puisque les usines de production d'énergie classiques ne peuvent faire face à la variabilité. Comparant les prix avec ou sans énergie solaire à grande échelle, M. Carlos Batlle indique que les prix sont plus élevés dans le premier cas en raison de la nécessité de mettre en place des sites pour fournir de l'énergie pendant la nuit.

En ce qui concerne le fonctionnement à court terme du réseau énergétique, l'intervenant suggère à l'Europe d'étudier l'efficacité des mécanismes d'adaptation de la demande, bien mieux développés aux États-Unis. En ce qui concerne le fonctionnement à long terme du réseau, il explique que le fonctionnement des marchés de capacités, planifié par les régulateurs nationaux de l'énergie, ne sera efficace que si ceux-ci sont conçus de façon à intégrer les unités de production étrangères au lieu de se limiter à l'échelle nationale. M. Carlos Batlle termine sa présentation en indiquant que les investissements privés dans les infrastructures de production et de fourniture d'énergie sont peu élevés en raison du degré élevé d'incertitude concernant la future structure du réseau et les modèles réglementaires. Il convient de mettre en place un "modèle cible à long terme" sur les approches réglementaires afin d'apporter des clarifications supplémentaires aux investisseurs.

Le député européen **Claude Turmes** ouvre la session de **questions-réponses** par une première question à M. Lindenberger. Il fait part de son inquiétude quant à la probabilité, au niveau politique, de réaliser les futures grandes extensions du réseau électrique à haute tension exigées par le modèle présenté, car il génère des "points chauds" de production. Citant l'exemple de l'Allemagne, M. Turmes indique que le degré d'acceptation politique à l'idée de devenir un "importateur net" est très faible. Il indique ensuite qu'il est indispensable de fixer des objectifs pour être en mesure de faire des projets et d'évaluer les progrès réalisés. Il demande à M. Lindenberger comment il a pu proposer un modèle de quotas pour les SER sans fixer d'objectif quantitatif quant à la pénétration des SER. M. Turmes s'adresse ensuite à M. Batlle pour aborder la question des marchés des capacités et demande si l'augmentation des prix touchera les prix moyens ou les prix à un certain moment de la journée. Il ajoute qu'il est important d'envisager l'intégration de l'énergie solaire en liaison avec les turbines à gaz, très rapides et efficaces, plutôt qu'avec les centrales non flexibles existantes, notamment les centrales nucléaires et à charbon qui seront, quoi qu'il en soit, progressivement supprimées. Il demande ensuite s'il ne conviendrait pas de favoriser des marchés régionaux de capacités comprenant plusieurs États membres plutôt que de mettre en œuvre de marchés nationaux.

M. Lindenberger convient que des objectifs intermédiaires pour 2050 sont indispensables, mais il reste neutre en ce qui concerne les politiques à mettre en place: un modèle de quotas fixant les quantités de SER et doté de mécanismes de fixation des prix, ou encore des modèles de tarifs de rachat accompagnés de mécanismes de marché permettant de

déterminer les quantités, constituent des options politiques valides. Il explique que l'étude n'aborde pas les aspects politiques de la question mais uniquement l'optimisation des coûts globaux de l'extension du réseau. Il conclut son intervention en déclarant que pour soutenir véritablement le développement du marché intérieur de l'énergie, il convient d'attribuer les responsabilités de manière appropriée selon le potentiel et la capacité de chaque État membre.

M. Batlle répond que les prix moyens pourraient être supérieurs ou inférieurs en fonction de la situation du pays. Il signale également que des technologies flexibles seront nécessaires à l'avenir et qu'il faudra résoudre la question de l'appel prioritaire au nucléaire. Il ajoute que dans un marché de l'énergie véritablement intégré, les mécanismes portant sur les capacités doivent être européens plutôt que régionaux ou nationaux; cependant, il observe que le degré d'acceptation de ce modèle au niveau politique est très faible aujourd'hui. Il constate également que la promotion du stockage, qui influence les niveaux de prix, ne ferait que créer davantage d'incertitude.

La **députée européenne Fiona Hall** interroge M. Batlle quant à la nécessité de faire un choix entre les échanges et le stockage et quant à la possibilité d'éliminer les pics de consommation en soirée à l'avenir en encourageant davantage la réponse à la demande globale. M^{me} Fiona Hall commente également les graphiques présentés par M. Batlle sur l'intégration de l'énergie solaire et insiste sur l'incompatibilité entre l'énergie nucléaire et les SER.

M. Batlle répond que, même si le stockage constitue une option importante, la promotion de ce dernier et de mécanismes de marché à travers l'UE a découragé les investisseurs en raison de leur effet négatif sur les prix aux heures de pointe. En ce qui concerne la réponse à la demande, il ajoute que les possibilités sont énormes mais qu'à ce jour elles suscitent peu d'intérêt de la part des GRT en Europe.

M^{me} Ulla Sirkenin du Comité économique et social européen, rapporteure à ce sujet, se demande comment agir à l'avenir sur les prix pour les consommateurs et les industries.

M. Batlle indique que la question des coûts est très pertinente et qu'en Europe il n'est plus nécessaire d'accorder des subventions à des technologies devenues matures. L'énergie éolienne, notamment, est presque compétitive et il en sera de même pour l'énergie photovoltaïque dans quelques années. Il suggère de ne pas répercuter les coûts de soutien à l'E-SER uniquement sur les prix de l'électricité et propose que la charge soit répartie entre tous les tarifs énergétiques (pétrole, gaz, carburant, etc.).

Session 2: Interaction des régimes nationaux de soutien en matière d'énergies renouvelables dans le marché intérieur européen de l'énergie

M. **David Buchan**, chargé de recherche principal à l'*Oxford Institute for Energy Studies*, prépare le terrain pour les prochains intervenants avec une présentation intitulée "Régimes de soutien en matière d'énergie renouvelable". Il indique tout d'abord que des mécanismes de soutien ont été mis en place bien avant l'introduction d'objectifs en matière d'E-SER, comme c'est le cas au Danemark par exemple. Les deux principaux types de mécanismes de soutien sont les tarifs de rachat et les quotas obligatoires. Les tarifs de rachat prévoient un taux fixe de subventions par kWh transféré au réseau pendant une période déterminée; ils sont conçus pour couvrir tous les coûts et les profits des producteurs. Les primes de rachat, qui sont une variante des tarifs de rachat, fixent un plafond des prix de marché de l'électricité. Grâce aux quotas obligatoires et aux certificats verts, le gouvernement fixe la quantité d'énergies renouvelables tandis que le marché fixe les prix. Les quotas tendent à favoriser les technologies arrivées à maturité, comme l'énergie éolienne terrestre et la biomasse. L'intervenant présente ensuite les différents mécanismes de soutien appliqués en Europe (Figure 3a) et les interactions entre les régimes de soutien (figure 3b).

Figure 3a: carte des différents régimes de soutien (buchan, dia 4)

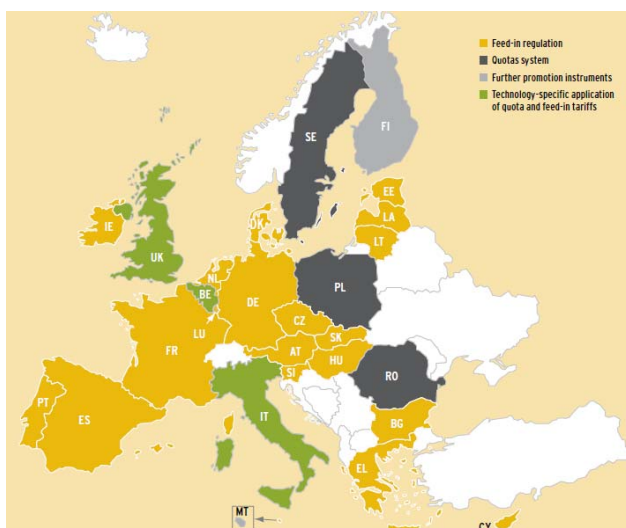
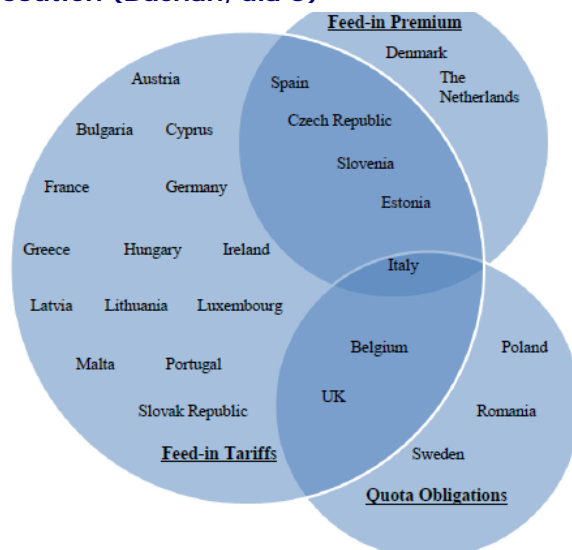


Figure 3b: interaction entre les régimes de soutien (Buchan, dia 5)



L'intervenant affirme que les régimes de soutien ont produit de très bons résultats en termes de production et indique que 21 États membres ont atteint ou dépassé leurs objectifs intermédiaires 2011-2012 en matière de SER dès l'année 2010. À ce stade, il observe un retard des infrastructures en ce qui concerne la production. Au sujet du niveau des coûts, M. Buchan montre dans quelle mesure le soutien a continué à s'accroître en Allemagne alors qu'il a été suspendu en Espagne en raison d'un moratoire. D'autres facteurs de coût, comme les contraintes financières, doivent être examinés, en particulier pour les îles énergétiques, comme le Royaume-Uni, qui ne peuvent exporter facilement leurs SER excédentaires vers les pays voisins. Les coûts d'équilibrage et les investissements nécessaires aux infrastructures sont également mentionnés. En ce qui concerne la structure des régimes de soutien en matière de SER – généralement financés par des subventions prélevées sur la consommation – M. Buchan fait remarquer le caractère particulier de cette pratique puisque les projets SER sont gourmands en investissements et n'exigent que de faibles coûts d'exploitation; le mécanisme de soutien le plus logique et le plus équitable serait donc, d'après lui, les crédits d'impôt à l'investissement. **Toutefois, le financement à l'aide d'une**

taxe sur la consommation présente l'avantage de ne pas ajouter de charge supplémentaire sur les budgets des gouvernements, mais manque généralement de transparence pour le public.

M. Buchan poursuit en déclarant que les tarifs de rachat semblent généralement plus efficaces, étant donné la difficulté d'établir le juste prix et de l'ajuster de manière appropriée au fil du temps. Il indique également que la stabilité et la transparence caractérisent les bons régimes de soutien. L'intervenant présente trois "mauvais exemples" de régimes de soutien, notamment en Espagne, en République tchèque et en Bulgarie. Les régimes des deux derniers ont introduit des taxes rétroactives en 2010, tandis que l'Espagne a fixé une limite annuelle pour les heures de paiements de soutien en 2010. Ensuite, il mentionne également la particularité du secteur de l'énergie solaire, très sensible à l'évolution des régimes de soutien.

Dans ses conclusions, M. Buchan estime qu'à l'avenir, les décideurs politiques devront clairement déterminer le rôle de l'énergie renouvelable: si les SER devaient être soutenues en tant que politique industrielle, alors les régimes de soutien permettront d'y parvenir assez bien. Cependant, si le principal objectif de la mise en place de SER est la réduction des émissions de CO₂, alors il semble que la forme de soutien actuelle soit trop onéreuse.

M^{me} Corinna Klessmann, conseillère en gestion à Ecofys, débute sa présentation avec "les interactions entre les régimes de soutien en matière de SER et le marché intérieur de l'électricité" en posant trois questions primordiales nécessitant une réponse: (1) comment l'E-SER a-t-elle été intégrée dans le marché de l'électricité?; (2) les régimes de soutien à l'E-SER ont-ils entravé le marché de l'électricité?; (3) faut-il faire converger davantage les régimes de soutien à l'E-SER?

Sur la base de la présentation précédente, l'intervenante décrit la façon dont l'E-SER a été intégrée dans les marchés de l'électricité. Elle fait remarquer que l'intégration a été différente en fonction des régimes de soutien: elle a été centrale dans le cadre des tarifs de rachat, tandis que les producteurs vendaient directement l'E-SER sur les marchés dans le cadre d'autres régimes de soutien. Les tarifs de rachat apparaissent comme des sources de revenu plus fiables, puisqu'ils assurent un niveau constant de revenus, alors que les risques sont plus élevés pour les autres régimes de soutien. Contrairement à la présentation précédente, M^{me} Klessmann indique que les quotas sont plus onéreux que les tarifs de rachat en termes de soutien car l'augmentation des risques est prise en compte dans le prix. M^{me} Klessmann présente les résultats du projet intitulé "RE-shaping" qui cherchait à intégrer plusieurs éléments (par exemple, le délai de clôture, les prix spot) afin d'évaluer la capacité de réaction des marchés de l'électricité: elle dépeint un tableau très contrasté pour l'Europe, ce qui, à son tour, a influencé la pertinence des régimes de soutien pour chaque État membre.

Passant à la deuxième question, M^{me} Klessmann indique que les marchés de l'électricité fonctionnent toujours de manière appropriée, même lorsqu'ils sont accompagnés de régimes de soutien, car l'E-SER peut s'échanger librement au-delà des frontières. Toutefois, en raison des impacts majeurs de l'augmentation des parts d'E-SER, il semble raisonnable de coordonner les politiques, notamment en vue de contrôler les incidences sur les flux de bouclage et les besoins en infrastructures.

M^{me} Klessmann présente ensuite les meilleures pratiques des États membres concernant les régimes de soutien en matière de SER. Tout d'abord, il convient d'établir un cadre réglementaire stable afin de garantir la sécurité des investissements. Ensuite, selon M^{me} Klessmann, il faut évaluer les risques d'investissement liés aux technologies et aux conditions en matière de SER. Elle insiste tout particulièrement sur ce dernier point, étant donné la nature capitaliste des technologies SER. Troisièmement, il est nécessaire d'ajuster le niveau de soutien aux technologies et aux conditions du marché. L'intervenante

attire ensuite l'attention du public sur les obstacles spécifiques que l'harmonisation a permis de surmonter: questions financières, acceptation du public et besoins en infrastructures. En ce qui concerne l'harmonisation des régimes de soutien en matière de SER en Europe, l'intervenante fait remarquer qu'elle peut, en théorie, s'avérer très utile. Dans la pratique, cependant, si l'harmonisation n'est pas planifiée ou mise en œuvre de façon appropriée, elle peut conduire à des complications, voire à une impasse, dans le développement des SER. L'intervenante indique qu'il ne s'agit pas de la seule façon de viser la convergence des marchés d'E-SER. La coopération, la coordination et l'application de meilleures pratiques sont de bonnes alternatives à l'harmonisation des régimes de soutien. **M^{me} Klessmann** déclare ensuite que les efforts consentis par la Commission pour diffuser de meilleures pratiques et des orientations sur les mécanismes de coopération constituent une avancée positive vers l'intégration accrue du marché. Pour conclure sa présentation, l'intervenante recommande de recourir à une combinaison d'approches ascendantes et descendantes dans la mise en œuvre des meilleures pratiques en vue de parvenir à l'intégration de l'E-SER sur le marché.

Le dernier intervenant, **M. Jaroslave Knápek**, chef du *Department of Economics, Management and Humanities* de l'université technique tchèque de Prague, débute sa présentation intitulée "Les régimes de soutien en matière de SER et le marché intérieur de l'énergie: la situation en Europe centrale et orientale (ECO)". Il présente tout d'abord quelques statistiques permettant de comparer la situation actuelle de l'ECO et de l'UE-17². Ces statistiques indiquent que la contribution de l'ECO à la production de SER dans l'UE-27 sera inférieure à 10 % d'ici 2020, tandis qu'elle est nettement supérieure à celle de l'UE-17 en ce qui concerne la production de biomasse. En réponse aux précédentes présentations, M. Knápek fait remarquer que la contribution de l'ECO à la production de SER ne se limite pas à la production d'électricité, mais qu'elle concerne également dans une large mesure le chauffage et le refroidissement (46 %), ainsi que le transport (28 %). Après avoir fourni, à titre d'exemples, quelques statistiques sur la République tchèque, la Slovaquie et la Hongrie, il indique que la production de SER est répartie de manière inégale entre les pays de l'ECO. M. Knápek passe ensuite à un classement des régimes de soutien en matière de RES dans l'ECO où l'on distingue trois types de régimes:

- Quotas + certificats verts négociables en Pologne et en Roumanie,
- Tarifs de rachat en République tchèque, Slovaquie, Bulgarie, Hongrie, Lettonie, Lituanie et Slovénie,
- Primes de rachat (exclusivement) en Estonie.

M. Jaroslave Knápek souligne que l'on observe des variations considérables dans les régimes de soutien en matière de SER, même lorsque le même instrument est appliqué. Les tarifs de rachat peuvent varier en fonction de la période de garantie, l'existence d'un plafond pour une technologie donnée, la capacité de production, et sont parfois associés à une procédure d'appel d'offres. Les certificats verts négociables peuvent varier selon la période de garantie et le nombre de contrats conclus. D'autres barrières non financières, comme les procédures d'autorisation, ont également freiné le développement de projets SER. M. Knápek fait ensuite remarquer qu'il n'y a pas de différences significatives en termes de coûts d'investissement dans les technologies spécifiques et que l'explosion des coûts de soutien observée ces dernières années a conduit à des pressions encourageant la réduction du développement des SER.

En guise de conclusion de cette section, M. Knápek reconnaît que la divergence des régimes nationaux de soutien a abouti à dresser des barrières à l'entrée des nouveaux investisseurs, à une augmentation des coûts opérationnels ainsi qu'à des externalités économiques à

² ECO10: Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne, Roumanie*, Slovaquie, Slovénie, États membres depuis 2004 (*2007)
UE-17: autres États membres

l'échelle de l'UE. Il donne ensuite un aperçu de l'état de l'intégration de l'E-SER dans l'ECO, en indiquant que l'E-RES a déjà atteint un niveau d'"absorption" technique à court terme dans plusieurs États membres et qu'un couplage des marchés à court terme avait été appliqué dans plusieurs pays (par exemple, CZ, SL et HU). Dans ses conclusions, M. Knápek affirme que les marchés énergétiques intégrés et les infrastructures de développement doivent être considérés comme prioritaires pour l'avenir du système énergétique européen. En outre, il indique que la coexistence de SER et d'énergie conventionnelle doit être envisagée à long terme, notamment en vue de garantir la stabilité du réseau.

Le député européen **Claude Turmes** ouvre la dernière session de **questions-réponses** et demande à M^{me} Corinna Klessmann si une convergence du secteur de l'énergie conventionnelle, très rigide à l'heure actuelle, est possible ou nécessaire. Il demande également comment traiter, au niveau politique, le problème des profils de risque financier de certains pays, qui augmentent les coûts du capital des SER à des niveaux qui compensent, voire excèdent l'avantage des coûts de production inférieurs engendrés par l'augmentation du rayonnement solaire. En réponse à la présentation de M. Buchan, M. Turmes indique qu'en évaluant les coûts du soutien des SER, il faut également tenir compte des subventions accordées actuellement et par le passé à la production d'énergie conventionnelle pour se faire une idée complète de la situation économique. En outre, il souligne que les technologies SER ne présentent aucune externalité alors que la production d'énergie conventionnelle entraîne des externalités climatiques et autres considérables, comme la catastrophe de Fukushima, qui doivent être comprises dans les prix du marché.

De même, la députée européenne **Fiona Hall** demande à David Buchan de contextualiser davantage le débat sur les coûts des externalités et des technologies SER, notamment eu égard à l'augmentation des prix du pétrole et du gaz. Concernant la déclaration de M. Buchan sur les îles énergétiques, M^{me} Hall se demande si les contraintes financières ne sont pas liées aux problèmes d'inflexibilité du système, ce qui défavorise le fonctionnement des technologies SER.

M^{me} Klessmann reconnaît que la convergence du secteur de l'énergie conventionnelle et l'accroissement de la flexibilité constituent d'importants facteurs de promotion de l'intégration de l'E-SER. Cependant, il n'y a actuellement aucun débat sur la question entre les États membres et il est peu probable qu'il y en ait un en raison du principe de subsidiarité. Elle reconnaît également que, dans certains pays, la prime de risque conduit à des coûts d'investissement très élevés dans les SER et qu'il faut par conséquent que la politique énergétique soit intégrée aux programmes économiques plus généraux.

David Buchan réagit au commentaire de Claude Turmes en indiquant que le soutien financier en faveur des énergies renouvelables n'est pas indésirable en soi, mais il pense cependant que dans certains cas ce soutien mériterait d'être "organisé de façon rationnelle". Au sujet des primes de risque par pays, il précise que des conditions de concurrence égales, une méthodologie commune et un objectif communautaire en matière de soutien permettraient de réduire les coûts liés aux risques par pays.

Ensuite, il s'adresse à Fiona Hall et signale que les prix du pétrole et du gaz sont assurément importants. En ce qui concerne le financement des capacités, il indique que le problème est principalement lié à un goulet d'étranglement entre les frontières anglaise et écossaise.

M. Knápek conclut cet atelier en déclarant que les goulets d'étranglement du réseau transfrontalier entre les pays de l'ECO et les flux de bouclage ont engendré des problèmes, ce qui met en lumière que la future extension du réseau de transport sera essentielle à la résolution de ces questions à l'avenir.