

Énergies nucléaire et renouvelables

Effets systémiques dans les réseaux
électriques bas carbone

Synthèse

Développement de l'énergie nucléaire

Énergies nucléaire et renouvelables : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone

Synthèse

La version complète de cette publication est disponible en anglais sur le site :
www.oecdbookshop.org

© OCDE 2012

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

Synthèse

Qu'entend-on par « effets systémiques » ?

Les centrales de production d'électricité ne sont pas des éléments isolés. Elles interagissent entre elles ainsi qu'avec les consommateurs et l'environnement naturel, économique et social par l'intermédiaire du réseau électrique. Cela signifie que la production d'électricité génère des coûts qui dépassent le périmètre d'une centrale individuelle. L'intermittence de la production, la congestion des réseaux ou l'instabilité accrue des réseaux peuvent tous constituer des effets externes ou effets systémiques. D'autres effets concernent la qualité de l'environnement naturel ou les risques pour la sécurité d'approvisionnement. La prise en compte de tels effets peut changer considérablement les coûts des différentes technologies de production du point de vue soit d'un investisseur privé, soit de l'ensemble de la société.

Cette étude est axée sur les effets systémiques de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables variables comme l'éolien et le solaire, leur interaction devenant de plus en plus importante dans la décarbonisation des systèmes de production d'électricité des pays de l'OCDE. L'intégration des énergies renouvelables variables est une question complexe qui affecte profondément la structure, le financement et le mode d'exploitation des systèmes électriques en général et la production électronucléaire en particulier. Cette étude, supervisée par le Groupe de travail sur l'économie de l'énergie nucléaire (GTEN) de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE, présente les principaux effets systémiques, propose des méthodologies pour les évaluer et apporte des estimations empiriques systématiques de leurs coûts associés.

L'introduction d'une part importante d'énergies renouvelables variables génère des impacts qui n'ont pas été pris en compte jusqu'à présent et qui incluent entre autres les surcoûts pour les réseaux de transport et de distribution, le besoin accru d'un équilibrage à court terme et la création d'une capacité de réserve à long terme. Le déploiement des énergies renouvelables variables affecte également l'économie des technologies programmables de production d'électricité, en particulier la production électronucléaire, à la fois sur le court et le long terme.

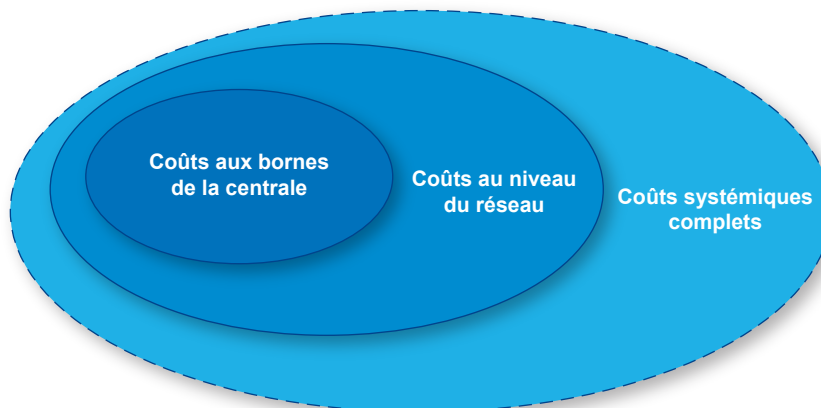
À court terme, et en conservant la structure actuelle du mix de production électrique, toutes les technologies programmables (nucléaire, charbon et gaz) vont subir une baisse des prix moyens de l'électricité et une réduction de leurs facteurs de charge. Grâce à des coûts variables relativement faibles, les centrales nucléaires existantes vont être relativement moins pénalisées que les centrales à gaz et à charbon, dont la rentabilité est déjà considérablement affectée dans certains pays. À long terme cependant, les technologies ayant des coûts fixes élevés comme l'énergie nucléaire, seront pénalisés de manière disproportionnée par la difficulté de financer de tels projets dans un contexte de prix bas et volatiles.

L'importance de ces différents effets va dépendre de la part d'énergies renouvelables variables introduite dans le mix énergétique, des conditions locales et du niveau du prix du CO₂. Ce dernier facteur est particulièrement important. Bien qu'elle ait des coûts systémiques qui lui sont propres, l'énergie nucléaire reste la seule source d'électricité programmable à faibles émissions de CO₂, en dehors de l'hydraulique dont la capacité disponible est néanmoins limitée. Le prix du carbone va donc être un outil de plus en plus important pour différencier les technologies programmables à faibles émissions de CO₂ de celles à hautes émissions.

Toutes les technologies de production d'électricité créent des effets systémiques. Du fait qu'elles sont connectées au même réseau physique et fournissent le même marché, elles ont un impact les unes sur les autres ainsi que sur la capacité totale disponible pour satisfaire la demande à tout moment. Leurs interdépendances sont accrues par le fait que seules de petites capacités de stockage d'électricité sont disponibles à des coûts compétitifs. Certaines énergies renouvelables variables telles que l'éolien et le solaire génèrent cependant des effets systémiques qui sont, au vu des résultats de cette étude, supérieurs à ceux des technologies programmables d'au moins un ordre de grandeur.

Dans cette étude, les coûts systémiques sont définis comme l'ensemble des coûts au-delà des coûts de production aux bornes de la centrale permettant de fournir de l'électricité à une charge et un niveau de sécurité d'approvisionnement donnés. En principe, une telle définition des coûts systémiques devrait inclure également des coûts externes au marché de l'électricité, tels que les coûts environnementaux ou les impacts sur la sécurité d'approvisionnement. Cette étude reste cependant axée principalement sur les coûts engendrés au sein du système électrique pour les producteurs, les consommateurs et les exploitants de réseau de transport. Ce sous-ensemble des coûts systémiques véhiculés par le réseau électrique est désigné dans l'étude par « coûts au niveau du réseau » ou « coûts réseau » (voir figure ES.1 ci-dessous).

Figure ES.1 : Coûts aux bornes de la centrale, coûts au niveau du réseau et coûts systémiques complets



Les coûts systémiques relatifs au réseau constituent déjà de vrais coûts monétaires. Ils représentent des coûts actuels ou à venir pour les producteurs, les consommateurs, les contribuables ou les exploitants de réseau de transport. Ces coûts réseau, induits par la variabilité des énergies renouvelables, peuvent être globalement divisés en deux catégories : (1) coûts des investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités au réseau et (2) coûts supplémentaires pour l'équilibrage à court terme de la production et de la demande et pour le maintien à long terme de capacités de réserve suffisantes pour garantir l'approvisionnement face à l'intermittence des énergies renouvelables variables.

Cette étude ne néglige pas les « coûts systémiques complets » au-delà des coûts réseau mais ne cherche pas à les évaluer systématiquement sous forme monétarisée. Les coûts systémiques complets comprennent des effets auxquels il est difficile d'attribuer une valeur monétaire et qui, au-delà du secteur de l'énergie, concernent le développement économique et le bien-être d'un pays. Cet ensemble plus large des coûts systémiques comprendrait également les externalités environnementales, autres que les émissions de CO₂, les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement ou sur la position stratégique d'un pays ainsi que d'autres effets positifs ou négatifs relatifs à l'innovation technologique, au développement économique, aux accidents, aux déchets, à la compétitivité ou à l'exportation.

Cette étude s'intéresse également aux effets financiers et dynamiques que des énergies renouvelables variables imposent aux autres moyens de production d'électricité. Ces derniers sont difficiles à conceptualiser, peuvent ne pas être considérés comme des externalités au sens traditionnel du terme et sont difficiles à quantifier à ce stade du débat. Cependant, ils constituent peut-être les impacts les plus intensément ressentis par les producteurs d'électricité et pourraient avoir, à terme, les effets les plus profonds sur la gestion et la structure des marchés de l'électricité. Les trois effets principaux faisant partie de cette catégorie sont :

- la baisse et l'instabilité des prix de l'électricité sur les marchés de gros dues à l'afflux des énergies renouvelables variables ayant de faibles coûts marginaux ;
- la réduction des facteurs de charge des technologies programmables (« effet de compression ») du fait que l'électricité produite par les énergies renouvelables jouit d'un accès prioritaire au réseau devant les technologies programmables ;
- le creusement d'un écart entre les coûts de production de l'électricité et les prix des marchés de gros dû à la désoptimisation de la structure de production actuelle combinée à l'afflux des énergies renouvelables.

En proposant une évaluation des coûts réseau, des coûts systémiques complets et des impacts financiers propres à chaque technologie de production d'électricité, cette étude reconnaît qu'elle contribue à un débat, parfois très technique, sur la structure d'approvisionnement d'un pays en électricité, qui n'a pas encore fourni de conclusions définitives et où différents points de vue sont défendus avec ardeur par leurs partisans. Les conclusions présentées dans cette étude, et dans une certaine mesure même les méthodologies proposées, sont ainsi susceptibles d'être perfectionnées voire améliorées à l'avenir.

Néanmoins, l'étude a pour objectif d'attirer l'attention sur le fait que les coûts systémiques représentent une part de plus en plus importante des coûts complets de l'électricité et doivent être reconnus et internalisés afin d'éviter de mettre en péril la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans les années à venir. Elle fournit également la première évaluation systématique des coûts au niveau du réseau de différentes technologies dans six pays de l'OCDE. Elle fait donc avancer la discussion sur cette question clé susceptible de façonner l'avenir de l'approvisionnement électrique dans les pays de l'OCDE, et en particulier celui de l'énergie nucléaire, dans les années à venir.

Énergie nucléaire et effets systémiques

Ce rapport étudie les effets systémiques des technologies de production d'électricité en général, et ceux des énergies renouvelables variables et de l'énergie nucléaire en particulier. Il considère également la capacité de l'énergie nucléaire à contribuer à l'internalisation des coûts systémiques dus à l'intermittence dans des systèmes électriques décarbonés.

Les effets systémiques les plus importants de l'énergie nucléaire relèvent des exigences en matière de localisation des centrales, des implications de leur implantation sur la configuration et les caractéristiques techniques du réseau électrique, ainsi que des besoins spécifiques en matière d'équilibrage liés à la taille des centrales nucléaires. Les contraintes en matière d'implantation et la durée parfois longue du choix de site peuvent également affecter la rentabilité des centrales nucléaires en imposant des adaptations à la conception de la centrale ou en ayant des conséquences sur son rendement. Cependant, ces coûts sont principalement pris en charge par le responsable de la centrale et, ainsi, les coûts supplémentaires imposés au système électrique dans son ensemble restent très limités. En particulier, les centrales nucléaires imposent au système électrique des conditions plus contraignantes en termes de stabilité et de sécurité des réseaux ainsi que des contraintes particulières pour la configuration de ces derniers. Ces contraintes dépendent des différentes réglementations propres à chaque pays de l'OCDE.

L'énergie nucléaire peut engendrer des coûts d'équilibrage supplémentaires si l'exploitant du réseau de transport doit augmenter le niveau de réserve tournante afin de garantir le même niveau de stabilité et de fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Une centrale nucléaire de grande taille peut en fait nécessiter l'augmentation de cette réserve pour compenser, selon le critère N-1, le risque d'une baisse de la fréquence du réseau en cas d'arrêt du réacteur. Tous ces coûts systémiques sont réels mais de l'ordre de 2-3 USD par MWh, c'est-à-dire à peine supérieurs à ceux des autres technologies programmables. Ils sont par contre très inférieurs à ceux des énergies renouvelables variables (voir tableau ES.2).

La capacité des centrales nucléaires à gérer les effets systémiques des autres technologies, en particulier ceux des énergies renouvelables variables, est aussi importante que ses propres effets systémiques. L'intermittence à court terme des centrales éoliennes et solaires impose aux moyens de production programmables qui fournissent la charge résiduelle de modifier leur charge dans des proportions importantes et dans des délais très courts. La capacité à suivre la charge devient un critère de plus en plus important pour faire un choix parmi les différentes technologies de réserve. Il est important de rappeler que parmi celles-ci, seuls le nucléaire et l'hydraulique n'émettent pas de gaz à effet de serre au cours de la production d'électricité.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, les centrales nucléaires sont exploitées à un niveau de puissance stable et proche de la pleine capacité pour fournir de l'électricité en base. Tant que les prix sont stables, ce mode d'exploitation est non seulement le plus simple mais également le plus rentable. Pour différentes raisons, il existe de nombreuses expériences de suivi de charge dans les centrales nucléaires françaises et allemandes. En France, la capacité nucléaire est supérieure aux besoins en base pendant certaines périodes, au cours desquelles il est nécessaire de réduire le taux de charge. En Allemagne, la part plus importante d'énergies renouvelables variables a plusieurs fois conduit à des prix inférieurs aux coûts marginaux du nucléaire, et parfois même à des prix négatifs, ce qui a contraint les opérateurs nucléaires à baisser la charge.

D'après les expériences française et allemande, les centrales nucléaires ont les capacités techniques pour fonctionner en suivi de charge. Les données utilisées dans l'étude sont d'ailleurs basées sur les réacteurs actuellement en exploitation en Allemagne et en France. Une généralisation à d'autres pays dépendrait des technologies de réacteur spécifiques utilisées. Cependant, les résultats présentés ici sont cohérents avec la spécification des électriciens européens (*European Utility Requirements*, EUR) et montrent que les capacités de suivi de charge à court terme des centrales nucléaires sont comparables à celles des centrales à charbon et légèrement en-deçà de celles des centrales à gaz à cycle combiné. Elles restent clairement inférieures à celles des turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) mais les coûts variables très élevés de ces dernières limitent leur utilisation aux besoins de pointe les plus extrêmes (voir tableau ES.1 ci-dessous). Une centrale thermique fonctionnant en suivi de charge peut varier sa puissance dans une plage donnée, spécifique à chaque technologie. Dans le cas du nucléaire, les réacteurs de conception nouvelle peuvent réduire leur charge jusqu'à 25 % de leur puissance nominale, alors que la plupart des conceptions antérieures ne peuvent guère être exploitées en dessous de 50 % de leur puissance nominale pour des périodes prolongées.

Tableau ES.1 : Comparaison des capacités de suivi de charge des centrales programmables

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

Sources : EC JRC, 2010 et AEN, 2011.

La présente étude propose également des estimations de la valeur économique générée par le suivi de charge. Cette valeur dépend de la volatilité des prix de l'électricité, des coûts marginaux et des exigences relatives à la charge minimale de la centrale opérant dans ce mode. Si les bénéfices directs pour un exploitant nucléaire restent assez limités, de l'ordre de 1 USD par MWh, le fonctionnement en suivi de charge des centrales nucléaires contribue à la stabilisation de la charge programmable résiduelle et du prix de l'électricité. Les bénéfices pour le système électrique sont certainement plus élevés quoiqu'impossibles à chiffrer dans le cadre de cette étude.

La charge programmable résiduelle peut être encore stabilisée par la gestion saisonnière du parc nucléaire, comme le montre l'exemple français. Une gestion optimale des arrêts réguliers nécessaires aux rechargements et à la maintenance permet de réduire l'impact sur la disponibilité du parc programmable (de 6,4 GW dans le cas français) et par conséquent les besoins d'investissement dans d'autres moyens de production. Le bénéfice a été estimé à environ 1 USD par MWh, ou légèrement en dessous de cette valeur, selon les hypothèses utilisées. Bien que ces considérations s'appliquent principalement aux pays dont le mix énergétique accorde une grande part au nucléaire, les gains totaux au niveau du système électrique peuvent être importants.

Mesurer les effets systémiques

La contribution principale de la présente étude repose sur l'évaluation qualitative détaillée des coûts systémiques complets et l'évaluation quantitative explicite des coûts systémiques au niveau du réseau. Comme indiqué précédemment, une évaluation complète des coûts systémiques doit non seulement inclure les coûts de connexion, d'extension et de renforcement du réseau ainsi que les coûts techniques et financiers de l'intermittence mais également les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement et sur l'environnement au niveau local et global, ainsi que les problématiques d'implantation et de sûreté des installations (dans leurs aspects à la fois objectif et subjectif). La production électronucléaire se positionne relativement bien dans la plupart de ces aspects. Une comparaison approfondie des impacts environnementaux, au niveau local et global, a été réalisée pour différentes formes de production d'électricité dans le cadre du projet NEEDS¹. Les résultats de cette étude, ainsi que la comparaison des impacts d'accidents industriels majeurs dans le domaine de l'énergie, sur la base des données collectées par l'Institut Paul Scherrer et l'Organisation mondiale de la santé (OMS), montrent que l'énergie nucléaire se place relativement mieux que ses concurrents dans ces aspects cruciaux en matière d'acceptabilité publique. Mais ces comparaisons restent des sujets très sensibles.

La contribution la plus innovante de l'étude est certainement l'évaluation quantitative systématique des coûts systémiques au niveau du réseau dans plusieurs pays membres de l'OCDE, notamment l'Allemagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la République de Corée et le Royaume-Uni. À partir d'une méthodologie commune et de données issues d'études nationales, les coûts d'équilibrage² à court terme, d'adéquation de capacité³ à long terme ainsi que les coûts de connexion, d'extension et de renforcement de réseau ont été calculés pour différentes technologies de production électrique. Les technologies considérées dans l'étude sont le nucléaire, le charbon, le gaz, le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre et offshore. Les coûts systémiques ont été calculés pour des niveaux de pénétration des différentes technologies de 10 % et de 30 %.

Les résultats montrent que les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et généralement inférieurs à 3 USD par MWh. Ces coûts sont considérablement plus élevés pour les technologies variables et peuvent atteindre 40 USD par MWh pour l'éolien terrestre,

1. Le projet récent NEEDS (*New Energy Externalities Development for Sustainability*) financé par l'Union européenne, a établi un inventaire des cycles de vie pour les différents scénarios d'approvisionnement en électricité (voir le site web du projet, www.needs-project.org) et a mis à jour de nombreuses estimations antérieures des externalités.

2. L'équilibrage fait référence à la capacité de préserver la performance requise du système minute par minute, même en présence d'incertitudes dans les niveaux d'offre et de demande.

3. L'adéquation du système électrique fait référence à sa capacité de satisfaire la demande à tout moment, prenant en compte les variations de l'offre et de la demande, le taux probable de non disponibilité de différentes composantes du système, le retrait programmé de centrales électriques, etc.

45 USD par MWh pour l'éolien offshore et 80 USD par MWh pour le solaire. Pour ces technologies, les besoins d'adéquation du réseau et de connexion en constituent la partie la plus importante. Les coûts systémiques des énergies renouvelables variables seraient inférieurs d'environ 10 à 20 USD (26 USD dans le cas du solaire britannique) par MWh si les coûts relatifs au besoin de disposer de capacité de réserve n'étaient pas inclus. Ceci suppose que les réseaux électriques actuels des pays de l'OCDE disposent déjà de moyens programmables suffisants pour couvrir la demande électrique à tout instant. Cette hypothèse, qui peut être admise à court terme, ne peut l'être à long terme lorsque la capacité existante devra être remplacée⁴.

Tableau ES.2 : Coûts systémiques au niveau du réseau dans quelques pays de l'OCDE

Allemagne												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	7,96	8,84	7,96	8,84	19,22	19,71
Coûts de rééquilibrage	0,52	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	6,41	3,30	6,41	3,30	6,41
Connexion au réseau	1,90	1,90	0,93	0,93	0,54	0,54	6,37	6,37	15,71	15,71	9,44	9,44
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	22,23	0,92	11,89	3,69	47,40
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	2,42	2,25	0,97	0,97	0,54	0,54	19,36	43,85	27,90	42,85	35,64	82,95

États-Unis												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	5,61	6,14	2,10	6,85	0,00	10,45
Coûts de rééquilibrage	0,16	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	5,00	2,00	5,00	2,00	5,00
Connexion au réseau	1,56	1,56	1,03	1,03	0,51	0,51	6,50	6,50	15,24	15,24	10,05	10,05
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	2,20	1,18	1,18	2,77	2,77
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	1,72	1,67	1,07	1,07	0,51	0,51	16,30	19,84	20,51	28,26	14,82	28,27

Finlande												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,06	0,06	0,00	0,00	8,05	9,70	9,68	10,67	21,40	22,04
Coûts de rééquilibrage	0,47	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,70	5,30	2,70	5,30	2,70	5,30
Connexion au réseau	1,90	1,90	1,04	1,04	0,56	0,56	6,84	6,84	18,86	18,86	22,02	22,02
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	1,72	0,12	1,04	0,56	4,87
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	2,37	2,20	1,10	1,10	0,56	0,56	17,79	23,56	31,36	35,87	46,67	54,22

4. Les coûts relatifs à la capacité de réserve programmable pour les renouvelables variables ne sont à prendre en compte que dans les cas où ces dernières sont déployées pour répondre réellement à une nouvelle demande. Si on prend l'hypothèse que les énergies renouvelables variables sont introduites dans des systèmes programmables déjà capables de satisfaire la demande à chaque instant, les coûts de réserve ne sont pas à prendre en compte et les coûts systémiques s'en trouvent par conséquent réduits. L'étude propose également une méthodologie alternative permettant de calculer les coûts de la capacité de réserve.

France												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,08	0,08	0,00	0,00	8,14	8,67	8,14	8,67	19,40	19,81
Coûts de rééquilibrage	0,28	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	1,90	5,01	1,90	5,01	1,90	5,01
Connexion au réseau	1,78	1,78	0,93	0,93	0,54	0,54	6,93	6,93	18,64	18,64	15,97	15,97
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	3,50	2,15	2,15	5,77	5,77
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	2,07	2,05	1,01	1,01	0,54	0,54	20,47	24,10	30,83	34,47	43,03	46,55

République de Corée												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,03	0,03	0,00	0,00	2,36	4,04	2,36	4,04	9,21	9,40
Coûts de rééquilibrage	0,88	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	7,63	14,15	7,63	14,15	7,63	14,15
Connexion au réseau	0,87	0,87	0,44	0,44	0,34	0,34	6,84	6,84	23,85	23,85	9,24	9,24
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,81	2,81	2,15	2,15	5,33	5,33
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	1,74	1,40	0,46	0,46	0,34	0,34	19,64	27,84	35,99	44,19	31,42	38,12

Royaume-Uni												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Éolien terrestre		Éolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0,00	0,00	0,06	0,06	0,00	0,00	4,05	6,92	4,05	6,92	26,08	26,82
Coûts de rééquilibrage	0,88	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	7,63	14,15	7,63	14,15	7,63	14,15
Connexion au réseau	2,23	2,23	1,27	1,27	0,56	0,56	3,96	3,96	19,81	19,81	15,55	15,55
Renforcement et extension du réseau	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,95	5,20	2,57	4,52	8,62	15,18
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	3,10	2,76	1,34	1,34	0,56	0,56	18,60	30,23	34,05	45,39	57,89	71,71

L'estimation des coûts systémiques au niveau du réseau permet également de calculer les coûts complets de l'approvisionnement en électricité avec et sans énergies renouvelables variables. Introduire ces technologies jusqu'à 10 % de l'approvisionnement total en électricité augmente le coût par MWh de 5 à 50 % selon le pays. Avec un taux de pénétration de 30 %, les coûts par MWh pourraient augmenter de 16 à 180 % (ce dernier cas étant relatif à l'utilisation de l'énergie solaire en Finlande).

La fourchette des valeurs estimées est très large et dépend du pays et de la technologie, mais même dans les cas les plus favorables, les coûts systémiques sont trop importants pour être ignorés. Alors que l'éolien terrestre est généralement la technologie variable dont les coûts systémiques au niveau du réseau sont les plus bas et le photovoltaïque solaire celle où ils sont les plus élevés, les différences sont plus marquées selon les pays que selon les technologies. Les conditions géographiques et climatiques locales jouent donc un rôle prépondérant dans les coûts systémiques. Dans une certaine mesure, ces variations peuvent également expliquer la différence entre les attitudes publiques et politiques face au déploiement à grande échelle des énergies renouvelables variables que l'on constate dans différents pays.

Le dernier objectif de l'étude est d'analyser l'impact du déploiement des énergies renouvelables variables sur les facteurs de charge et la rentabilité des technologies programmables à court terme et sur leur part optimale dans le mix de production électrique à long terme. Le tableau ES.3 ci-dessous donne une première indication des baisses des facteurs de charge et des pertes de rentabilité. Les technologies les plus affectées à court terme sont celles ayant les coûts variables les plus élevés : en effet ces technologies sont durement touchées par la chute inévitable des prix de l'électricité entraînée par un apport de 10 % ou de 30 % d'électricité provenant de technologies avec des coûts marginaux nuls.

Tableau ES.3 : Charge électrique et pertes de rentabilité à court terme⁵

Niveau de pénétration		10 %		30 %	
Technologie		Éolien	Solaire	Éolien	Solaire
Pertes de charge	Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	-54 %	-40 %	-87 %	-51 %
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-34 %	-26 %	-71 %	-43 %
	Centrale à charbon	-27 %	-28 %	-62 %	-44 %
	Centrale nucléaire	-4 %	-5 %	-20 %	-23 %
Pertes de rentabilité	Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	-54 %	-40 %	-87 %	-51 %
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-42 %	-31 %	-79 %	-46 %
	Centrale à charbon	-35 %	-30 %	-69 %	-46 %
	Centrale nucléaire	-24 %	-23 %	-55 %	-39 %
Variation du prix de l'électricité		-14 %	-13 %	-33 %	-23 %

À long terme, la situation va changer au fur et à mesure que les technologies à coûts fixes élevés sortent du marché en raison de la diminution du facteur de charge. Avec une demande inchangée, le prix moyen de l'électricité aura tendance à rester stable suite à la reconfiguration du système et à la sortie des moyens de production d'électricité programmables à faible coût marginal, mais la volatilité des prix augmentera fortement.

Une étude basée sur le modèle intégré du marché d'énergie de l'IER de Stuttgart portant sur l'Allemagne confirme au moins les ordres de grandeur des résultats de la présente étude. Ce point est encourageant car les deux méthodologies utilisées sont entièrement différentes.

Les calculs du chapitre 4 de la présente étude ainsi que les résultats du modèle de l'IER, en partie reproduits dans le chapitre 7, montrent que les coûts d'approvisionnement en électricité augmentent de façon considérable avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables. Ceci est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs : coûts d'investissement, coûts d'équilibrage et coûts pour les capacités de réserve plus élevés et dépenses supplémentaires sur les réseaux de transport et de distribution. Ces calculs montrent également un déclin rapide des prix de l'électricité de gros en fonction de la part des énergies renouvelables à faible coût marginal. Les systèmes électriques avec une part d'énergies renouvelables très élevée auront des prix inférieurs ou égaux à zéro pendant un grand nombre d'heures au cours de l'année. Cela représente un défi majeur pour les technologies programmables qui ne reçoivent aucune subvention, contrairement aux énergies renouvelables.

Internalisation des effets systémiques à l'aide des mécanismes de capacité et des changements technologiques

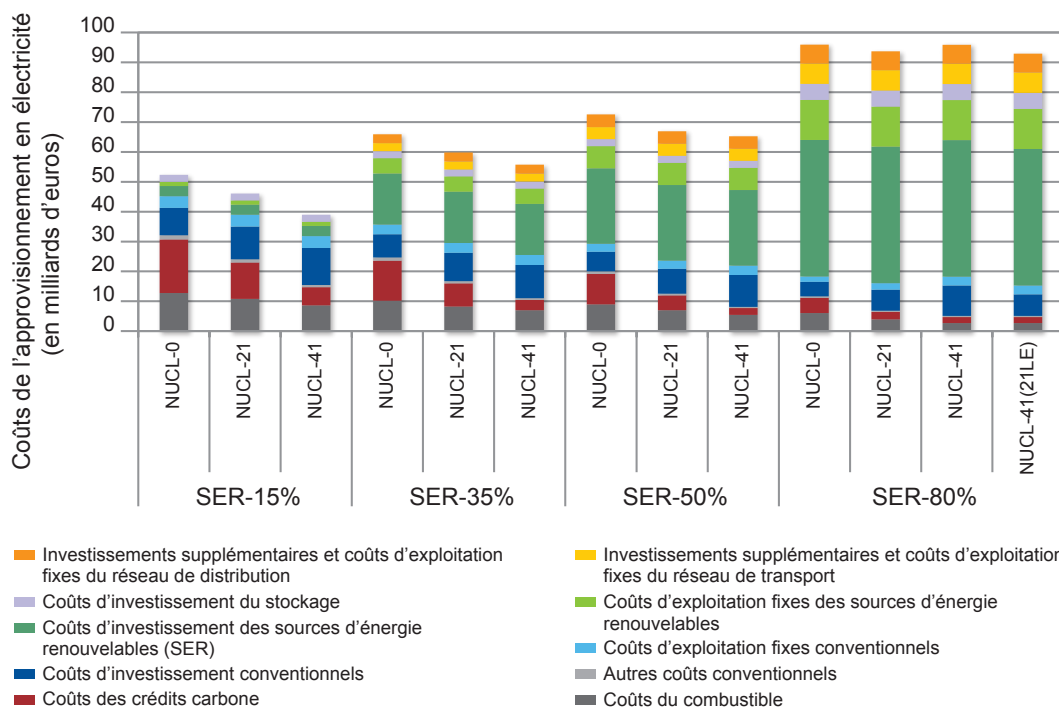
L'introduction de grandes quantités d'énergies renouvelables variables crée, à différents niveaux, une situation radicalement nouvelle sur les marchés de l'électricité de gros qui nécessitera l'adaptation

5. Les données de ce tableau ont été obtenues à partir d'une modélisation du mix de production optimal (au moindre coût) composé du nucléaire, du charbon et du gaz. Le prix de l'électricité est modélisé comme le coût variable de la technologie marginale plus une marge de 10 USD par MWh.

rapide de tous les acteurs. Actuellement, les producteurs d'électricité programmables qui garantissent le bien public que représente la sécurité de l'approvisionnement en électricité, sont soumis à des pressions commerciales grandissantes dues à la baisse des prix de gros et à la réduction des facteurs de charge, liées à la part grandissante des énergies renouvelables subventionnées. Cela nécessite de créer des cadres institutionnels, réglementaires et financiers nouveaux et innovants qui permettraient l'émergence de marchés rémunérant les services dits « de flexibilité » comprenant la fourniture de services d'équilibrage à court terme et, surtout, la mise à disposition de capacités de réserve programmable en quantité suffisante à long terme.

Cela nécessite également de repenser les mécanismes par lesquels les subventions sont accordées. Alors que chaque pays reste libre de choisir son mix énergétique, la combinaison des tarifs de rachat garantis (*feed-in tariff, FIT*) et de la priorité réseau accordée aux énergies renouvelables, signifie qu'il n'y a aucune incitation à ce que celles-ci ajustent leur charge aux conditions générales du marché. Dès à présent, les électriciens tirent une part de plus en plus importante de leurs profits des services d'équilibrage et d'ajustement à travers l'activation des réserves primaires, secondaires et tertiaires afin d'adapter la charge des moyens de production programmables à la production des renouvelables. Même s'il allège les pressions commerciales à court terme, ce mode de gestion du système électrique est inefficace car il crée des coûts supplémentaires qui devront être absorbés par les consommateurs sous forme de tarifs de transport et de distribution plus élevés. D'autres mécanismes seraient plus efficaces que le système actuel : les primes d'achat (*feed-in premiums ou FIPs*) ou bien encore l'obligation pour tous les fournisseurs, y compris les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables variables, d'injecter, heure par heure, des quantités constantes d'électricité dans le système, même si cela implique de les rémunérer pour les coûts supplémentaires.

Figure ES.2 : Coûts de l'approvisionnement annuel en électricité pour l'Allemagne en fonction des différentes parts d'énergies renouvelables et du nucléaire



Note : Les acronymes qui se trouvent sur l'axe horizontal correspondent aux scénarios sans énergie nucléaire (NUCL-0), avec une capacité nucléaire installée de 21 GW (NUCL-21) et de 41 GW (NUCL-41) ; le pourcentage SER donne la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité.

En ce qui concerne les services de flexibilité, l'étude montre qu'il existe essentiellement quatre leviers qui permettent de fournir les services d'équilibrage et les capacités de réserve nécessaires pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande dans les systèmes électriques avec des parts importantes d'énergies renouvelables variables :

- Les réserves tournantes à court terme et la capacité de réserve à long terme fournies par des moyens de production programmables comme le nucléaire, le charbon ou le gaz.
- L'extension des interconnexions entre différents marchés pour lisser les déséquilibres locaux entre l'offre et la demande à l'échelle nationale ou supranationale.
- Le stockage dans le but d'obtenir des réserves de puissance disponibles à court terme selon le besoin.
- La gestion de la demande pour limiter celle-ci en cas d'insuffisance de l'offre.

Dans ce contexte, les mécanismes de capacité pourraient jouer un rôle particulier pour rémunérer les capacités programmables uniquement pour leur disponibilité en cas de besoin. Dès à présent, les effets systémiques techniques et financiers des énergies renouvelables variables créent une pression considérable sur l'adéquation à long terme des systèmes électriques des pays de l'OCDE. Par conséquent, il est évident qu'une part des revenus des technologies programmables, nucléaire inclus, doit provenir d'autres sources pour qu'elles puissent rester sur le marché et fournir les services de réserve nécessaires. La génération de ces revenus supplémentaires peut être envisagée actuellement selon trois directions :

- Les paiements de capacité ou des marchés avec des obligations de capacité dans lesquels des producteurs d'électricité variable doivent acquérir les services d'équilibrage de la part de fournisseurs d'électricité programmable, procurant ainsi à ces derniers des revenus supplémentaires.
- Les contrats à long terme et à prix fixes souscrits par les gouvernements pour garantir des parts de production à des centrales programmables sous la forme de contrats de différence ou de tarifs de rachat garantis.
- La fin progressive des subventions accordées aux énergies renouvelables variables et de leur priorité d'accès au réseau, parallèlement à une allocation réelle des coûts de connexion aux responsables des centrales. Cela ralentirait le déploiement des énergies renouvelables variables qui est actuellement obtenu à un coût considérable et forcerait également l'internalisation des coûts d'équilibrage et de réseau.

Les gouvernements et les autorités de régulation des pays de l'OCDE doivent rapidement lancer des initiatives de formation, de consultation et de formulation d'une politique énergétique cohérente qui permettra la mise en place de tels mécanismes supplémentaires. Ce n'est pas une tâche facile. Tous ces mécanismes vont inévitablement provoquer l'augmentation des prix de l'électricité et être interprétés comme des formes de soutien aux technologies du nucléaire, du charbon ou du gaz, ce qui peut soulever des inquiétudes vis-à-vis des questions de sûreté, d'environnement ou de sécurité de l'approvisionnement. Ces réformes seront difficiles à mener si les raisons qui les motivent, et notamment la nécessaire protection de la sécurité de l'approvisionnement en électricité, qui est un bien public essentiel, ne sont pas expliquées et communiquées de façon convaincante. Cependant, sans ces réformes les menaces pour la sécurité et les risques de rupture de l'approvisionnement en électricité offrent une alternative bien pire.

Ce besoin d'un changement structurel du marché de l'électricité va également favoriser des innovations technologiques. Cette étude aborde deux technologies potentiellement en mesure de modifier la manière de produire et de consommer de l'électricité : les réseaux électriques intelligents (*smart grids*) et les réacteurs modulaires de faible puissance. Les réseaux électriques intelligents ont récemment fait l'objet de toutes les attentions grâce au progrès des technologies de l'information, à un intérêt accru de la part des autorités de régulation, à une meilleure information des consommateurs, ainsi qu'au besoin croissant de flexibilité provoqué par l'arrivée de quantités importantes d'électricité renouvelable variable. En parallèle, un grand nombre d'améliorations ont été mises en place au niveau des infrastructures, de l'exploitation et de la régulation des réseaux, qui ensemble sont susceptibles d'avoir un impact important sur le fonctionnement des différentes parties du système électrique (production, négoce, transport et consommation).

L'arrivée des réseaux électriques intelligents peut aboutir à deux résultats très différents pour l'énergie nucléaire. D'une part, ces réseaux favorisent l'énergie nucléaire car ils aplanissent les courbes de charge et ce faisant, créent à nouveau le besoin d'une production électrique de base, telle que fournie

par les centrales nucléaires. En effet, dans des systèmes avec des parts importantes de sources renouvelables variables et sans réseaux intelligents, les moyens de production de base courent le risque de voir se réduire le nombre d'heures de fonctionnement (effet de compression). Une gestion optimisée de la demande, des reports de charge et l'intégration de moyens de stockage importants permettent, par contre, aux réseaux intelligents de refaçonner la courbe de demande résiduelle. De cette façon, il est possible de modifier la courbe de charge et de rétablir ainsi une demande continue et stable pendant de plus longues périodes. Même dans les systèmes avec une part très importante de renouvelables, on peut ainsi aboutir à une demande minimale pendant un nombre d'heures suffisamment élevé pour permettre à la production nucléaire de base de jouer son rôle.

D'autre part, les réseaux intelligents peuvent encourager une production décentralisée provenant de moyens de production plus petits, où l'équilibre entre l'offre et la demande est réalisé à une échelle locale. Cela limiterait le besoin de grandes centrales fonctionnant en base telles que les centrales électronucléaires. De cette manière, ces centrales pourraient n'être utilisées que dans un mode de suivi de charge, moins rentable d'un point de vue économique, en faisant partie de ce qu'on appelle « centrales électriques virtuelles » au niveau local. Cette question est à suivre de près dans les années à venir.

Du point de vue de l'innovation technologique, le déploiement de petits réacteurs modulaires peut offrir une plus grande flexibilité d'investissement aux électriciens et réduire également les coûts d'équilibrage du système en réduisant la taille des réacteurs. Grâce à leur petite taille, ces réacteurs sont plus faciles à implanter et à intégrer dans le réseau électrique et garantissent une plus grande flexibilité opérationnelle, ce qui permet de réduire les coûts systémiques. D'un point de vue économique, toutefois, les coûts d'investissement par unité de capacité de ces petits réacteurs modulaires restent actuellement encore plus élevés que ceux des réacteurs de grande puissance, ce qui entraîne un coût moyen de production également plus élevé.

Cependant, leur taille plus petite permet d'élargir le portefeuille des moyens de production et de donner plus de flexibilité à la prise de décisions en matière d'investissement. La réduction du temps de construction et la possibilité de fractionner les investissements en plusieurs parties, selon le nombre de modules composant un projet nucléaire, permettent aux électriciens de reporter ou de suspendre le projet en cas de conditions de marché défavorables. Le risque financier global est ainsi réduit. Cette flexibilité pourrait s'avérer particulièrement appréciable sur les marchés déréglementés de l'électricité comprenant des sources d'énergies renouvelables variables, où les prix sont particulièrement imprévisibles.

Recommandations en matière de politique énergétique

Les coûts systémiques sur les marchés de l'électricité sont une question clé. Toutes les technologies génèrent des coûts systémiques mais ceux engendrés par les énergies renouvelables variables sont supérieurs à ceux des technologies programmables d'au moins un ordre de grandeur. En outre, ces coûts systémiques sont en train de créer un marché de l'électricité dans lequel les technologies programmables ne sont plus en mesure de se financer uniquement avec les revenus du marché de gros de l'électricité. De plus, les coûts systémiques ont tendance à augmenter de façon non linéaire avec la part des sources d'électricité variables. Les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont particulièrement inquiétants. Seuls la faiblesse actuelle de la demande en électricité due à la crise économique dans les pays de l'OCDE et le surplus de capacité accumulé au cours de périodes passées plus favorables ont permis d'éviter des tensions plus sérieuses.

Du fait de leur ampleur, les coûts systémiques techniques et financiers ne peuvent plus continuer à être supportés de manière diffuse et non reconnue par les exploitants de technologies programmables à travers des services non rémunérés. Actuellement, les technologies programmables constituent la capacité de réserve des énergies renouvelables variables de manière à répondre à la demande lorsque ces dernières ne sont pas disponibles. Ce service est coûteux et n'est pas actuellement rémunéré. D'un point de vue économique, cela sous-entend que les technologies programmables fournissent une externalité positive non rémunérée sous la forme d'une capacité de réserve flexible à long terme. Les coûts systémiques nécessitent (a) des mécanismes d'allocation équitables et transparents pour garantir un marché de l'électricité durable et (b) de nouveaux cadres de régulation pour garantir la fourniture efficace de services d'équilibrage et de capacité à long terme.

Même si les analyses à venir affineront très probablement les résultats de cette étude, et notamment les estimations empiriques, il est possible dès à présent d'identifier quatre recommandations en matière de politique énergétique.

Recommandation 1

Il est important de garantir la transparence des coûts de production de l'électricité au niveau du système. Dans les pays de l'OCDE, les décisions en matière de politique énergétique qui concernent les marchés de l'électricité doivent se faire en prenant en compte l'ensemble des coûts systémiques relatifs aux différentes technologies. Ne pas le faire aurait pour effet d'entraîner des hausses imprévues du coût total de fourniture de l'électricité, et ce pour de longues années.

Recommandation 2

Des instruments de régulation doivent être préparés avec l'objectif de minimiser les coûts systémiques et de favoriser leur internalisation au moindre coût. Les pays de l'OCDE où la contribution des énergies renouvelables variables est importante doivent planifier et mettre en œuvre des stratégies cohérentes pour l'adéquation à long terme de leurs systèmes électriques. Quatre points ont une importance particulière pour rendre les futurs marchés de l'électricité plus robustes et durables :

- La réduction des revenus des exploitants de moyens de production programmables, due à l'effet de compression, doit être reconnue et compensée de manière adéquate par des paiements de capacité ou des marchés avec obligations de capacité.
- Pour internaliser de manière effective les coûts systémiques d'équilibrage et d'adéquation, tous les exploitants devraient être obligés d'injecter heure par heure des quantités constantes d'électricité dans le système plutôt que des quantités aléatoires d'électricité variable. Dans le cas où l'introduction des énergies renouvelables variables reste une priorité, une compensation supplémentaire et non proportionnelle à la production pourrait être proposée.
- Bien que les coûts de renforcement du réseau et d'interconnexion soient difficiles à imputer à une technologie en particulier, les coûts d'extension et de connexion du réseau doivent être alloués autant que possible aux exploitants concernés.
- Les conséquences de la mise en place de différentes stratégies pour la fourniture de capacités de réserve sur les émissions de carbone doivent être étroitement analysées et internalisées à l'aide d'une taxe carbone robuste.

Recommandation 3

L'intérêt des technologies programmables bas carbone venant en complément de l'introduction des énergies renouvelables variables doit être reconnu de manière plus affirmée. Il faut ainsi reconnaître le rôle important que joue l'énergie nucléaire dans les politiques de décarbonisation des systèmes électriques. En effet, l'énergie nucléaire peut fournir une capacité de réserve flexible à faibles émissions de CO₂ dans des systèmes comportant des parts importantes d'énergies renouvelables variables. La combinaison de marchés de capacité, de contrats d'approvisionnement à long terme et de taxes carbone peut fournir un environnement de marché permettant à l'énergie nucléaire et aux autres technologies programmables bas carbone de rester économiquement viables.

Recommandation 4

Des ressources flexibles pour les futurs systèmes bas carbone doivent être développées. Au stade actuel du développement technologique, les systèmes électriques à faible émissions de carbone vont inévitablement être basés sur des parts significatives d'énergies renouvelables variables ainsi que sur l'utilisation de l'énergie nucléaire. Il est donc recommandé que des ressources flexibles soient développées sur la base d'une approche systémique dans laquelle l'ensemble des coûts et les interdépendances sont reconnus. Cela nécessitera le développement des aptitudes au suivi de charge pour les technologies bas carbone programmables, y compris le nucléaire, l'accroissement des capacités de stockage, l'augmentation des interconnexions internationales et une plus grande flexibilité de la demande.

Références

- AEN (2011), *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, Agence pour l'énergie nucléaire, OCDE, Paris, France. Disponible sur www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf.
- EC JRC (2010), *Load-following Operating Mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and Incidence on Operation and Maintenance (O&M) Costs. Compatibility with Wind Power Variability*, C. Bruynooghe, A. Eriksson, G. Fulli, Commission européenne, Bruxelles, Belgique.

Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems

252 pages. ISBN 978-92-64-18851-8. € 60, US\$ 84, £ 54, ¥ 7 800.

Également disponibles

Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power
108 pages. ISBN 978-92-64-11887-4. € 33, US\$ 46, £ 29, ¥ 4 200.

La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire – Synthèse
12 pages. Gratuit : versions papier ou web.

La sécurité d'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire
188 pages. ISBN 978-92-64-09637-0. € 50, US\$ 70, £ 45, ¥ 6 500.

Où commander les publications gratuites de l'AEN

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, Service des publications
12 bd des Îles, 92130 Issy-les-Moulineaux, France
Tél. : +33 (0)1 45 24 10 15 ; Fax : +33 (0)1 45 24 11 10
E-mail : neapub@oecd-nea.org, Internet : www.oecd-nea.org

Où acheter les publications de l'AEN en vente

Commande en ligne : www.oecdbookshop.org

En Amérique du Nord

OECD Publications, c/o Turpin Distribution
The Bleachery, 143 West Street
New Milford, CT 06776, USA
Toll free : 1 (800) 456 6323 ; Fax : 1 (860) 350 0039
E-mail : oecdna@turpin-distribution.com

Dans le reste du monde

OECD Publications, c/o Turpin Distribution
Pegasus Drive, Stratton Business Park
Biggleswade, Bedfordshire, SG18 8QB, UK
Tél. : +44 (0) 1767 604960 ; Fax : +44 (0) 1767 601640
E-mail : oecdrow@turpin-distribution.com



BON DE COMMANDE DES PUBLICATIONS EN VENTE

ISBN	Titre	Prix	Qté	Montant

Veuillez entourer la devise : € – US\$ – £ – ¥

Total

Prière de retourner ce bon de commande à l'une des adresses figurant ci-dessus.

Débitez ma carte de crédit

Visa

Eurocard

American Express

Mastercard

Chèque à l'ordre des Éditions de l'OCDE ci-joint

N° de carte _____

Nom _____

Code de sécurité _____

Téléphone _____ Fax _____

Date d'expiration _____

Adresse _____

Pays _____

Signature _____

E-mail _____



Énergies nucléaire et renouvelables : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone

Cet ouvrage s'intéresse aux interactions de plus en plus importantes entre les énergies renouvelables variables et les énergies programmables telles que l'énergie nucléaire, et aux effets de ces interactions sur les systèmes électriques. Ces effets systémiques induisent des surcoûts à la production d'électricité qui ne sont généralement pas identifiés. L'étude recommande que les décideurs prennent désormais en compte ces effets systémiques et les internalisent suivant un principe de « producteur-payeur ». À partir des données de six pays membres de l'OCDE/AEN, ce rapport montre qu'en réalité les effets systémiques des énergies renouvelables variables au niveau du réseau majoraient de jusqu'à un tiers les coûts complets de production d'électricité selon le pays considéré, la technologie employée et son taux de pénétration. Il conclut que, dans le cas où les régimes de subventions aux énergies renouvelables restent inchangés, les moyens de production programmables arrivés en fin d'exploitation risquent de ne pas être remplacés à des niveaux suffisants pour garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie. Des changements significatifs dans la gestion et l'allocation des coûts deviennent donc indispensables pour assurer la flexibilité nécessaire à une coexistence viable entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables dans des systèmes électriques bas carbone.