
LE COÛT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Michel CRUCIANI

Septembre 2014

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-313-6
© Tous droits réservés, Ifri, 2014

IFRI
27, RUE DE LA PROCESSION
75740 PARIS CEDEX 15 – FRANCE
Tel: +33 (0)1 40 61 60 00
Fax: +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

IFRI-BRUXELLES
RUE MARIE-THERESE, 21
1000 – BRUSSELS – BELGIUM
Tel: +32 (0)2 238 51 10
Fax: +32 (0)2 238 51 15
Email: bruxelles@ifri.org

Site Internet : Ifri.org

Remerciements

Je remercie toute l'équipe du Centre « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie » de l'Institut français des relations internationales, pour sa confiance renouvelée à mon égard ; je remercie tout particulièrement la directrice du Centre Énergie, Mme Marie-Claire Aoun, et le président du comité scientifique M. Jacques Lesourne, qui ont su me conseiller sur le contenu de l'étude et m'ont permis de bénéficier des travaux de l'IFRI dans le secteur de l'énergie.

J'exprime ma vive reconnaissance à tous les membres du CGEMP (Université Paris-Dauphine) pour son intérêt envers le sujet traité et la rigueur de leurs analyses, ainsi qu'aux professeurs Jean-Marie Chevalier et Patrice Geoffron pour leur soutien dans les recherches et leurs apports en informations, et au professeur Jan-Horst Keppler, pour son écoute personnelle et pour la contribution fournie à cette étude par les travaux de la Chaire European Electricity Markets qu'il dirige. Mme Thao Pham reçoit également ma reconnaissance pour ses indications documentaires.

Plusieurs spécialistes ont bien voulu m'apporter des informations, souvent irremplaçables, et leurs commentaires, toujours avisés, durant les diverses phases de la rédaction. Je ne peux tous les citer ici, mais je fais part à tous de ma vive gratitude, en me bornant à une pensée particulière pour Mmes Sylvie Courtier-Arnoux (ERDF), Cécile Maisonneuve (conseillère auprès de l'IFRI) et Virginie Schwartz (ADEME), ainsi qu'à MM. Étienne Beeker (France Stratégie), Henri Boyé (Ingénieur en chef des ponts, des eaux et des forêts) et Fabien Roques (Compass Lexecon)

Cette étude a reçu les apports constants de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, et je tiens à saluer la qualité du travail mené par sa directrice, Mme Mélanie Persem et ses collaborateurs, ainsi que le soutien de M. Jean-Claude Perraudin (Ambassade de France à Berlin). Je ne peux omettre d'autres apports réguliers que j'apprécie énormément : ceux des étudiants ayant choisi le cours optionnel « Énergies renouvelables » au sein du Master Énergie, Finance, Carbone à l'université Paris-Dauphine. Leurs questionnements et leurs travaux, d'un niveau souvent remarquable, constituent une stimulation permanente.

Je remercie enfin les responsables de l'association « Confrontations-Europe », son fondateur, M. Philippe Herzog et la présidente du groupe « Énergie », Mme Claude Fischer, et ses animateurs, plus spécialement M. André Ferron, pour leurs initiatives favorisant le décryptage de l'actualité énergétique européenne.

Synthèse

La production d'électricité d'origine renouvelable exige un investissement relativement élevé par unité de puissance. Cet investissement varie énormément en fonction des sources et des pays. Seule une approche concrète, pour un site donné et une technique précise, permettra d'évaluer le montant requis pour l'investissement initial et les frais d'exploitation ultérieurs. Cette évaluation étant faite, le premier souci du porteur de projet consiste à rassembler le capital nécessaire, en cernant le taux de rentabilité attendu par les actionnaires et le taux d'intérêt exigé par les créanciers. On calcule alors le coût moyen actualisé du MWh (désigné par son acronyme anglais, LCOE) sortant de la future installation, en adoptant une hypothèse relative à son facteur de charge et en fixant une durée de vie à ses équipements. Dans les conditions optimales, le LCOE des sources renouvelables d'électricité, ou coût prévisionnel de production, atteint aujourd'hui un niveau proche, voire inférieur, à celui des sources conventionnelles (charbon, gaz, nucléaire).

Cependant, le consommateur ne paie pas le courant à son LCOE. En effet, les politiques publiques destinées à stimuler la production à partir de sources renouvelables ont souvent prévu un dispositif de soutien qui conduit à les rémunérer à un niveau plus élevé. En outre, le consommateur supporte des frais de réseau, qui sont majorés en raison des renforcements indispensables pour recueillir les volumes d'électricité produits par les nouvelles sources et pour préserver la qualité de la fourniture. Compte tenu de leur caractère dispersé et de la variabilité de leurs apports, les énergies renouvelables accentuent le besoin d'un saut qualitatif dans la gestion des réseaux, nécessitant un équipement onéreux en dispositifs communicants. L'intermittence de la production issue d'installations éoliennes et photovoltaïques entraîne par ailleurs une augmentation des coûts de système destinés à garantir la sécurité des réseaux et donc la continuité de l'alimentation lorsque ces deux sources d'énergie prennent des proportions significatives dans le mix local.

Les énergies renouvelables modifient par ailleurs les équilibres anciens. Elles sollicitent le contribuable, les pouvoirs publics apportant un concours non négligeable à leur développement. Ces énergies concourent certes à réduire les émissions de gaz à effet de serre, dont le coût différé pour la communauté sera

considérable, mais cette réduction demeure parfois modeste dans le secteur électrique et se fait à un prix élevé. Parmi les énergies renouvelables, la biomasse peut rejeter des polluants locaux dans certaines conditions d'utilisation et, les ressources européennes étant limitées, conduire à des importations. D'autres filières (éolien, photovoltaïque) nécessitent des métaux rares, créant une nouvelle forme de dépendance à l'égard des pays exportateurs. Leur impact économique général reste difficile à apprécier au sein de l'Union européenne, les emplois créés s'accompagnant d'une hausse moyenne du prix de l'électricité préjudiciable à la position compétitive internationale de diverses activités, et donc à l'emploi dans ces secteurs. L'impact économique local demeure très variable.

Le développement des sources renouvelables engendre également des effets redistributifs qui semblent encore peu quantifiés. On cite bien sûr la perte de valeur boursière des producteurs historiques d'électricité, frappés par une chute sans précédent de leurs revenus, mais on ne s'intéresse guère aux bénéficiaires des taux de rentabilité élevés qu'ont procurés les mécanismes de soutien à certains investisseurs, et on n'a pris que récemment conscience des conséquences de ces mécanismes sur les petits consommateurs, particuliers ou entreprises. Les disparités de situation présentent des risques d'aggravation dans le futur.

Cette photographie reflète la situation actuelle, mais sans prendre en compte la dynamique du secteur, qui est marqué par des évolutions rapides, avec d'importants progrès technologiques, l'arrivée de nouveaux acteurs et des ajustements réglementaires, tous facteurs favorisant la baisse des coûts. L'analyse des expériences menées depuis quelques années permet de dresser une liste de suggestions visant à consolider cette tendance à la réduction. Néanmoins, pour les pays enregistrant une consommation relativement stable d'électricité, on ne parviendra probablement pas à annuler le surcoût induit par les nouvelles sources avant deux décennies environ.

Les coûts imprévus observés dans les pays pionniers des énergies renouvelables et les effets redistributifs inédits observés sont largement imputables à un rythme mal maîtrisé de développement. La tentation d'accélérer la pénétration de ces sources par une politique volontariste pourrait entraîner à nouveau des dépenses élevées.

Sommaire

INTRODUCTION	9
LE COUT POUR LE PRODUCTEUR.....	11
Composantes de base.....	11
Le coût de l'énergie produite	15
LE COUT POUR LE CONSOMMATEUR	22
Généralités.....	22
Fourniture	23
Réseaux.....	28
<i>Extensions et renforcements</i>	<i>28</i>
<i>Gestion des réseaux</i>	<i>29</i>
<i>Qualité du courant.....</i>	<i>31</i>
<i>Investissements et tarifs.....</i>	<i>32</i>
Coûts liés à l'intermittence	33
LE COUT POUR LA COLLECTIVITE	39
Les soutiens sur fonds publics	39
Les coûts pour les autres acteurs économiques	42
<i>Gaz à effet de serre.....</i>	<i>43</i>
<i>Polluants locaux.....</i>	<i>45</i>
<i>Dépendance énergétique</i>	<i>47</i>
<i>Impact sur l'activité économique et sur l'emploi au niveau national</i>	<i>49</i>
<i>Impact économique local.....</i>	<i>52</i>
Les effets redistributifs concernant l'électricité.....	53
<i>Des compagnies historiques vers les nouveaux acteurs</i>	<i>53</i>
<i>Des consommateurs vers les épargnants.....</i>	<i>55</i>
<i>Des petits consommateurs vers les gros</i>	<i>57</i>
<i>Des consommateurs captifs vers les clients flexibles</i>	<i>58</i>

FACTEURS D'ÉVOLUTION DES COUTS	61
Le coût des installations	61
Les coûts financiers	63
Le cadre réglementaire	65
Les voies nouvelles.....	67
Recommandations et suggestions.....	68
CONCLUSION.....	73
ANNEXE 1 : LE FINANCEMENT DES PROJETS.....	74
ANNEXE 2 : LE COUT DE PRODUCTION MOYEN ACTUALISE (LCOE).....	77
ANNEXE 3 : FONDEMENT DU SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES	79
ANNEXE 4 : MECANISMES DE SOUTIEN A LA PRODUCTION	81
Soutien par les quantités	81
Soutien par les revenus	82
<i>Tarif d'achat garanti (Feed-in Tariff ou FiT)</i>	<i>82</i>
<i>Primes de marché (Feed-in Premium ou FiP).....</i>	<i>82</i>
<i>Contrat pour différence.....</i>	<i>84</i>
ANNEXE 5 : ÉLECTRICITE DE SOURCE RENOUVELABLE ET EMISSIONS DE CO₂ EN FRANCE	85
ANNEXE 6 : ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉLECTRICITE EN EUROPE OCCIDENTALE.....	87
SOURCES D'INFORMATION.....	90

Introduction

Les énergies renouvelables connaissent un développement spectaculaire dans le monde entier et paraissent en mesure de répondre aux besoins immenses de l'humanité, au moins partiellement, sans altération grave du climat sur Terre. Leur diversité rend difficile une approche générale ; aussi l'étude se concentrera le plus souvent sur deux technologies ayant connu un développement foudroyant, au point de devenir emblématique de toutes les énergies renouvelables : éolien terrestre et photovoltaïque. La diversité atteint son maximum pour les bioénergies (biomasse solide, biogaz et biocarburants), de sorte qu'elles ne seront évoquées que fugitivement dans le corps de l'étude, chaque situation gardant un caractère unique car ces énergies sont conditionnées, plus que toute autre, par les ressources locales.

Plusieurs filières affichent une baisse régulière des coûts de production de l'électricité, au point de concurrencer désormais les sources conventionnelles dans les pays où ces dernières demeurent onéreuses. La présente étude part de ces coûts de production, abordés dans le chapitre 1, sous une forme très succincte, tant la multiplicité des circonstances rend impossible l'établissement de références universelles. S'agissant de l'électricité d'origine renouvelable, les coûts de production sont parfois très inférieurs à ceux que supporte le consommateur, là où les politiques de soutien en leur faveur ont instauré des dispositifs de rémunération aux producteurs particulièrement avantageux. Par ailleurs, l'arrivée en volumes significatifs d'électricité de sources renouvelables entraîne souvent des dépenses de renforcement des réseaux et gestion de l'intermittence (pour les énergies éolienne et photovoltaïque) majorant la facture du consommateur. Ces aspects sont traités dans le chapitre 2. Les conséquences économiques plus larges, allant des aides sur fonds publics jusqu'à l'impact sur divers secteurs d'activité, font l'objet du chapitre 3. Celui-ci se penche également sur les effets redistributifs de la pénétration des énergies renouvelables, à l'intérieur d'un pays et au sein des acteurs. Enfin, le chapitre 4 résume brièvement les facteurs d'évolution des coûts et ouvre quelques pistes pour atténuer les conséquences négatives du développement de ces énergies.

Les évolutions enregistrées en quelques années et celles qui s'esquissent soulignent la fragilité de toute étude sur le volet économique des énergies renouvelables. Malgré le souci de

s'appuyer sur les données publiques les plus récentes, les constats sont souvent périmés aussitôt qu'énoncés. L'intérêt du travail réside donc moins dans ses résultats chiffrés que dans les pistes méthodologiques qu'il explore, proposant une grille d'analyse pour favoriser les échanges. Certes, d'autres travaux ont déjà retenu la même approche, et les pages ci-après ne prétendent pas s'opposer aux dossiers approfondis récemment publiés par des organismes disposant de moyens considérables. Elles s'appuient au contraire largement sur ces dossiers. Une publication supplémentaire par l'IFRI semble néanmoins justifiée afin d'aider le lecteur à toujours mieux appréhender un sujet complexe, grâce à un éclairage d'appoint contribuant à mettre en lumière toutes ses facettes. En cette année 2014 où se prépare une nouvelle loi en France, où l'on débat d'un cadre européen pour 2030, et où s'amorce une négociation mondiale déterminante, pour fin 2015 à Paris, toutes les occasions de confronter les informations méritent d'être saisies.

L'étude ci-après a adopté le parti pris de braquer le projecteur sur les coûts. Alors que l'Europe et plusieurs régions du monde traversent une période de profonde incertitude, voire de désarroi, sur les perspectives économiques des années à venir, une analyse détaillée des coûts induits par les nouveaux vecteurs énergétiques apparaît d'autant plus souhaitable que les énergies renouvelables sont souvent perçues comme une voie de sortie de crise. Bien apprécier les coûts complets facilitera la recherche de l'optimum économique et évitera les désillusions.

Enfin, l'auteur espère sincèrement que personne ne verra derrière cette publication une volonté de dénigrement des énergies renouvelables, qui viserait à dissimuler leurs atouts en se concentrant uniquement sur leurs faiblesses. Il s'agit simplement de signaler des écueils qui pourraient créer de sérieuses difficultés si leur existence était ignorée ou leurs risques sous-estimés. Le rédacteur de ces lignes remercie par avance tous les lecteurs qui voudront bien exprimer leurs observations, critiques, suggestions et point de vue sur le contenu qui suit et plus largement sur le sujet traité.

Le coût pour le producteur

Composantes de base

Comme dans la plupart des activités industrielles, il est nécessaire tout d'abord d'édifier l'outil de production ; la dépense correspondante sera désignée ici sous le terme **investissement**. Cette dépense initiale couvre plusieurs postes, tels que :

- Études
- Foncier et génie civil
- Équipement matériel
- Raccordement au réseau (électricité, gaz, chaleur)
- Charges diverses (formation du personnel, licences, etc.)
- Frais financiers initiaux (commissions bancaires, intérêts intercalaires...)

Lorsque l'installation entre en fonctionnement, des **dépenses d'exploitation** surviennent ; elles comprennent notamment :

- Conduite de l'installation
- Entretien courant
- Loyer
- Assurances et frais administratifs
- Impôts et taxes

Pour les installations nécessitant une alimentation en matière première (bois, résidus végétaux, déchets organiques, etc.) on ajoute une troisième rubrique, les **achats de matières**.

Chacun de ces postes varie en fonction de l'énergie considérée (biomasse, éolien, photovoltaïque...), de la taille de l'installation (micro-hydraulique ou grand barrage, ferme éolienne ou panneau solaire isolé...) et du lieu d'implantation. À titre d'exemple, certains sites exigent d'aménager au préalable une voie d'accès ; les projets de grande taille permettent souvent de bénéficier d'effets d'échelle, l'achat d'une série de composants identique étant plus avantageux que l'acquisition à l'unité ; le coût de la main-d'œuvre et les contraintes réglementaires diffèrent énormément selon les pays ; etc. La conjugaison de toutes les variations explique que les coûts figurant dans les publications internationales s'étalent sur des plages considérables, dans un rapport passant souvent de 1 à 6. Ces publications reposent fréquemment sur les informations collectées pour un ensemble de projets, qui peut aller de quelques dizaines d'unités à plusieurs milliers. En fonction des sources, les informations

prennent en compte des données différentes. Ainsi, certains résultats n'intègrent pas les frais de raccordement au réseau dans l'investissement initial ; d'autres ne comptabilisent pas les intérêts intercalaires, etc. Le détail des informations recueillies n'est pas toujours mentionné explicitement, de sorte qu'en compilant les données, on compare parfois involontairement des indications hétérogènes.

Il est nécessaire de garder ces réserves à l'esprit pour procéder à la lecture du tableau 1, donnant des ordres de grandeur du coût de l'investissement et des frais d'exploitation requis pour les énergies renouvelables destinées à la production de l'électricité.

Tableau 1
Installations produisant de l'électricité : Investissement et dépenses d'exploitation

	<i>Investissement</i>		<i>Dépenses d'exploitation</i>	
	<i>€/kW</i>		<i>€/MWh</i>	
Procédés éprouvés	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Éolien terrestre	696	2 802	7,2	37,7
Éolien en mer	2 259	4 578	19,4	39,2
Photovoltaïque	791	4 676	13,5	43,8
Hydroélectricité	718	3 125	2,5	24,6
Solaire à concentration	2 319	9 000	14,4	28,7
Géothermie	813	4 450	7,5	18,1
Procédés expérimentaux				
Énergie des courants marins	3 983	12 085	-	-
Énergie des vagues	4 126	12 085	-	-
Bioénergies				
Incinération (biomasse solide)	602	4 066	44	139
Gaz de décharge	1 077	1 860	-	-
Déchets municipaux	2 184	5 798	-	-
Biogaz	376	4894	-	-
Énergies conventionnelles				
Charbon ¹	497	2 786	38,5	92,3
Gaz naturel	423	1 288	34,6	92,3
Nucléaire ²	2 688	4 909	37,4	60,4

Nota : Les dépenses d'exploitation incluent les achats de combustible pour les trois énergies conventionnelles mais pas pour la biomasse. Elles ne prennent pas en compte les éventuelles charges liées aux émissions de CO₂ pour les centrales à charbon ou au gaz.

Sources : Tableau confectionné par l'auteur à partir de 6 rapports établis au plan mondial :
 IEA (International Energy Agency), Renewable Energy - Markets and prospects by technology, November 2011
 Étude confiée par l'AIE au cabinet PRYSMA, Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013
 Fraunhofer ISE - Levelized cost of electricity - Renewable Énergies - May 2012
 IRENA (International Renewable Energy Agency) - Renewable Power Generation Costs in 2012
 WEC (World Energy Council) - World Energy Perspectives - Cost of energy technologies – 2013
 REN 21 - Global Status Report – June 2014

¹ Les prix du gaz et du charbon retenus pour évaluer les dépenses d'exploitation, n'apparaissent de manière explicite que dans une seule des études mentionnées ci-dessus (Étude PRYSMA).

² Pour l'énergie nucléaire, l'investissement a été repris de l'étude du WEC (page 35), qui a retenu la future centrale de Barakah (Abu Dhabi) pour minimum et celles de Flamanville 3 (France) et Olkiluoto 3 (Finlande) pour maximum. Ces réacteurs font partie de la troisième génération, répondant aux plus hauts critères de sûreté. Les coûts d'exploitation ont été déterminés à partir de l'étude publiée par l'Agence de l'Énergie Nucléaire : Nuclear Energy Today, 2012, page 80. Elle situe ces coûts, en moyenne au sein de l'OCDE, à 41,1 % du LCOE, en incluant les charges de démantèlement et gestion du combustible usé. Ces données concernent des installations neuves, et ne s'appliquent ni aux coûts des centrales anciennes, ni aux dépenses envisagées pour prolonger leur durée de fonctionnement.

Malgré la dispersion des données, il apparaît clairement que toutes les sources d'énergies renouvelables mises en œuvre pour produire de l'électricité requièrent un **investissement initial élevé**, supérieur à celui qui est nécessaire aux sources fossiles, par unité de puissance. En dehors des bioénergies, elles offrent en revanche des coûts d'exploitation généralement inférieurs.

Dans le tableau ci-dessus, les données d'origine ont été converties de façon à présenter des résultats homogènes. Le taux de change du dollar à l'euro a été repris de la base Eurostat¹. Les écarts traduisent non seulement la grande hétérogénéité des situations, mais aussi les évolutions dans le temps, car malgré le souci de fournir les chiffres les plus récents, certaines publications reproduisent parfois des résultats datant d'une édition antérieure.

Les indications relatives aux **procédés expérimentaux** proviennent d'un nombre extrêmement réduit de projets et concernent des installations en cours de test. Elles ne sauraient donc être comparées à des procédés éprouvés (éolien, biomasse, etc.) et déployés à grande échelle.

Au sein des **bioénergies**, la rubrique « incinération » regroupe des techniques très diverses, de la simple chaudière avec cheminée rustique jusqu'à l'équipement de cogénération doté d'épurateurs des fumées. La production de biogaz offre également une large gamme de matériel ; ainsi l'Inde a développé des modèles de petite puissance, destinés à fournir de l'électricité en zone rurale à un prix très bas tandis que dans certains pays de l'OCDE mettant en œuvre cette source, chaque installation garde encore un caractère unique.

Parmi les procédés courants, la **géothermie** ne peut s'utiliser pour la production d'électricité que dans les régions dotées de ressources aquatiques souterraines à haute température, généralement en zone volcanique. Bien que les techniques valorisant cette ressource soient très anciennes, les puissances installées demeurent modestes au plan mondial, de sorte que les valeurs apparaissant sur le tableau reflètent avant tout la diversité des situations locales.

Les divers postes constituant **l'investissement** initial comprennent des éléments qui se négocient désormais sur le marché mondial, comme les turbines ou les modules photovoltaïques, que leur standardisation amène aujourd'hui à ranger dans la catégorie des « commodités ». Mais ils incluent encore de nombreux éléments qui demeurent tributaires des conditions locales, tels que les prix des terrains, les règles applicables au bâti ou le coût de la main-d'œuvre. Chaque pays définit les charges de raccordement au réseau sur la base de règles nationales ; ces charges sont qualifiées de « légères » (*shallow cost*) lorsqu'elles se limitent à la jonction entre l'installation et

le réseau le plus proche ou de « lourdes » (*deep cost*) lorsque le demandeur participe au renforcement du réseau déjà existant. Au sein d'un même pays, elles peuvent varier d'une région à l'autre (comme en France). Les frais d'étude dépendent largement de la technologie retenue ; dans le cas des fermes éoliennes, notamment en mer, les mesures préalables de vent et les analyses d'impact environnemental représentent des dépenses considérables ; elles atteignent également des montants élevés pour les forages préliminaires en géothermie.

Peu de publications fournissent une estimation des **dépenses d'exploitation**, car les développeurs de projet leur confèrent souvent une valeur stratégique. Ces dépenses sont parfois transcrites en pourcentage de l'investissement. Un tel choix masque leur dualité : si une part d'entre elles reste fixe, par exemple le loyer, les frais d'assurance, la rémunération versée au personnel permanent, etc., l'autre part dépend de la production, notamment pour l'entretien des pièces électromécaniques. Selon les pays, les impôts et taxes varient en fonction de l'investissement, de la production ou d'une combinaison des deux. Certains États imposent aux opérateurs de constituer des provisions pour démantèlement ; l'injection de courant électrique sur le réseau reste à la charge du producteur dans plusieurs pays ; dans un nombre croissant de cas, des droits d'émission ou des taxes spécifiques affectent les rejets de CO₂ par les centrales thermiques fossiles et des charges de gestion sont appliquées aux déchets radioactifs. Ces facteurs contribuent à justifier que l'éventail des dépenses d'exploitation soit très ouvert.

Enfin, les **achats de matières** pour les installations de bioénergies couvrent également un spectre extrêmement large de situations, des résidus arrivant d'une exploitation de proximité jusqu'aux pellets normalisés en vente sur le marché international. L'IRENA retient un facteur de 1 à 9 pour ce coût, compris entre 2,6 et 23 €/MWh.

Le coût de l'énergie produite

La prise en compte de l'investissement ne se résume pas en une addition du coût des diverses composantes. En effet, les apporteurs des fonds nécessaires vont demander une rémunération qui majore le coût de l'investissement. Les fonds apportés proviennent soit des capitaux propres d'une entreprise déjà existante (producteurs ou consommateurs d'énergie, constructeurs d'équipement), soit de détenteurs de capitaux devenant parties au projet (fonds d'investissement, épargnants), soit encore de prêteurs (banques, institutions financières, acteurs divers). Les entreprises déjà existantes peuvent investir dans un souci stratégique, indépendant de la rentabilité des sommes engagées : diversification du parc productif, test de nouveaux équipements, image auprès du public, etc.

Cependant, nous écarterons cette hypothèse dans la suite de l'étude, et considérerons que ces entreprises attendent, comme tout détenteur de capital, une rémunération à leur placement, fut-il mené avec un objectif stratégique.

Ce postulat ramène à deux le nombre des apporteurs de fonds, appelés ici les **actionnaires** et les **créanciers**. Le montant de leur rémunération sera désigné par l'expression **coût du financement**. Les éventuelles subventions provenant de fonds publics réduisent ce coût.

Le rendement que les actionnaires attendent de leurs fonds diffère en général de celui qu'exigent les créanciers. Pour tenir compte de cette particularité, on calcule le **coût moyen pondéré du capital** (*Weighted Average Capital Cost, WACC*). Par exemple, si les actionnaires espèrent un rendement de 12 % et les créanciers demandent 6 %, le coût sera différent selon que les actionnaires apportent 40 % ou 60 %, les créanciers apportant le solde. L'Annexe 1 décrit les voies habituelles du financement des projets et rappelle le principe de calcul du coût moyen pondéré du capital.

Avant de prendre la décision d'investir, actionnaires et créanciers vont comparer l'ensemble des dépenses prévues à l'ensemble des recettes escomptées. Ils effectuent ce calcul à l'aide de deux paramètres arrêtés ex ante :

- **La durée de vie** des équipements, correspondant soit à leur durée de vie effective, soit à la période d'amortissement comptable, soit enfin à celle du contrat de vente de l'énergie lorsqu'un tel engagement est possible. La durée de ces contrats varie selon les pays et les énergies : 15, 20 ou 25 ans.
- **Le facteur de charge** de l'installation. Cette notion, qui s'exprime en pourcentage, désigne le rapport entre le volume de production réel et le volume qu'aurait produit l'installation sur une période d'un an si elle avait fonctionné à pleine puissance³.

À l'aide de ces paramètres, on peut effectuer un calcul actualisé, c'est-à-dire ramenant au jour de la décision la valeur de dépenses et recettes qui vont s'échelonner sur 15, 20 ou 25 ans. Les

³ Le facteur de charge s'exprime par le ratio :

$$\frac{\text{Énergie effectivement produite}}{\text{Énergie produite lorsque l'installation fonctionne à sa puissance nominale}}$$

Exemple : une éolienne d'une puissance de 1 MW, fonctionnant durant 1 an (soit 8760 heures), devrait produire 8760 MWh. Si l'énergie effectivement produite durant l'année n'atteint que 2000 MWh, son facteur de charge vaut : $2000/8760 = 23 \%$.

modalités de calcul sont précisées dans l'Annexe 2. Le résultat exprime le **coût de production moyen actualisé** tel qu'il est prévu sur la durée de vie de l'installation, exprimé par son acronyme anglais LCOE (*Levelized Cost Of Energy*).

Aux mises en garde énoncées dans la section 1.1 sur l'interprétation des données publiées s'ajoutent donc des réserves sur trois paramètres qui vont conditionner les résultats : le coût moyen pondéré du capital, la durée de vie des équipements et le facteur de charge de l'installation. Ces paramètres peuvent varier considérablement d'une publication à l'autre ou à l'intérieur d'une même filière, sans être toujours précisés. Avec ces nouvelles réserves, on trouvera sur le tableau 2 les valeurs extrêmes du LCOE tirées des six rapports internationaux cités plus haut.

Le LCOE varie fortement selon les technologies et selon les pays. La grande taille de certaines bases de données accentue ce phénomène, en juxtaposant des situations extrêmes. Ainsi, l'écart de 1 à 8 pour l'énergie photovoltaïque provient d'un maximum qui concerne des installations situées en Corée du Sud, cumulant un investissement particulièrement onéreux et un facteur de charge très faible, face à un minimum en Chine (Mongolie intérieure) bénéficiant d'une situation opposée (faible coût de l'investissement, fort ensoleillement). L'échelonnement de 1 à 18 pour l'hydroélectricité caractérise également des différences de coût d'investissement, multipliées par de grands écarts entre facteurs de charge, quelle que soit la taille de l'ouvrage.

On ne saurait trop insister sur le fait que le LCOE résulte d'un **calcul prévisionnel** reposant sur plusieurs hypothèses. Il ne s'agit pas d'un coût réellement enregistré au terme d'une période de fonctionnement bien établie ; ce coût réel demeure en général confidentiel. Le LCOE sert néanmoins aux investisseurs pour se prononcer sur l'intérêt d'un projet, au vu du prix de vente espéré de l'électricité produite.

Tableau 2
Installations produisant de l'électricité : Coût de production moyen actualisé

	<i>LCOE en €/MWh</i>	
	<i>Minimum</i>	<i>Maximum</i>
Procédés éprouvés		
Éolien terrestre	30	121
Éolien en mer	75	276
Photovoltaïque	59	467
Hydroélectricité	13	236
Solaire à concentration	79	369
Géothermie	22	208
Procédés expérimentaux		
Énergie des courants marins	158	790
Énergie des vagues	204	797
Bioénergies		
Incinération	38	151
Gaz de décharge	30	68
Déchets municipaux	60	158
Biogaz	26	143
Énergies conventionnelles		
Charbon	26	130
Gaz naturel	35	111
Nucléaire	69	111

Sources : identiques au Tableau 1

Seule une analyse détaillée, pays par pays, énergie par énergie, permettrait de tirer des conclusions rigoureuses ; sans descendre à ce niveau de précision, on constate néanmoins que dans les meilleures conditions, certaines sources d'énergies renouvelables peuvent produire de l'électricité avec un coût prévisionnel **proche, voire inférieur**, à celui des sources conventionnelles.

On obtient un éventail de coûts nettement plus resserré à partir d'un groupe homogène de pays. À la demande de l'Agence Internationale de l'Énergie, le cabinet espagnol PRYSMA s'est concentré sur un nombre limité de pays ; le tableau 3 reproduit les résultats auxquels il aboutit pour cinq pays européens (Allemagne, Espagne, France, Norvège et Suède) et trois provinces canadiennes (Alberta, Ontario et Québec).

Tableau 3
Installations produisant de l'électricité
LCOE calculé selon une méthode alternative pour un groupe
homogène de pays

	<i>LCOE en €/MWh</i>			
	<i>Minimum</i>		<i>Maximum</i>	
Éolien terrestre	58	Québec	70	Ontario
Éolien en mer	118	France	151	Allemagne
Photovoltaïque	150	France	229	Ontario
Hydroélectricité	30	Norvège	48	Ontario & Québec
Charbon	51	Allemagne	58	Espagne
CCGT	42	Alberta	72	France

Sources : Étude confiée par l'AIE au cabinet PRYSMA, Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013

Notons que le coût de production moyen actualisé est obtenu par une méthode spécifique au cabinet PRYSMA, combinant des simulations avec des informations recueillies sur les projets en cours ou les réalisations récentes. Cette méthode alternative conduit à des résultats théoriques : ainsi, on voit ci-dessus que les données introduites dans le simulateur aboutissent à une production d'électricité de source éolienne off-shore avec un LCOE de 118 €/MWh en France. Aucune réalisation n'a vu le jour en France dans ces conditions.

En restreignant encore le champ d'observation, on obtient des indications plus faciles à analyser. L'étude de l'institut allemand Fraunhofer est bâtie sur des paramètres explicites (durée de vie, coût moyen pondéré du capital, facteur de charge) pour chaque type d'installation, qui confèrent une grande solidité à ses conclusions. En France, le rapport de la Cour des comptes n'apporte pas les mêmes informations sur ses hypothèses, mais la Cour a testé ses résultats sur des projets pour lesquels elle disposait de données détaillées, et a conclu à un bon degré de confiance de l'ensemble.

Tableau 4
Installations produisant de l'électricité
LCOE pour l'Allemagne et la France

	Allemagne - Institut Fraunhofer			France - Cour des comptes		
	CMPC en %	LCOE en €/MWh		CMPC en %	LCOE en €/MWh	
		Minimum	Maximum		Minimum	Maximum
Éolien terrestre	3,8	45	107		62	102
Éolien en mer	7,7	119	194		105	164
PV < 10 kWc	2,4	98	142]]
PV de 10 à 1000 kWc	2,8	90	140] 114] 547
PV > 1000 kWc	2,8	79	116]]
Hydroélectricité					43	188
Solaire à concentration				8	94	194
Géothermie					50	127
Incinération (biomasse solide)					56	223
Biogaz > 500 kW	4,1	136	215		61	241
Lignite	6,9	38	53			
Houille	6,9	63	80			
Gaz (cycle combiné)	6,9	75	98			
Nucléaire (EPR Flamanville)					70	90

Note : L'étude Fraunhofer prévoit une hausse progressive du prix du gaz et de la houille d'ici 2050 mais une stabilité du prix du lignite ; elle prévoit également une baisse progressive du facteur de charge des centrales à combustible fossile ; elle inclut enfin un prix pour le CO₂ émis passant de 5,3 €/t en 2013 à un niveau compris entre 40 et 55 €/t en 2050.

Sources : Allemagne : Fraunhofer ISE - Levelized cost of electricity - Renewable Énergies - May 2012

France : Cour des comptes, Rapport public sur la politique de développement des énergies renouvelables, Juillet 2013

Malgré le sérieux apporté à leur confection, ces résultats suscitent toutefois des interrogations. Le taux retenu pour le coût moyen pondéré du capital pour les projets photovoltaïques en Allemagne semble étonnamment bas et les coûts affichés pour l'éolien en mer paraissent plutôt faibles en France. Pour tenter d'expliquer ces résultats surprenants, on peut formuler les conjectures suivantes : en Allemagne, les installations photovoltaïques impliqueraient des apports personnels, ce qui réduit le coût du capital ; en France, pour les centrales éoliennes en mer, la Cour des comptes aurait évalué un coût du LCOE représentatif de séries futures, mais pour les premiers projets, les réponses aux appels d'offres intègrent des coefficients de majoration, en raison des incertitudes inhérentes à toute nouvelle réalisation.

En revanche, le caractère compétitif du LCOE annoncé pour **le lignite** allemand semble corroboré par les faits, des projets d'exploitation de ce combustible dans des centrales neuves étant

aujourd'hui développés outre-Rhin, tandis que le LCOE calculé pour le **gaz naturel** rend son usage plus incertain dans la production future d'électricité.

Conclusion du chapitre 1

La production d'électricité d'origine renouvelable exige un investissement relativement élevé par unité de puissance. Cet investissement varie énormément en fonction des sources et des pays. Seule une approche concrète, pour un site donné et une technique précise, permettra d'évaluer le montant requis pour l'investissement initial et les frais d'exploitation ultérieurs. Cette évaluation étant faite, le premier souci du porteur de projet consistera à rassembler le capital nécessaire, en cernant le taux de rentabilité attendu par les actionnaires et le taux d'intérêt exigé par les créanciers. Il calculera alors le coût moyen actualisé du MWh sortant de la future installation, en adoptant une hypothèse relative à son facteur de charge et en fixant une durée de vie à ses équipements. Il comparera ensuite le résultat de cette prévision, couramment exprimé par l'acronyme LCOE, aux conditions locales de prix du courant électrique sur le marché ou de prix d'achat contractuel lorsque le cadre réglementaire le prévoit.

Dans les régions bien dotées par la nature en vent, ensoleillement, ressources hydrauliques, sources chaudes ou matières organiques, les techniques actuelles permettent aujourd'hui aux énergies renouvelables d'afficher un coût prévisionnel proche, voire inférieur, à celui des sources conventionnelles (charbon, gaz ou nucléaire). La décision d'investir va donc dépendre des autres contraintes pesant sur la production ou des politiques publiques destinées à la favoriser, l'une ou l'autre étant de nature soit à alourdir le coût final, par exemple en créant des incertitudes supplémentaires, soit à l'inverse à garantir un revenu prévisible, limitant alors les risques à une simple maîtrise technique.

Le coût pour le consommateur

Généralités

Pour la clarté de la présentation, nous supposons que la facture de chaque client comporte trois postes :

- Une part **fourniture**, liée à la production et à la commercialisation de l'électricité,
- Une part **acheminement** entre les lieux de production et le point de livraison, composée des dépenses de transport (grande distance, tension élevée) et distribution (desserte de proximité, tension moindre),
- Une part **charges**, incluant les accises et taxes fixées par les pouvoirs publics.

L'électricité d'origine renouvelable est intégrée dans le « mix » de l'ensemble des sources utilisées par les producteurs. Le fournisseur choisi par le client ou détenant un monopole local établit son offre tarifaire à partir de ce mix. En l'absence de réglementation spécifique, la composante « fourniture » reflète les conditions de production du courant. Ainsi, l'hydroélectricité a fait longtemps partie des énergies renouvelables dont le développement était uniquement lié à sa compétitivité au regard des énergies concurrentes.

Cependant, les pouvoirs publics souhaitent parfois stimuler la production d'électricité à partir de sources qui se trouvent dans une position concurrentielle défavorable au moment où cette politique est engagée. Des dispositions réglementaires imposeront alors d'insérer le courant issu de ces sources dans le mix. Dans la seconde moitié du xx^e siècle, plusieurs États ont ainsi encouragé, pour des raisons souvent stratégiques, le développement de l'énergie nucléaire à une époque où elle ne détenait aucun avantage économique. Depuis le début du XXI^e siècle, les sources renouvelables bénéficient de cette volonté.

La théorie économique justifie ce volontarisme par **l'effet d'apprentissage** : en consentant un sacrifice momentané, le consommateur ouvre la voie à des gains futurs. L'Annexe 3 expose ce fondement économique.

Avant d'entrer dans cette période des gains annoncés, la politique promotionnelle comporte plusieurs conséquences immédiates pour le consommateur. En premier lieu, il supporte la différence entre le coût des énergies conventionnelles et celui des énergies renouvelables ainsi favorisées. Cette différence ne se résume pas toujours à l'écart entre les coûts de production, car deux des nouvelles sources, éolien et photovoltaïque, présentent une particularité : **l'intermittence**, ou caractère variable de leur fonctionnement, qui impose des contraintes additionnelles au système électrique. Le coût de ces contraintes est souvent désigné par l'expression « coût de système ». En second lieu, le consommateur subit également, dans certains cas, l'impact des nouvelles sources sur l'acheminement du courant, majorant sa facture en proportion des extensions ou renforcements de réseau nécessaires, et dégradant éventuellement la qualité du courant. En dernier lieu, le consommateur fait face à des changements dans la structure tarifaire ou dans les offres commerciales, qui peuvent engendrer des effets redistributifs.

Fourniture

Dans la plupart des pays, la promotion de l'électricité d'origine renouvelable repose plus largement sur un **encouragement à la production** que sur une aide à l'investissement. Deux voies sont ouvertes pour stimuler la production, un soutien par les quantités ou par les revenus. Quelle que soit la voie choisie, les pouvoirs publics apportent généralement une garantie d'écoulement de l'électricité issue de sources renouvelables en lui accordant une **priorité d'injection** sur le réseau.

Avec **le soutien par les quantités**, l'État impose aux fournisseurs d'incorporer un certain taux d'électricité de source renouvelable dans les volumes vendus (*Renewable Portfolio Standard, ou RPS*). Les fournisseurs peuvent construire eux-mêmes les installations nécessaires ou acheter les quantités dont ils ont besoin auprès de producteurs détenant les ouvrages éligibles (fermes éoliennes, centrales solaires, nouveaux barrages, etc.). Pour faciliter les transactions, un organisme habilité délivre un titre correspondant à chaque MWh issu de ces ouvrages, appelé souvent « certificat d'origine » ou « certificat vert » (*Tradable Green Certificate*). En fin de période, les fournisseurs présentent à l'autorité de contrôle le nombre de certificats requis pour satisfaire à leur obligation ; ils acquittent une pénalité si l'objectif imposé n'est pas atteint. La négociation des certificats s'effectue de gré à gré ou sur des marchés dédiés.

Le soutien par les revenus procure aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable une recette garantie, qui peut prendre plusieurs formes :

- Le tarif d'achat garanti (*Feed in Tariff, ou FiT*) assure une rémunération connue à l'avance pour une longue période, de 8 à 20 ans, selon les pays et les filières. Ce tarif est parfois fixé de manière réglementaire ; les projets proviennent d'initiatives privées. Dans d'autres cas, le tarif garanti résulte d'un appel d'offres⁴. Avec un tarif d'achat garanti, le producteur ne se soucie pas du prix du marché.
- Le contrat pour différence (*Contract for Difference, ou CfD*) apporte également une rémunération fixe au bénéficiaire, le prix contractuel (*strike price*). Le bénéficiaire est toutefois tenu de vendre sa production au prix du marché ; il recevra un complément si ce prix est inférieur au prix contractuel et remboursera le trop-perçu dans le cas inverse. Le prix contractuel est souvent établi au terme d'un appel d'offres.
- La prime de marché (*Feed in Premium, ou FiP*) consiste en un complément de rémunération accordé au producteur pour chaque MWh mis sur le marché. Le revenu total est donc égal à la somme du prix de marché et de ce complément.

L'Annexe 4 illustre graphiquement les divers mécanismes de soutien à la production.

Dans la méthode du soutien par les quantités, la charge représentée par l'achat de certificats verts est noyée dans la comptabilité du fournisseur ; elle devient une dépense variable, au même titre que l'achat de combustible, dont le prix dépend des marchés. Il apparaît donc difficile d'évaluer avec précision cette charge. Plusieurs étudesⁱⁱ ont montré que le soutien par les quantités aboutissait à un coût du MWh d'énergie renouvelable plus élevé que celui obtenu avec un soutien par les revenus, en raison de l'incertitude prévalant sur le cours des certificats verts, tributaire de phénomènes naturels ainsi que du développement de la concurrence. Cette incertitude se traduit par une majoration conséquente du coût du capital, renchérissant l'investissement.

⁴ Dans le cas d'un appel d'offres n'imposant aucune contrainte qualitative, le tarif d'achat garanti équivaut à la demande du moins-disant entre tous les candidats. Un appel d'offres peut cependant comporter un cahier des charges étendu, avec des critères de sélection relatifs au soin apporté au respect de l'environnement, aux innovations technologiques, aux garanties financières, aux bénéfices annexes (emploi local, transfert de compétences, etc.) ... A titre d'exemple, dans le premier appel d'offres pour les parcs éoliens maritimes en France, les dossiers étaient notés de 0 à 100 ; le tarif d'achat demandé était évalué entre 0 et 40, à égalité avec le volet industriel, le volet environnemental étant noté entre 0 et 20.

Source : Site Internet de la CRE : Présentation du cahier des charges du premier appel d'offres pour l'installation de parcs éoliens en mer

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) s'est efforcé d'évaluer **l'aide moyenne**, que l'une ou l'autre de ces méthodes a apportée en 2011. Cette aide est ramenée au MWh de source renouvelable injecté dans les réseaux. Les résultats pour une sélection de pays sont reproduits dans le tableau 5.

Tableau 5
Soutien aux énergies renouvelables dans l'Union européenne
Aide moyenne en €/MWh produit

Année 2011	Éolien	Photovoltaïque	Hydroélectricité	Biomasse	Déchets
Allemagne	87	402	48	160	20
Autriche	22	264	1	81	98
Belgique	95	407	45	97	-
Finlande	12	-	4	7	4
France	33	477	13	55	41
Hongrie	111	-	72	113	109
Italie	69	367	70	120	
Pays-Bas	68	386	104	75	41
Rep. Tchèque	107	484	57	56	113
Roumanie	65	79	60	64	
Espagne	41	357	39	75	31
Royaume Uni	72	290	65	58	63

Source : Council of European Energy Regulators, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe, 19 February 2013, page 22

La lecture du tableau appelle des précautions d'interprétation, dues à l'imprécision des données et aux écarts de définition. À titre d'exemple, les résultats ne distinguent pas l'éolien terrestre de l'éolien en mer, ni le biogaz de la biomasse solide, alors que les régimes d'aide peuvent différer profondément. Ce tableau permet néanmoins d'observer une relative cohérence : dans les pays disposant de ressources naturelles abondantes, les soutiens sont restés modérés (hydroélectricité en Autriche, biomasse en Finlande...) ; par ailleurs, les pays les plus volontaristes ont mis en place les régimes les plus généreux (Allemagne, Pays-Bas...). La répartition inégale des ressources conjuguée à la disparité des politiques nationales aboutit à un éventail largement ouvert pour les aides accordées au sein de l'Union européenne : on observe par exemple un facteur multiplicateur de 5 pour l'éolien entre l'Autriche et la Hongrie, deux pays avec des régimes de vent comparables, et de 5 également pour le traitement des déchets entre l'Autriche et l'Allemagne, deux pays de sensibilité environnementale également voisine. De toute évidence, aucune harmonisation n'a été tentée à l'échelle communautaire. Il apparaît enfin que **l'électricité de source photovoltaïque** a bénéficié d'un soutien considérable dans tous les pays (à l'exception de la Roumanie).

Le tableau 5 fournit une indication du **surcoût** que paie le consommateur pour chaque MWh d'origine renouvelable entrant dans le mix. Ce surcoût est égal à la différence entre le prix déterminé par le dispositif de soutien et le prix de l'énergie conventionnelle qui aurait été utilisée en l'absence de soutien. Sur un marché en croissance, ce dernier prix pourrait être estimé à l'aide du coût de production moyen actualisé (LCOE). Sur un marché stable, il s'agit d'une source existante qui est déplacée ; son coût de production est en général très inférieur au LCOE d'une installation à construire. Il est difficile d'établir avec certitude le prix qui aurait été obtenu en l'absence des productions d'origine renouvelable, mais on sait que ce prix n'aurait pas pu passer en dessous de son niveau de marché, puisque ce dernier est déterminé par la source disponible la moins chère.

Dans le cas de l'Allemagne et de la France, le parc de production est devenu **surcapacitaire**, comme l'attestent le nombre de centrales thermiques classiques mises sous cocon et la baisse du facteur de charge moyen des autres. On peut donc considérer que le prix de marché représente, avec une bonne approximation, le prix hors production renouvelable. Dans les deux pays, l'écart entre les prix de marché et les tarifs garantis aux producteurs renouvelables est isolé sous forme d'une charge bien identifiée. En Allemagne, elle est quantifiée par la « surcharge énergies renouvelables » (*EEG Umlage*) et en France au sein de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), qui comporte une rubrique spécifique pour l'aide aux sources renouvelables. Le tableau 6, confectionné à l'image du précédent, fait apparaître le surcoût que l'injection de chaque MWh d'origine renouvelable a entraîné pour les consommateurs pleinement assujettis à cette charge en 2012. Il convient en effet de noter que dans les deux pays, une partie non négligeable des consommateurs échappe partiellement à ce surcoût grâce à un régime d'exemptions.

Tableau 6
Soutien aux énergies renouvelables en Allemagne et en France
Surcoût par MWh injecté pour les consommateurs assujettis

Année 2012 ⁵	Allemagne		France	
	Soutien en €/MWh	Volumes aidés en TWh	Soutien en €/MWh	Volumes aidés en TWh
Éolien terrestre	49	44,6	34	14,8
Éolien en mer	138	0,7	-	-
Photovoltaïque	246	27,0	343	4,5
Hydroélectricité	30	-	9	7,5
Incinération	126	37,8	37	2,2
Biogaz			-	-
Gaz de décharge	20	5,9	33	1,3
Déchets municipaux			7	2,2

Sources : Commission de régulation de l'énergie et BDEW^{III} - Voir détail à la note correspondante en fin de document.

Le surcoût total à répartir entre les consommateurs s'élevait à 3,7 milliards d'euros en France en 2014 (3,1 en 2013) et 19,4 milliards d'euros en Allemagne (16,2 en 2013). La charge incombant aux consommateurs soumis au taux plein est évaluée pour 2014 **en France à 9,9 € par MWh consommé** (8 en 2013) et **62,4 € par MWh consommé en Allemagne** (52,8 en 2013), où l'on intègre l'apurement des années antérieures, ce qui n'est pas toujours le cas de ce côté-ci du Rhin⁶. Il convient de comparer ces montants à la composante « fourniture » d'une facture, qui s'élève à 57,7 €/MWh en France et 85 €/MWh en Allemagne^{iv} pour un client domestique (prix en Janvier 2014). La charge « renouvelables » majore donc cette part « fourniture » de 74 % en Allemagne et 17 % en France.

Soulignons à nouveau qu'en l'absence d'énergies renouvelables, les volumes d'électricité correspondants auraient été produits à partir de sources conventionnelles. Les unités étant appelées par « ordre de mérite », c'est-à-dire par ordre de prix croissant, les centrales supplémentaires indispensables pour combler l'écart auraient fourni un courant vraisemblablement plus onéreux

⁵ Pour l'Allemagne, le soutien en €/MWh injecté est estimé ici pour l'année 2013 à partir des volumes aidés en 2012.

⁶ La part du soutien aux énergies renouvelables représentait 59 % des charges couvertes par la CSPE en 2013 et 60 % en 2014. La CSPE s'élevait à 13,5 €/MWh en 2013 et 16,5 €/MWh en 2014 ; ces montants sont inférieurs à ceux que préconisait la Commission de régulation de l'énergie, à hauteur de 22,5 €/MWh en 2014 (18,8 en 2013). En effet, la politique des « tarifs réglementés de vente » (c'est-à-dire fixés par arrêté ministériel) poursuivie jusqu'ici en France par tous les gouvernements successifs, malgré les remontrances de la Commission européenne, permet aux consommateurs qui en bénéficient de payer un prix de l'électricité en général inférieur à son coût complet.

que celui des centrales tournant en présence d'une production renouvelable. Les chiffres ci-dessus constituent donc la borne supérieure de la majoration réelle.

Réseaux

Extensions et renforcements

En reprenant le raisonnement antérieur, nous pouvons considérer que sur un marché en croissance, les sources renouvelables pourvoient à la demande additionnelle : les dépenses de réseau seraient probablement voisines si cette dernière était satisfaite par des centrales conventionnelles. Sur un marché relativement stable, ces dépenses supplémentaires sont imputables aux nouvelles sources. Or les installations éoliennes, solaires, hydrauliques, etc. ne sont pas construites à l'emplacement des anciennes centrales, mais là où la ressource est disponible : des extensions et renforcements des réseaux existants sont nécessaires. Le besoin se fait particulièrement ressentir dans les pays n'imposant pas de contrainte de localisation aux nouvelles installations : on assiste alors parfois à des concentrations (*hot spots*) préjudiciables à la bonne insertion de l'énergie produite.

Par ailleurs, la production d'origine renouvelable est le plus souvent constituée d'unités de petite puissance, disséminées sur le territoire. En France, 93 % de l'énergie qu'elles délivrent est collectée par le réseau de distribution, en basse ou moyenne tension^v. Le nombre de ces installations s'élève à 305 000, pour une puissance raccordée au réseau de distribution de 13,7 GW, soit l'équivalent de 8 réacteurs nucléaires de type EPR^{vi}. Leur production dépasse souvent la consommation locale. L'excédent est alors « remonté » au réseau de transport, ce qui nécessite aussi des aménagements, à la fois techniques, pour garantir la sécurité des lignes fonctionnant dans une configuration non prévue lors de leur construction, et fonctionnels, le réseau de distribution devenant, pour le gestionnaire du réseau de transport, à la fois un client et un fournisseur. La nécessité de renforcer les réseaux de distribution se comprend mieux si l'on se souvient que leur dimensionnement est généralement calculé à un niveau inférieur à la somme des consommations locales. En effet, l'expérience prouve qu'un phénomène de foisonnement régit le comportement des clients : ils n'appellent jamais au même moment la puissance maximale autorisée par leur installation. Ce foisonnement ne s'applique pas aux productions décentralisées : les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques d'un même secteur atteignent ensemble leur puissance maximale.

Au niveau européen, l'organe de coordination des gestionnaires des réseaux de transport, ENTSO-E, estime à 104 milliards d'euros les investissements à réaliser d'ici 2022 pour assurer le bon fonctionnement des ouvrages ; 80 % des goulets

d'étranglement appelant des actions sont dus à l'injection d'électricité d'origine renouvelable^{vii}. Quelque 53 000 km de lignes à haute tension supplémentaires devront être construites.

Naturellement, ces investissements rempliront aussi d'autres fonctions, telles qu'une amélioration de la sécurité d'alimentation et l'accès de tous les consommateurs aux unités de production les moins chères. En outre, le renforcement des ouvrages permet également leur modernisation ; certaines lignes, déjà vétustes, auraient appelé un remplacement de leurs composants et l'ajout de dispositifs de contrôle modernes, même en l'absence de nouvelles injections. Le surcoût pour le consommateur provient essentiellement du **rythme des investissements** sur les réseaux imposé par l'arrivée des productions renouvelables, qui ne suit pas le rythme de renouvellement naturel des équipements.

En France, la Cour des comptes^{viii} évalue ainsi à 1,2 milliard d'euros les investissements à réaliser d'ici 2020 par RTE pour intégrer les sources renouvelables, dont 480 millions d'euros seront incorporés au Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), donc à la charge des consommateurs via la composante « Acheminement » de leur facture, le reste étant payé par les producteurs d'électricité d'origine renouvelable, donc répercuté sur les consommateurs via la CSPE. Pour la distribution, les chiffres sont moins précis : le total des investissements d'ERDF jusqu'en 2020 devrait se situer entre 4,3 (Cour des comptes de l'État) et 9,8 milliards d'euros (Groupe de Travail n° 4 du Conseil national de la transition énergétique^{ix}). Ces travaux correspondent à l'arrivée sur les réseaux de 19 GW d'éolien et 8 GW de photovoltaïque.

Les chiffres sont beaucoup plus élevés pour l'Allemagne, qui prévoit de construire avant 2023 environ 3 200 km de lignes à haute tension pour un coût de 22 milliards d'euros et, d'ici 2030, d'étendre son réseau de distribution d'environ 100 000 km supplémentaires, pour 28 milliards d'euros^x (ces chiffres n'incluent pas les dépenses relatives au raccordement des éoliennes en mer).

Gestion des réseaux

L'aménagement des réseaux ne se limite pas à l'ajout ou au remplacement de matériels destinés au passage du courant (lignes, transformateurs, sectionneurs, etc.) ; en s'appuyant sur les technologies de l'information et de la communication, on incorpore aussi des équipements permettant une **gestion dynamique**. Ces « réseaux intelligents » permettront de suivre quasiment en temps réel l'effet de milliers d'injections et soutirages. L'effort à mener apparaît particulièrement lourd pour la distribution, dont les réseaux ont été conçus selon des structures arborescentes unidirectionnelles peu adaptées à la réception de multiples sources.

La gestion active implique notamment la pose d'appareils communicants en de nombreux points des réseaux publics et en particulier à leurs points ultimes, chez les clients : ce sont les « compteurs intelligents » capables d'informer les gestionnaires sur le niveau de consommation ou de production sur chaque portion de ligne. Ces compteurs communicants apporteront de multiples avantages : interventions à distance lors des changements de contrats, diagnostic facilité en cas de panne, transmission instantanée des données sans passage d'un agent, possibilité pour le client d'effectuer un suivi fin de sa consommation et éventuellement de la réduire ou de la décaler en fonction des offres tarifaires, opportunité pour les fournisseurs de proposer de telles offres à prix modulé.

Le passage au **réseau intelligent** représente le type même de l'investissement qui répond à un besoin lié au développement des énergies renouvelables intermittentes mais qui procure des bénéfices indépendants de celles-ci, pour le gestionnaire de réseau, le fournisseur et le consommateur. Les sommes à engager atteignent des niveaux considérables : en 2010, elles étaient évaluées à 176 milliards d'euros d'ici 2030 pour l'ensemble de l'Union européenne, dont 50 milliards d'euros pour les seuls compteurs intelligents^{xi}. Ces chiffres constituent vraisemblablement des valeurs basses ; pour la France, la transformation complète des réseaux devrait s'élever à 15 milliards d'euros ; la pose puis la gestion des compteurs communicants devraient coûter environ 4,5 milliards d'euros^{xii}.

Une étude de Capgemini Consulting a conclu que ces compteurs apporteront au gestionnaire du réseau de distribution un gain légèrement supérieur à la dépense sur leur durée de vie^{xiii} ; en conséquence, les pouvoirs publics français ont opté le 28 septembre 2011 pour leur déploiement et ont décidé qu'ERDF en supportera seul la charge. D'ici 2020, l'établissement posera 35 millions de compteurs du modèle « Linky », choisi au terme d'une expérimentation auprès de 300 000 clients.

Le choix français contraste avec la prudence allemande. Outre Rhin, une étude du cabinet Ernst & Young a abouti à un résultat inverse de celui de Capgemini Consulting : le déploiement massif des compteurs intelligents ne serait pas compensé par des gains au moins équivalents aux coûts^{xiv}. Le gouvernement fédéral n'a donc pas encore pris de décision relative à leur mise en œuvre, et attend l'adoption de la nouvelle loi sur la transition énergétique (« EEG 2.0 ») pour se prononcer⁷.

⁷ La directive européenne 2009/27 impose aux États d'effectuer une étude « couts & bénéfices » sur les compteurs intelligents. Si son résultat est favorable, alors les États sont tenus d'équiper avec ces compteurs au moins 80 % des clients avant 2020.

Qualité du courant

Le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements de production et de réseau repose sur le maintien des paramètres du courant à un niveau aussi proche que possible des valeurs de réglage, **en fréquence et en tension**. Avec un parc de production conventionnel (hydraulique, thermique, nucléaire), la taille des machines tournantes assure une stabilité au point de départ. Lorsque la production repose sur un grand nombre de petites unités photovoltaïques ou éoliennes, on perd cet atout. Par ailleurs, les centrales conventionnelles sont aisément pilotables à distance, ce qui n'est pas toujours le cas des sources renouvelables.

On peut améliorer la stabilité des sources renouvelables en dotant leurs convertisseurs de courant⁸ d'un appareillage électronique complémentaire, mais celui-ci n'avait pas été rendu obligatoire au moment des premières mises en service. En Allemagne, un décret impose ces appareillages depuis le 1^{er} Janvier 2012. Les installations déjà en service à cette date seront mises à niveau aux frais des gestionnaires de réseau ; la dépense correspondante est estimée à 190 millions d'euros. Aucune décision n'a encore été prise en France. Ces équipements électroniques simuleront le rôle stabilisateur joué par les grosses machines tournantes, mais ne rempliront pas complètement leur apport. Au stade actuel des technologies mises en œuvre sur les réseaux, il apparaît nécessaire de conserver environ 50 % de la puissance appelée à partir d'alternateurs conventionnels (en centrales hydrauliques, thermiques ou nucléaires), selon des études récentes^{xv}. Les travaux se poursuivent pour tenter d'abaisser ce plancher.

Pour le consommateur, la qualité du courant est perçue à travers deux critères, **continuité d'alimentation et stabilité de la tension**. Selon un sondage réalisé auprès de 2500 chefs d'entreprises allemands, la continuité s'est dégradée avec l'arrivée massive de sources renouvelables sur le réseau : 16 % des responsables enquêtés ont subi au moins une coupure brève durant les 12 derniers mois (d'une durée inférieure à 3 minutes), ayant perturbé sérieusement l'activité dans un cas sur deux^{xvi}. Les publications actuelles ne précisent pas si les investissements mentionnés plus haut suffiront à réduire le nombre de ces incidents ou si des dépenses spécifiques seront nécessaires. En ce qui concerne la tension du courant, sa stabilité au point de livraison dépend du réglage du transformateur situé en amont et du diamètre des conducteurs sur la ligne reliant celui-ci au client. Une injection éventuelle de courant sur cette ligne peut nécessiter de modifier ce réglage ou ce diamètre, mais les frais seront élevés et le résultat

⁸ Ces convertisseurs servent à amener l'électricité issue des éoliennes ou panneaux solaires aux normes requises pour l'injection sur le réseau, en courant alternatif de fréquence 50 Hz et tension égale à celle du point de raccordement.

insatisfaisant lorsque l'injection est aléatoire. Les distributeurs allemands misent beaucoup sur les transformateurs avec réglage en charge pour réduire les dépenses spécifiques et améliorer les résultats en matière de tension. Selon l'étude du cabinet P3-Group, leur généralisation diminuerait substantiellement les investissements d'extension et renforcement des réseaux^{xvii}. On ignore toutefois dans quelle mesure ces appareils subiront un phénomène de vieillissement accéléré lié aux variations fréquentes de réglage, entraînant alors des frais de maintenance accrus. Par ailleurs, ces nouveaux transformateurs consomment davantage de courant que les anciens, ce qui va à l'encontre des efforts pour améliorer l'efficacité énergétique et contrevient, en Europe, à la directive sur l'écoconception.

La stabilité des réseaux implique encore de rester attentifs à d'autres paramètres ; sans entrer dans les détails techniques, il s'agit par exemple de surveiller les harmoniques de basse et haute fréquence ou la puissance réactive générés par les installations de production. Une partie des dispositions à prendre relèvera sans doute des normes qui seront exigées avant le raccordement de nouvelles unités ; une autre partie émergera avec les outils de marché progressivement mis en place pour stimuler la flexibilité. Dans la plupart des cas, ces dispositions se traduiront par un coût supplémentaire retransmis au consommateur final ; les situations où les nouvelles solutions viendraient abaisser les coûts actuels demeurent embryonnaires. Pourtant, ces solutions méritent d'être recherchées par le biais d'expérimentations ponctuelles : il ne semble pas utopique de parvenir un jour à des gains par la valorisation locale de ressources renouvelables locales.

Investissements et tarifs

On ne saurait imputer aux seules énergies renouvelables la totalité des frais sur les réseaux. Le remplacement des ouvrages vétustes, l'adaptation aux nouvelles attentes des clients et la mise en œuvre des technologies les plus récentes justifient des dépenses régulières en toutes circonstances.

Cependant, le développement rapide des sources renouvelables a contraint les gestionnaires de réseau à un rythme d'investissement certainement plus élevé que la tendance naturelle. Cette accélération crée des contraintes, car les ressources des opérateurs proviennent essentiellement des tarifs d'utilisation des réseaux, qui restent contrôlés par les autorités de régulation, en raison du caractère monopolistique de cette activité. Cette particularité engendre deux difficultés, décrites dans une note d'Eurelectric établie à partir de la situation observée chez les gestionnaires de réseau de distribution de 18 pays^{xviii} :

- Les tarifs sont souvent fixés pour une période pluriannuelle, en fonction des résultats antérieurs. Si des

investissements massifs sont indispensables au début d'une nouvelle période, ils ne donneront lieu à un ajustement tarifaire qu'à partir de la période suivante. Le décalage entre les débours et les recettes constitue en soi un facteur de dépense supplémentaire.

- Les tarifs sont déterminés par les régulateurs sur la base d'hypothèses relatives à la rentabilité du capital investi. La rentabilité effective constatée après investissement demeure souvent inférieure à la prévision, et inférieure aussi au coût moyen pondéré du capital. L'ajustement étant effectué ex post, il peut en résulter temporairement pour les opérateurs une moindre capacité d'autofinancement.

Coûts liés à l'intermittence

Depuis l'origine de la commercialisation du courant, les systèmes électriques ont reposé sur des sources « dispatchables », c'est-à-dire dont la puissance est modulée en fonction de la demande : barrages de retenue et centrales thermiques à combustible fossile. On y a progressivement intégré des installations plus difficiles à réguler, telles que les centrales nucléaires ou les barrages « au fil de l'eau » (sans interruption du débit du fleuve), mais en conservant toujours dans le parc de production une capacité ajustable, équivalente à la part variable de la consommation. Les sources renouvelables connaissant le développement le plus rapide, éolien et photovoltaïque, sortent de ce schéma : elles produisent en fonction du vent et de l'ensoleillement, ce qui leur confère un caractère variable et non dispatchable. Elles seront désignées dans la suite de l'étude par l'expression « **sources intermittentes** ».

Nous adopterons également une définition restrictive des « **coûts liés à l'intermittence** », que nous limiterons à deux aspects :

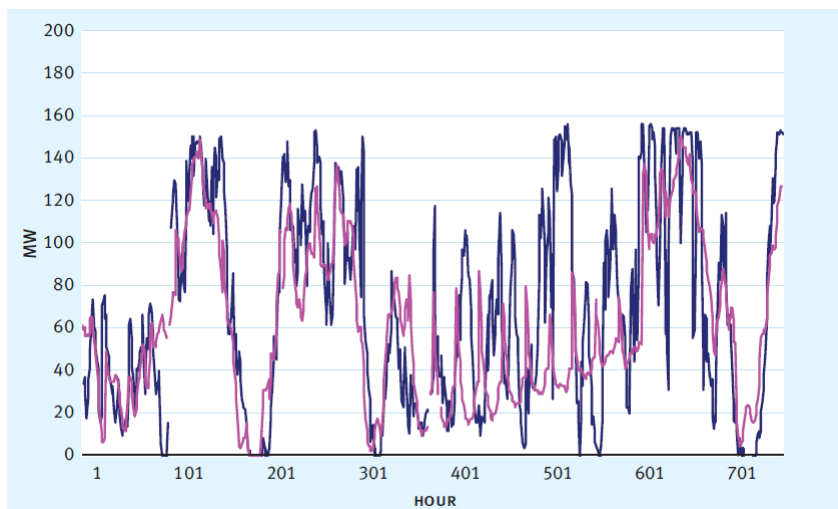
- Les **coûts d'équilibrage**, permettant d'ajuster la production à la demande en l'espace de quelques minutes, voire quelques secondes, en cas de variation de l'une ou de l'autre.
- Les **coûts d'adéquation** des capacités, garantissant l'alimentation en électricité à tout moment de l'année et pour les années à venir.

Les autres effets systémiques des énergies renouvelables seront traités dans le chapitre intitulé « Coûts pour la collectivité ».

En simplifiant la réalité, disons que pour assurer l'équilibre à très court terme, le gestionnaire du système garde à sa disposition des unités de production ou des portefeuilles de clients effaçables⁹ qu'il peut mobiliser en cas de besoin. Par exemple, il maintient en état de « réserve tournante » une centrale qui fonctionne à un niveau inférieur à sa puissance nominale et pourra monter en régime très vite si nécessaire (réserve primaire), en état de « prêt à démarrer » une centrale apte à produire en quelques minutes (réserve secondaire) et une centrale disponible sous demi-heure (réserve tertiaire).

Pour garantir une bonne adéquation de ses capacités, un système électrique devra comporter un parc de production à hauteur de la consommation extrême observée ou prévue sur une période de plusieurs années. La spécificité des sources intermittentes tient à l'importance des fluctuations et à la rapidité avec laquelle elles surviennent : une saute brutale du vent ou des passages nuageux altèrent considérablement la puissance délivrée par les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques ; le régime des vents et l'ensoleillement connaissent des saisonnalités marquées. Le graphique 1 illustre ce phénomène :

Graphique 1 :
Fluctuation horaire de la production d'un parc éolien offshore



Source : Eurelectric – "Flexible generation : backing up renewables", October 2011, page 16

Le diagramme a été tracé sur les 720 heures du mois de Septembre. On constate la fluctuation rapide de la production et sa chute ou sa reprise en quelques heures, entre le maximum de la

⁹ Il s'agit de clients prêts à réduire significativement leur consommation au terme d'un bref préavis.

puissance installée et l'arrêt complet. L'écart apparaît également notable entre la production effective (en rose) et la prévision à 24 h (en bleu).

Une simulation réalisée en Allemagne par l'association BDEW et retranscrite dans une étude d'Eurelectric montre que les besoins en capacité flexible, susceptible d'être mobilisée en quelques heures, sont sensiblement équivalents à la puissance intermittente installée^{xix}. Ainsi, en supposant une capacité éolienne de 45 GW, la simulation indique que 50 GW de puissance disponible seront nécessaires pour faire face aux aléas, provenant soit du parc national, soit des pays avec lesquels l'Allemagne est interconnectée. Cependant, le chiffrage en capacité de réserve ne reflète pas la nature du besoin, caractérisée aussi par un **gradient** (pente de montée ou réduction en puissance - en anglais *ramp up*).

L'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE a effectué une analyse très complète des conséquences de l'introduction de sources renouvelables dans les systèmes électriques. Le tableau 7 en est tiré ; il fournit quelques éléments de comparaison sur la flexibilité des sources conventionnelles appelées en appoint. L'Agence internationale de l'Énergie a abouti à des données très proches dans son étude sur l'intégration des énergies renouvelables^{xx}.

Tableau 7
Capacité de suivi de charge des installations dispatchables

	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

Source : OCDE-AEN, Énergies nucléaire et renouvelables, *Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone*, Novembre 2012, page 6

Ce tableau ne décrit pas les possibilités des centrales hydroélectriques, et notamment des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), souvent décrites comme un complément avantageux aux sources intermittentes. On peut estimer que celles-ci présentent un temps de démarrage très bref et atteignent un gradient de 40 % par minute. Il convient toutefois de rappeler que les sites favorables à leur implantation sont rares et que la puissance totale disponible reste faible (environ 5 GW en France, pays bien doté).

Le coût des centrales en relève (« **backup** ») se calcule facilement lorsque les sources intermittentes viennent satisfaire un surcroît de demande : il équivaut aux investissements

supplémentaires nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Lorsque les sources intermittentes se substituent à des unités conventionnelles, celles-ci demeurent en général couplées au réseau et fournissent l'énergie manquante en l'absence de vent ou de soleil. Le coût supplémentaire paraît nul. En réalité, absence d'investissement ne signifie pas absence de coût. Le maintien en état de veille des unités appelées en backup impose des coûts supplémentaires de combustible ; leur marche en régime variable dégrade le rendement ; les fréquents arrêts suivis de redémarrage entraînent une usure prématurée des composants, donc des frais d'entretien élevés. En résumé, une centrale thermique ou nucléaire confinée au suivi de charge coûte plus cher qu'en fonctionnement régulier.

L'étude de l'AEN citée ci-dessus a évalué les coûts d'équilibrage et d'adéquation pour plusieurs pays ; le tableau 8 en reproduit les résultats pour l'Allemagne, les Etats-Unis et la France. Ces résultats ne reflètent pas des dépenses effectivement enregistrées mais un calcul théorique, à partir de coûts moyens, selon deux scénarios de pénétration des sources intermittentes, 10 % et 30 % de la puissance totale installée. Le coût d'équilibrage reflète l'expérience acquise dans les pays étudiés ; en revanche, le coût lié à l'adéquation de capacité représente l'investissement qu'il faudrait réaliser en l'absence de centrales disponibles. Dans le cas de l'Union européenne, où prévaut une surcapacité en centrales thermiques, le coût d'adéquation figurant dans le tableau constitue certainement un maximum rarement atteint, mais il reste significatif et correspond approximativement aux installations à renouveler lorsqu'elles arriveront en fin de vie.

Tableau 8
Coûts d'équilibrage et d'adéquation en €/MWh

Niveau de pénétration		<i>Éolien terrestre</i>		<i>Éolien en mer</i>		<i>Photovoltaïque</i>	
		10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Allemagne	Équilibrage	2,4	4,6	2,4	4,6	2,4	4,6
	Adéquation	5,7	6,4	5,7	6,4	13,8	14,2
	Total	8,1	11,0	8,1	11,0	16,2	18,8
États-Unis	Équilibrage	1,4	3,6	1,4	3,6	1,4	3,6
	Adéquation	4,0	4,4	1,5	4,9	0,0	7,5
	Total	5,5	8,0	2,9	8,5	1,4	11,1
France	Équilibrage	1,4	3,6	1,4	3,6	1,4	3,6
	Adéquation	5,8	6,2	5,8	6,2	13,9	14,2
	Total	7,2	9,8	7,2	9,8	15,3	17,8

Source : OCDE-AEN, Énergies nucléaire et renouvelables, *Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone*, Novembre 2012, pages 8 et 9

Ces résultats apparaissent cohérents avec d'autres publications, tels que celle émanant du groupe de travail dédié à l'énergie éolienne animé par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE). Sa note de synthèse^{xxi} confirme qu'une production éolienne

nécessite de disposer d'une puissance en réserve supérieure à celle qu'exigerait une fourniture dispatchable, pour pallier d'éventuelles erreurs de prévision et équilibrer les réseaux. En 2013, le surcroît est évalué à environ 9 à 10 % de la capacité éolienne correspondante, tant que celle-ci reste comprise entre 7 et 20 % de la demande. Cette réserve supplémentaire pourra toutefois diminuer lorsque les méthodes de prévision s'affineront.

En revanche, les publications divergent sur la pertinence du total : certains auteurs estiment qu'en ajoutant les deux facteurs de dépense on majore artificiellement le coût final, car les deux termes ne sont pas indépendants l'un de l'autre. Ils soulignent en outre que le résultat dépend grandement du niveau d'interconnexion considéré : plus la zone prise en compte est étendue, plus les coûts sont réduits.

Insistons sur le fait que ces coûts surviennent dans les pays disposant d'un parc de production antérieur à l'arrivée des énergies renouvelables, qui était optimisé pour répondre à la structure de consommation nationale. Les sources intermittentes « désoptimisent » ce parc : les centrales en service ne correspondent plus aussi fréquemment qu'auparavant aux unités les moins chères, mais à celles qui sont les mieux adaptées aux besoins spécifiques des nouvelles sources.

Conclusion du chapitre 2

Les politiques promotionnelles en faveur des énergies renouvelables ont souvent conduit à rémunérer l'électricité qui en est issue à un niveau supérieur aux prix de marché. Il en résulte une majoration significative de la composante « fourniture » payée par consommateur (sans doute proche de 74 % en Allemagne et 17 % en France). En l'absence de contraintes de localisation imposées par la réglementation, les nouvelles installations choisissent les lieux les plus favorables à leur développement, ce qui entraîne des coûts d'extension et renforcement de réseau.

Le caractère intermittent des énergies qui ont connu l'expansion la plus forte (éolien et photovoltaïque) appelle d'une part à accélérer la pose d'équipements favorisant une gestion dynamique des réseaux, d'autre part à disposer de moyens opérationnels permettant de faire face aux fluctuations de production. Ces moyens visent aussi bien l'équilibrage à court terme entre l'offre et la demande que l'adéquation à long terme entre les outils de production et les perspectives de consommation. L'intégration des sources renouvelables intermittentes constitue donc un facteur spécifique de hausse des factures et se traduit aussi par des exigences techniques, notamment pour les centrales en « back up », dont on attend des performances particulières (en résumé, il s'agit de machines tournantes aptes à monter rapidement en puissance).

La majoration de la facture est certainement plus marquée pour les pays qui disposaient précédemment d'un parc de centrales répondant à leurs besoins que pour ceux connaissant une augmentation des consommations.

Le coût pour la collectivité

Les soutiens sur fonds publics

Face aux énergies conventionnelles, le développement des énergies renouvelables est freiné par des coûts plus élevés, une réglementation nationale inadaptée ou un déficit d'infrastructures. Les pouvoirs publics souhaitant développer ces énergies mettent alors en place des politiques de soutien. Nous avons vu qu'une grande part de l'aide reste à la charge des consommateurs, en ce qui concerne aussi bien la production (soutien par les quantités ou par les revenus) que les équipements (tels que les frais de réseau). Cependant, les **budgets publics** supportent une part significative de l'aide, à travers des politiques comportant une ou plusieurs des dispositions suivantes :

- Subventions durant la phase de recherche et développement
- Aides à l'investissement sur les équipements de production :
- Subventions directes
- Prêts à taux bonifiés, garanties publiques sur les emprunts
- Réductions d'impôts, amortissement accéléré
- Aides à la consommation, par subventions ou dégrèvements fiscaux sur les appareils d'utilisation ou sur l'énergie consommée
- Aides à la production par obligation d'achat imposée aux institutions publiques (écoles, universités, collectivités locales, armées...)
- Normalisation des produits et des équipements
- Campagnes d'information
- Régimes douaniers

Le montant de ces aides varie en fonction des périodes et des pays ; elles passent souvent par des décisions décentralisées (régions, communes) et les allocations transitent parfois par des organes juridiquement autonomes (tels que les banques publiques), ce qui rend leur comptabilisation particulièrement difficile. Ainsi,

l'étude de référence commandée par la Commission européenne à quatre instituts spécialisés sur ces questions se borne-t-elle à dresser un tableau partiel pour l'année 2009, rappelant la situation des 27 États de l'Union européenne, sans fournir d'indications relatives aux sommes totales ainsi engagées sur les budgets publics¹⁰. Cette étude ne semble avoir été ni actualisée ni complétée ultérieurement, malgré quelques lacunes apparentes (les aides fiscales en France, par exemple, sont peu documentées). On ne trouve pas non plus de bilan officiel des aides aux énergies renouvelables pour les États-Unis, où coexistent deux aides fiscales fédérales (*Investment Tax Credit* et *Production Tax Credit*) et un nombre considérable de régimes fiscaux locaux, souvent plusieurs par État, dans les 50 États de l'Union sans exception. Il est vrai que ces régimes sont fréquemment modifiés (5 fois depuis leur création pour les systèmes fédéraux).

En France, la Cour des comptes a procédé à une liste des soutiens financiers provenant du budget national ainsi qu'à l'évaluation de certains d'entre eux^{xxii}. Trois dispositifs concentrent l'essentiel des contributions de l'État :

- Le Crédit d'impôt Développement durable sur la pose d'équipements de production d'énergie renouvelable, évalué à 8 milliards d'euros depuis 2005,
- Le taux réduit de TVA sur l'installation d'équipements de production d'énergie renouvelable, évalué à 1,8 milliard d'euros entre 2005 et 2011 pour l'électricité et 120 millions d'euros entre 2006 et 2011 pour les dispositions relatives à la chaleur,
- L'aide directe à l'investissement par le fonds chaleur, estimé à 240 millions d'euros par an.

Le total se monte sensiblement à 1,5 milliard d'euros par an.

La Cour cite quatre autres dispositifs, d'un ordre de grandeur beaucoup plus modeste :

- L'amortissement accéléré pour certains matériels (évalué à 4 millions d'euros par an),
- L'exonération de l'impôt sur le revenu et de la TVA pour l'électricité produite par de très petites installations chez des particuliers (photovoltaïque) ou des agriculteurs (photovoltaïque et biomasse), évaluée à 500 000 € par an,

¹⁰ Financing Renewable Energy in the European Energy Market – Étude menée par Ecofys, Ernst & Young, Fraunhofer ISI et Technische Universität Wien, publiée en Janvier 2011 – pages 27 à 34 et Annexes, pages 153 à 207.

- L'Eco-prêt à taux zéro, équivalent à une aide remboursable sans intérêt, non évalué,
- Le fonds de garantie pour la géothermie et les pompes à chaleur sur nappes aquifères, non évalué.

Les formes d'aide varient d'un pays à l'autre. Ainsi, l'étude européenne citée ci-dessus ne recense aucun cas de projet éolien ou solaire ayant bénéficié des dispositifs fiscaux les plus avantageux existants au Royaume Uni (*Enhanced Capital Allowances* et *Capital Grant Schemes*) en 2009 ; elle souligne en revanche le rôle déterminant des prêts à taux bonifiés accordés en Allemagne par la banque publique KfW aux projets mettant en œuvre des énergies renouvelables. L'importance de ces prêts se mesure à l'engagement prévu par la KfW entre 2012 et 2020, à hauteur de 20 milliards d'euros par an en moyenne^{xxiii}... alors que la Banque européenne d'investissement n'a apporté que 4,8 milliards d'euros en 2013 à ce type de projets^{xxiv}, pour l'ensemble de l'Union européenne et plusieurs pays hors zone OCDE.

Aucune étude ne permet d'apprécier le montant cumulé des aides apportées par les **collectivités locales**, bien que ces dernières interviennent dans la plupart des pays. Par ailleurs, **l'Union européenne** apporte un soutien financier aux projets d'énergies renouvelables éligibles au Fonds de Cohésion ou au Fonds européen de développement régional (FEDER). Sur la période 2007-2012, environ 4,7 milliards d'euros ont été versés en direction de 24 des États membres. La Pologne et l'Italie figurent parmi les premiers bénéficiaires (avec respectivement 826 et 776 millions d'euros), immédiatement suivis par la République Tchèque et la France (398 et 364 millions d'euros)^{xxv}.

En ce qui concerne l'électricité, les aides directes sur fonds publics demeurent d'un niveau inférieur aux charges transmises aux consommateurs, identifiables par les mécanismes tels que la CSPE en France ou l'EEG-Umlage en Allemagne. Signalons toutefois un cas particulier, celui de l'Espagne, où la charge tarifaire n'a pas été imputée aux consommateurs ; elle est restée nommément inscrite au budget de l'État. Son cumul atteint en 2014 près de 30 milliards d'euros, qui s'ajoutent à la dette souveraine de l'Espagne.

Pour la rigueur de l'analyse, il convient de souligner que les coûts évoqués ci-dessus représentent des dépenses brutes. Les **dépenses nettes** seront toujours inférieures, car l'État engrange des suppléments de recettes liés à la taxation des activités. L'exemple le plus simple à résumer concerne la TVA provenant de l'investissement et de la production. En premier lieu, en aidant les investisseurs par des dégrèvements fiscaux ou diverses formes de soutiens, l'État favorise des dépenses qui ne seraient pas réalisées sans ces dispositions ; il tire donc des recettes accrues de la TVA frappant ces

travaux, fut-elle à taux réduit. À cet égard, le soutien le plus rentable est constitué par les prêts bonifiés. Ainsi, l'aide de l'État fédéral allemand à la KfW (subvention et garantie sur ses opérations) permet à cette dernière d'emprunter à des taux très bas sur les marchés internationaux et de prêter également à des taux extrêmement avantageux. Ces apports déclenchent des travaux qui génèrent de la TVA pour un montant probablement supérieur au coût de l'aide à la KfW... En second lieu, selon les règles européennes, la TVA sur l'électricité consommée se calcule sur la totalité de la facture, y compris les charges du type EEG-Umlage ou CSPE. Plus ces dernières augmentent, plus la TVA rapporte ! Ce constat nourrit des revendications récurrentes en Allemagne, le patronat demandant notamment au gouvernement fédéral de « restituer » au secteur électrique l'excédent ainsi perçu.

Enfin, certaines études incluent parmi les soutiens de l'État les dépenses de **recherche et développement** sur fonds publics. Cette approche n'a pas été retenue ici, ce type de dépenses, au même titre que celles de formation ou administration, ne paraissant pas spécifique aux énergies renouvelables. En outre, la comptabilisation de ces dépenses varie beaucoup selon les pays, ce qui réduit la pertinence de leur énumération.

Les coûts pour les autres acteurs économiques

Les bénéfices apportés par les énergies renouvelables sont le plus souvent résumés en cinq thèmes :

- Lorsqu'elles se substituent à des combustibles fossiles, elles diminuent les émissions de gaz à effet de serre.
- En remplaçant des centrales à combustibles fossiles, elles diminuent les rejets atmosphériques polluants à l'échelle locale (oxydes de soufre et d'azote, particules, etc.).
- Elles contribuent à réduire la dépendance aux combustibles fossiles ou fossiles importés.
- Elles stimulent le développement de nouvelles filières économiques, créatrices d'emplois.
- Elles procurent des revenus d'appoint en zone rurale et dans les régions économiquement défavorisées.

Ces bénéfices sont indéniables a priori. Cependant, leur évaluation a posteriori demeure incertaine, car il est toujours difficile d'établir la situation économique à laquelle on serait parvenu en

l'absence d'une politique en faveur des énergies renouvelables. Le raisonnement reste donc généralement qualitatif.

Gaz à effet de serre

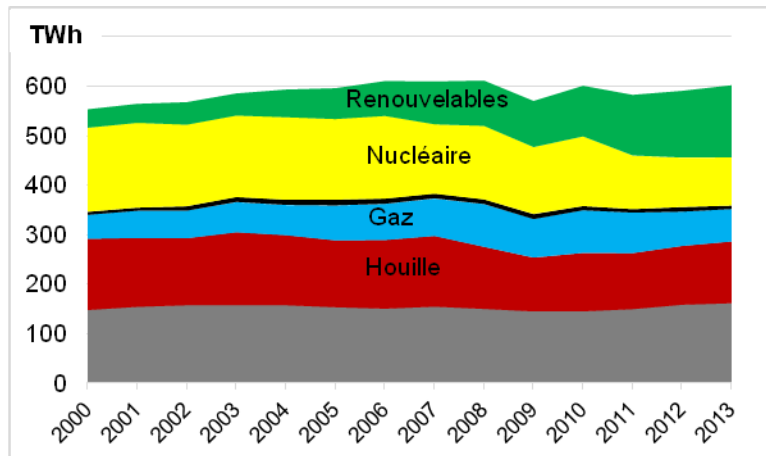
En termes de gaz à effet de serre, le bilan complet nécessite une analyse du cycle de vie passant par la fabrication des composants, puis la construction des installations, leur exploitation ensuite, et aboutissant enfin à leur démantèlement. L'élaboration de tels bilans suppose la connaissance fine de chaque étape, mais les données nécessaires varient profondément dans le temps, en fonction de l'évolution des technologies, et dans l'espace, en fonction du mix énergétique des pays. Ainsi, « l'empreinte carbone » d'un module photovoltaïque dépend largement de la production électrique de son pays d'origine : lorsque celle-ci repose sur le charbon, l'empreinte sera lourde ; elle sera légère lorsque les centrales hydroélectriques ou nucléaires dominent.

Si l'on s'en tient à la seule phase de *l'exploitation*, les informations les plus précises à notre disposition concernent les biocarburants. Les directives européennes imposent en effet de tenir un inventaire précis des émissions durant leur production, en tenant compte de la plupart des facteurs : nature des plantes et des sols, énergie consommée durant la récolte puis la transformation, etc. Soucieux de s'intégrer dans le commerce européen, un grand nombre de producteurs mondiaux ont adopté ces modes de calcul. Cependant, la Commission européenne a souhaité durcir ses propres normes pour comptabiliser les émissions liées aux changements indirects d'affectation des sols. Cette expression s'applique par exemple au cas d'une culture alimentaire qui serait déplacée par la culture de plantes destinées à la production d'agrocarburants. Si la culture alimentaire occupe dorénavant un espace naturel (forêt primaire, prairie), le bilan complet des émissions devient défavorable, le défrichement des nouveaux espaces entraînant un relargage considérable de gaz à effet de serre. L'évaluation rigoureuse de ce phénomène reste controversée. Les textes européens n'exigent pas un calcul précis de l'empreinte carbone des autres bioénergies (biomasse solide et biogaz), de sorte que les données manquent pour l'établir à grande échelle.

S'agissant des énergies renouvelables qui connaissent le plus fort développement pour la production d'électricité, éolienne et photovoltaïque, leurs émissions peuvent être considérées comme nulles en phase d'exploitation. Elles ne procurent cependant un bénéfice climatique qu'en venant remplacer des centrales émettrices de CO₂. Cet atout apparaît indiscutable pour des pays comme le Danemark ou la Pologne, dont le parc électrique est très majoritairement composé de centrales à charbon ; il semble moins net pour des pays à composante nucléaire, comme l'Allemagne ou la France. Dans le cas de l'Allemagne, les sources renouvelables ont d'abord absorbé la croissance des consommations, puis elles se sont

substituées aux centrales nucléaires mises à l'arrêt depuis Mars 2011. Comme le montre le graphique 2, la production d'origine fossile a peu diminué, passant de 60,1 % en 2000 à 57,1 % en 2013.

Graphique 2
Développement des sources renouvelables dans la production électrique allemande



Sources : Période 2000 – 2012 : BMWi - Énergie Daten - Mei 2013 – Tabelle 5.
Année 2013 : Agora_Energiewende_im_Stromsektor_2013_07/01/2014

En ce qui concerne la France, disons en termes simples que la structure de production d'une journée ordinaire est assise sur des sources non émettrices de CO₂ durant les périodes de faible demande (hydraulique au fil de l'eau et nucléaire) et sur des sources émettrices aux heures de forte consommation (centrales thermiques classiques). La production éolienne et photovoltaïque ne réduit donc les émissions qu'en survenant aux heures de pointe. L'Annexe 5 permet de visualiser ce constat à partir d'un graphique.

On peut estimer sommairement le **coût des émissions évitées** en adoptant des valeurs approximatives pour les centrales à combustible fossile : 1 MWh génère environ 0,5 t de CO₂ à partir du gaz et 1 t à partir du charbon (valeurs hautes, favorables aux énergies renouvelables). En reprenant les valeurs du LCOE pour l'Allemagne et la France figurant dans le tableau 4 (chapitre 1), on obtient les coûts figurant dans le tableau 9 ci-dessous :

Tableau 9
Coût de la tonne de CO₂ évitée dans le secteur électrique, en France et en Allemagne

		Allemagne		France	
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Éolien terrestre	LCOE (€/MWh)	45	107	62	102
Coût de l'abattement (€/t) selon l'énergie primaire déplacée	Charbon	45	107	62	102
	Gaz	90	214	124	204
Photovoltaïque	LCOE (€/MWh)	79	142	114	547
Coût de l'abattement (€/t) selon l'énergie primaire déplacée	Charbon	79	142	114	547
	Gaz	158	284	228	1094

Source : Calculs de l'auteur à partir du tableau 4.

Avec ces hypothèses favorables, et dans la meilleure des estimations, le coût de la tonne de CO₂ évitée reste très élevé au regard du cours du CO₂ sur le marché européen du carbone (système ETS), qui n'a jamais excédé 30 €/t depuis sa création et se situe autour de 5 €/t depuis plusieurs mois. Il dépasse également la « valeur tutélaire » calculée en France pour évaluer la rentabilité des politiques publiques concernant les activités non soumises au système ETS, qui devrait croître de 32 à 56 €/t entre 2010 et 2020 (Rapport Quinet). Rappelons en outre que le tableau ci-dessus ne reflète pas toujours le coût auquel sont rémunérés les MWh produits par les énergies renouvelables, puisque ce dernier a été longtemps fixé par des tarifs d'achat garantis, supérieurs au LCOE. Une étude universitaire chiffre ainsi à 736 € la tonne de CO₂ évitée en Allemagne par les panneaux photovoltaïques bénéficiant des tarifs d'achat en vigueur en 2008^{xxvi}.

Polluants locaux

Malgré les normes de plus en plus strictes sur les rejets des centrales thermiques, elles continuent à émettre des produits atmosphériques toxiques. L'ONG Health & Environment Alliance a situé à 42,8 milliards d'euros par an les **dépenses de santé publique** générées au sein de l'Union européenne par la production d'électricité à partir du charbon^{xxvii}. Pour un pays comme la France, où la production au charbon n'a représenté que 3,6 % du total en 2013^{xxviii}, ce coût est évalué à 1,9 milliard d'euros ; il atteindrait 6,4 milliards d'euros en Allemagne, pays dont les centrales figurent parmi les plus propres du monde. Toute réduction de la durée de fonctionnement des unités au charbon se traduira par de moindres dépenses sanitaires.

Cependant, nous avons vu que l'intégration des sources renouvelables dans le système électrique ne conduit pas nécessairement à une diminution équivalente de la production des centrales thermiques ; celles-ci demeurent indispensables, en l'état

actuel des techniques, à l'équilibre des réseaux dans la plupart des pays d'Europe. Au sein du parc thermique classique, l'arbitrage entre gaz et charbon s'effectue sur des critères économiques dans lesquels entrent trois prix déterminants : ceux du charbon, du gaz naturel et des quotas de CO₂. L'arrivée rapide des énergies renouvelables sur le marché européen et la crise économique concomitante ayant affecté la demande ont abouti à une baisse du facteur de charge des centrales thermiques, de 50 % en 2008 à 37 % en 2012^{xxx}. Cette détente a contribué à la chute du prix du CO₂ dans le système ETS, au moment où le cours du charbon sur les marchés européens baissait. Cet ensemble de phénomènes a fait reculer la production d'électricité à partir de gaz naturel de 28 % tandis que celle provenant du charbon augmentait de 27 % entre l'été 2011 et l'été 2013^{xxx}. La pénétration des énergies renouvelables dans la production d'électricité ne réduit donc pas mécaniquement les émissions les plus toxiques.

Enfin, les **bioénergies** génèrent diverses formes de pollutions locales. Une chaufferie alimentée en biomasse solide crée des nuisances par les rotations de camions et la production de cendres. La combustion du bois constitue une source non négligeable de pollution atmosphérique. Ainsi, la dernière édition de l'inventaire relatif à la France^{xxxi} fait apparaître qu'en 2012 la combustion du bois était responsable de :

- 38 % des rejets dans l'air d'oxyde de carbone,
- 73 % de ceux des Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (une famille au sein du groupe des polluants organiques persistants),
- 61 % des émissions atmosphériques de particules primaires¹¹ PM 2,5 (contre 16 % au gazole, qui demeure cependant le principal émetteur le long des axes routiers).

Dans le cas du bois, ces polluants atmosphériques proviennent majoritairement des installations domestiques et tertiaires vétustes, et tout particulièrement des foyers ouverts¹².

¹¹ Il s'agit des particules solides d'un diamètre inférieur à 25 µ, particulièrement toxiques car leur petite taille leur permet de pénétrer profondément dans le système respiratoire. Ces particules sont dites « primaires » lorsqu'elles sont émises directement ; elles sont appelées « secondaires » lorsqu'elles résultent de l'évolution chimique d'autres émissions (quatre polluants atmosphériques dits « précurseurs » se condensent en particules toxiques : SO₂, NO_x, NH₃ et composés organiques volatils ; le phénomène est favorisé par l'interaction avec l'ozone troposphérique et par certaines conditions météorologiques).

¹² Précisons que les chiffres ci-dessus excluent les polluants émis lors des feux de forêts...

Dépendance énergétique

La récente publication par la Commission européenne de son étude sur la dépendance énergétique souligne la vulnérabilité de l'Union européenne face à des importations en volumes sans cesse croissants de combustibles fossiles (gaz, pétrole, charbon) et d'uranium^{xxxii}. Les menaces diffèrent selon les énergies, les pays exportateurs et les voies d'acheminement, mais il existe un facteur commun à toutes les importations : le risque prix. D'une part, la soif d'énergie du monde exerce une pression à la hausse sur les prix, dont on ne voit pas la fin dans les prochaines décennies. D'autre part, chaque crise se traduit par une déstabilisation plus ou moins importante mais toujours sensible de certains pays et certaines activités, fragilisant momentanément les secteurs productifs confrontés à la concurrence, et ce, quelle que soit la cause de la crise : ouragan, grève, accident, rébellion armée... La tendance à la hausse et la sensibilité aux crises concourent à une forte volatilité des cours mondiaux, laquelle exerce un impact négatif sur l'économie.

Le constat établi pour l'Europe s'applique assurément à un grand nombre de régions du monde. À cet égard, les chiffres diffusés par la Commission européenne montrent que les énergies renouvelables procurent un avantage écrasant en matière d'**indépendance** : en 2012, les importations ne représentent que 4 % des volumes consommés (contre 95 % pour l'uranium, 88 % pour le pétrole brut, 66 % pour le gaz et 42 % pour les combustibles solides)^{xxxiii}. Dans un souci de rigueur, il convient toutefois de nuancer ce constat par deux remarques.

En premier lieu, la biomasse solide et les biocarburants¹³ satisfont aujourd'hui à des normes internationales qui leur confèrent le statut de « commodité » négociable en tout point du globe. On assiste ainsi à l'émergence de marchés facilitant le commerce international :

- Le bois, principal composant de la biomasse solide à usage énergétique, est désormais transformé en « pellets », sortes de bâtonnets permettant d'alimenter toutes les chaudières modernes ; depuis novembre 2011, une place boursière ouverte en association avec le port de Rotterdam constitue un lieu d'échange des contrats de pellets, comparable aux marchés du gaz, du charbon... La mise en concurrence de productions locales avec des offres venant de pays ayant fortement développé leur industrie forestière (Canada, États-Unis et Russie, notamment) pourrait entraîner un recours accru aux importations en Europe. Ces dernières représentaient 18,4 % de la consommation des pellets de l'Union

¹³ Le terme légal en France est désormais « agrocarburants », mais la réglementation européenne ne reconnaît encore que le mot « biocarburants ».

européenne en 2010, mais pourraient atteindre 46 % de la demande dès 2020, selon un scénario médian présenté par l'AIE^{xxxiv}. Pour le seul secteur de l'électricité, en intégrant cette fois la totalité des sources de biomasse solide (déchets biologiques, résidus agricoles, toutes productions forestières, donc bien au-delà des seuls pellets), l'association Eurelectric aboutissait à une fraction non couverte par les productions européennes de 32 % de la demande en 2020^{xxxv}.

- Les normes relatives aux biocarburants facilitent également le commerce international. Selon la Commission européenne, 20 % du bioéthanol et 17 % du biodiesel consommés au sein de l'Union européenne en 2010 ont été importés^{xxxvi} ; en outre une partie des matières premières utilisées en Europe pour la production de biocarburants provient également d'importations. Au total, sur l'ensemble des biocarburants consommés en Europe en 2010, environ 40 % des matières premières nécessaires à leur production ont été importées^{xxxvii}. Un rapport demandé par la Commission européenne à l'IFPRI (International Food Policy Research Institute) et rendu public en Octobre 2011 affirmait que les nouvelles productions de biocarburants développées dans les pays du Sud devenaient beaucoup plus compétitives que les filières européennes et occuperaient d'ici 2020 une part nettement plus importante du marché communautaire^{xxxviii}. La Commission a accordé suffisamment de crédit à ces conclusions pour proposer un durcissement des normes environnementales à respecter par les producteurs. Selon certains professionnels, les nouvelles exigences détérioreront davantage la position concurrentielle des producteurs européens...

Pour en terminer avec les bioénergies, mentionnons à titre anecdotique qu'en Allemagne le biogaz provient principalement de cultures dédiées, en l'occurrence du maïs. Ce biogaz évite certes l'importation de combustibles fossiles, mais il contraint l'Allemagne à importer du maïs alimentaire...

En second lieu, les technologies mises en œuvre dans le secteur des énergies renouvelables recourent à des **métaux peu communs**, dont la production reste limitée à un petit nombre de pays dans le monde. Il existe ainsi un risque de dépendance à leur endroit. Le Centre Commun de Recherche de l'Union européenne identifie huit métaux dont l'approvisionnement est classé à « haut risque » au-delà de 2020, dont cinq utilisés dans les éoliennes et panneaux photovoltaïques (dysprosium, gallium, néodyme, praséodyme et tellure de cadmium), et quatre autres considérés « quasi-critiques » (platine, indium, lithium et rhénium)^{xxxix}. Sans une politique

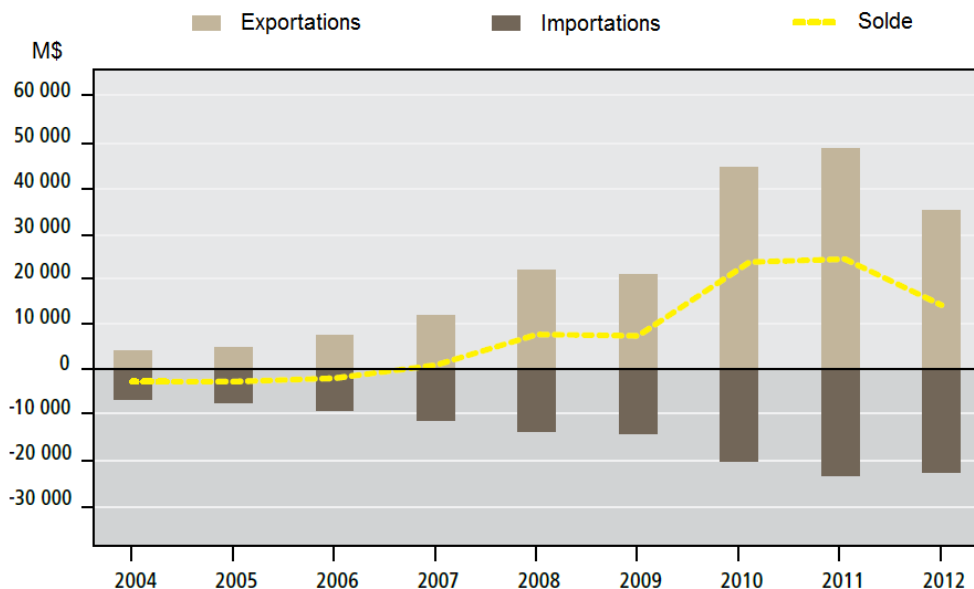
volontariste, visant à réduire l'usage de ces métaux ou à élargir le cercle des fournisseurs, le gain en autonomie acquis par de moindres importations de combustibles fossiles pourrait malheureusement s'accompagner d'une dépendance industrielle nouvelle, liée aussi à des ressources naturelles inégalement réparties. Bien que certains métaux rares existent en très faible concentration dans des roches ordinaires, au stade actuel des techniques leur extraction se révélerait très coûteuse et absorberait des quantités d'énergie supérieures à celles que produiraient les énergies renouvelables issues de leur utilisation^{xi}. Dans les pays actuellement exportateurs, les procédés mis en œuvre engendrent une pollution locale considérable.

Impact sur l'activité économique et sur l'emploi au niveau national

Selon le cabinet Bloomberg New Energy Finance, les investissements en faveur des énergies renouvelables se sont élevés à l'échelle planétaire à 254 milliards de dollars en 2013^{xii}, soit environ deux fois le chiffre d'affaires cumulé des groupes Airbus et Boeing. La fabrication des composants nécessaires à ces énergies, les études d'implantation, leur réalisation puis leur exploitation ont donc nourri une activité considérable. Toutefois, le lien entre les politiques publiques en faveur des sources renouvelables et la dynamique industrielle apparaît complexe.

La plupart des technologies mises en œuvre dans les filières renouvelables ont été mises au point dans les pays de l'OCDE, plus particulièrement en Europe et aux États-Unis. Ces pays ont été les premiers à appliquer des politiques incitatives au développement des sources renouvelables ; ils ont donc logiquement vu naître sur leurs territoires des entreprises puis de véritables branches industrielles répondant à la demande créée localement. Cependant, la baisse rapide des coûts de production et la relative banalisation des technologies, concomitante avec la hausse du niveau d'éducation et de recherche dans plusieurs pays hors OCDE, a permis à ces derniers d'attirer sur place la fabrication des composants. Ceux-ci ont été d'abord destinés aux marchés américain ou européen, puis, la baisse des coûts les rendant de plus en plus abordables, aux marchés des pays en développement. Or les marchés du Sud connaissent désormais une croissance soutenue, tandis que ceux du Nord subissent un tassement ; les nouveaux producteurs pénètrent donc la part la plus dynamique du marché mondial. Une étude du Programme des Nations Unies pour l'Environnement explicite ce phénomène, illustré par le graphique 3 :

Graphique 3
Solde des échanges des pays en développement
pour une sélection de biens du secteur des énergies renouvelables



Source : UNEP, South-South trade in renewable energy, 2014, page 7

Les fabricants du Nord résistent bien dans certaines filières, telles que l'hydroélectricité et l'éolien, où ils détiennent encore plus de 50 % de part du marché mondial, mais en ayant souvent délocalisé une partie de leur production. Ils ont en revanche considérablement reculé dans l'énergie photovoltaïque, puisque 86 % de la production mondiale en 2012 vient d'Asie. La Chine détient sur son territoire une capacité de production dépassant la demande totale du marché mondial...^{xiii} Le recul de l'Europe, un temps leader mondial, tient en partie à sa **politique commerciale** particulièrement ouverte, autorisant l'arrivée sur son marché intérieur de toutes les productions du monde mais restreignant les dispositions susceptibles de favoriser ses propres producteurs. Le cas du photovoltaïque reste emblématique de cette attitude, l'Union européenne s'étant contentée de sanctions peu contraignantes à l'encontre des exportateurs chinois, soupçonnés de bénéficier d'aides d'État, mais ayant condamné fermement les clauses contenues dans les appels d'offres passés en Europe, qui pouvaient avantager les fabricants européens. Existe-t-il une autre région du monde pratiquant un libéralisme aussi absolu ?

Dans l'ensemble, il paraît très difficile d'évaluer le nombre des **emplois nets** créés dans l'Union européenne grâce à sa politique en faveur des énergies renouvelables. On se borne en général à citer le chiffre brut, obtenu par l'addition de tous les emplois directs (dans les secteurs d'activité centrés sur les énergies renouvelables) et indirects

(les sous-traitants), sans prendre en compte les emplois détruits dans d'autres filières, ceux qui résultent de la transformation de secteurs existants auparavant, ceux qui auraient été créés si les investissements avaient été réalisés dans d'autres activités, ou encore ceux qui sont menacés en raison du prix élevé de l'électricité. Ce constat a déjà été dressé pour l'Allemagne^{xliii} ; il est renouvelé pour la France dans le rapport de la Cour des comptes : « *De façon générale, les conséquences du développement des énergies renouvelables sur l'emploi en France sont modestes et le suivi, qui en est fait aujourd'hui, ne permet pas de faire la part entre création et redistribution des emplois*^{xliiv}. » Dans les pays où l'emploi est lié aux politiques publiques, il peut fluctuer brutalement : aux États-Unis, la puissance éolienne mise en service dans l'année est passée de 6,8 GW en 2011 à 13,1 GW en 2012 puis 1,1 GW en 2013.

Parmi les conséquences négatives d'une promotion intense des sources renouvelables, figure ***l'augmentation du prix de l'électricité***. Son incidence sur la compétitivité des industries soumises à une concurrence internationale a été reconnue par la Commission européenne, qui a autorisé les États à exempter de certaines charges les entreprises entrant dans la catégorie des « énergies intensives ». Plusieurs États ayant spontanément exonéré de ces charges leurs grandes entreprises depuis plusieurs années, la Commission leur accorde un délai courant jusqu'en 2019 pour mettre en conformité les critères nationaux avec les nouvelles règles européennes.^{xlv}

La réduction des charges affectant l'électricité consommée par la grande industrie pourrait ne pas suffire à préserver leur niveau d'activité dans les pays les plus touchés par une hausse du prix du courant. Une publication de l'institut IDW signalait, début 2013, une chute d'environ 28 % de l'investissement en Allemagne de la part des industries « énergies intensives » entre 2008 et 2010^{xlvi}. Bien que l'étude ne fournisse pas d'analyse complète (elle reste par exemple silencieuse sur le caractère cyclique de certains investissements), l'une des causes de ce désengagement pourrait provenir de la situation de leurs sous-traitants et de la petite et moyenne industrie allemande en général. Celle-ci, ne satisfaisant pas aux conditions posées par le gouvernement allemand, ne bénéficie d'aucune exonération, et paie donc son courant à un niveau d'autant plus élevé que l'allègement accordé aux gros consommateurs alourdit le fardeau supporté par les petits. Bien qu'étant moins exposée que la grande industrie, sa position compétitive s'en trouve néanmoins affaiblie. Le consultant IHS a tenté une évaluation des pertes de revenus qui en résultaient ; son rapport estime que la perte d'exportations cumulée s'élève à 22,3 milliards d'euros durant les six années entre 2008 et 2013^{xlvii}.

Sans les avoir chiffrées, le Conseil d'analyse économique estime également qu'une perte d'exportations et une chute de

l'emploi frapperait inévitablement la France à court terme si elle subissait une hausse du prix de l'énergie supérieure à celle affectant ses concurrents^{xlviii}. Le Conseil souligne néanmoins que le pays détient les atouts lui permettant de réorienter à plus long terme son offre industrielle vers des produits de haute qualité pour lesquels le prix de l'énergie devient moins déterminant.

La Commission européenne indique à son tour que l'industrie de taille moyenne paie en Europe son kWh environ 20 % plus cher qu'en Chine, 65 % plus cher qu'en Inde et 100 % plus cher qu'aux USA. Cette situation résulte bien sûr de causes multiples, mais le soutien financier aux énergies renouvelables entre dans ce faisceau de causes, pour une part qui demeurera substantielle jusqu'en 2020. Les simulations montrent que le handicap créé par ce prix élevé de l'électricité exerce à cet horizon un effet négatif sur le PIB, le pouvoir d'achat des ménages, les exportations de l'Union européenne, et le niveau de l'emploi^{xlix}.

Impact économique local

La variété des situations locales complique la recherche de conclusions générales, qui s'appliqueraient à l'ensemble des cas. Il paraît néanmoins fort probable que l'arrivée d'une nouvelle production locale soit bien accueillie, dès lors qu'elle génère des recettes et des emplois, directs ou par le biais de fournisseurs déjà sur place, et qu'elle procure des revenus annexes sous forme de redevances aux collectivités.

Les **bioénergies** reçoivent en général des appréciations positives. Ainsi, les biocarburants ont amené de nombreux agriculteurs à s'interroger sur leurs pratiques, compte tenu du cahier des charges à remplir pour que leur production soit considérée comme renouvelable ; on peut légitimement considérer que la filière a joué un rôle bénéfique dans l'amélioration des méthodes de culture. Le biogaz apparaît également comme une énergie renouvelable engendrant des externalités favorables : revenus complémentaires pour les opérateurs, réduction des épandages de lisiers et de la pollution associée, valorisation de déchets, etc. Les tarifs d'achat garantis appliqués au biogaz ont parfois été établis en concordance avec les politiques de développement rural, en incluant des bonifications en faveur des petites exploitations, de la valorisation des résidus, etc. Les avis sont plus nuancés en ce qui concerne la biomasse solide, les besoins d'une chaufferie au bois étant par exemple susceptibles d'accaparer une ressource forestière jusque-là partagée entre des utilisateurs locaux désormais démunis.

On enregistre peu de reproches à l'encontre des installations photovoltaïques. En revanche, le **bilan économique local** des fermes éoliennes suscite de fréquentes critiques. L'implantation d'une ferme éolienne procure un loyer au propriétaire du terrain, évalué entre 2 000 et 6 000 €/MW par an en France par la CRE¹. En

contrepartie, elle dévalorise les propriétés avoisinantes. Une étude récemment publiée par l'université d'Aix la Chapelle situe cette perte de valeur entre 8,3 % et 17,9 % à partir d'un panel de biens immobiliers situés dans un rayon de 2 km d'un parc d'au moins huit turbines^{li}. Ces résultats sont corroborés par les indications des professions immobilières et celles d'associations de riverains. Le site « Explorimmo » évoque une perte de valeur de 11 % pour les logements situés à 2 km d'une ferme éolienne et 3 % à 4 km ; celui des notaires belges une moyenne de 20 %...

Des témoignages mentionnent également une chute de l'activité économique dans les zones touristiques, tout particulièrement une baisse des recettes hôtelières et une moindre fréquentation de sites naturels, après la construction sur les lieux de fermes éoliennes. Il n'a pas été possible de trouver d'étude rigoureuse confirmant ces propos ; néanmoins une diminution de l'activité touristique du même ordre de grandeur que la dépréciation immobilière paraît plausible.

Sans pouvoir être plus précis, compte tenu du large éventail des situations locales, il semble fort probable que le développement de sources renouvelables génère à la fois des gagnants et des perdants ; ces effets redistributifs font l'objet de la section suivante, en quittant l'approche locale pour revenir à une vision d'ensemble.

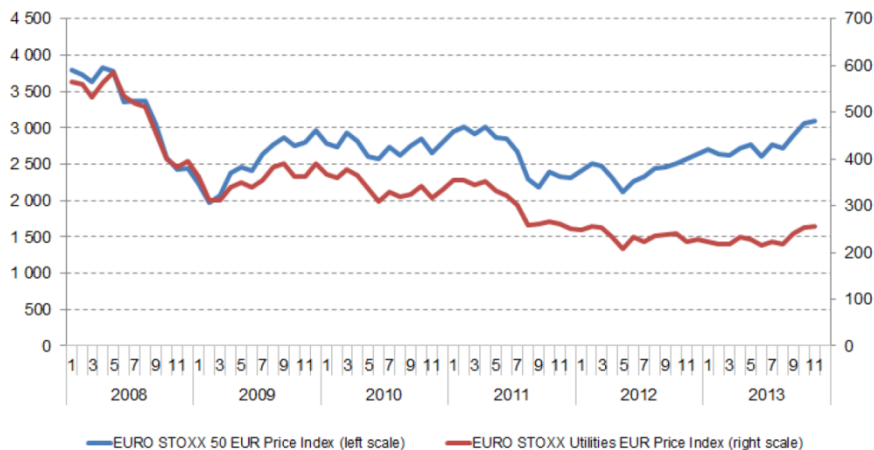
Les effets redistributifs concernant l'électricité

Des compagnies historiques vers les nouveaux acteurs

Les politiques publiques ambitieuses en faveur de la production d'électricité d'origine renouvelable menées dans plusieurs pays d'Europe de l'Ouest (Allemagne, Danemark et Espagne notamment) ont abouti à la fois à un moindre appel aux sources conventionnelles (charbon, gaz, nucléaire) et à une baisse des prix sur les marchés de gros. Cette évolution est décrite en Annexe 6.

Les prix de marché rémunèrent la production à partir de centrales conventionnelles, qui assurent la fourniture résiduelle entre la demande totale et la production des énergies renouvelables, cette dernière étant injectée prioritairement sur le réseau. Aux faibles niveaux atteints depuis 2012, **les prix ne couvrent plus les coûts** des centrales à gaz : un ensemble d'environ 20 GW d'entre elles a donc été retiré (« mis sous cocon »), dont 9 GW datant de moins de 10 ans. Ces centrales appartiennent aux grandes compagnies électriques du continent ; leur fermeture signifie une baisse de rentabilité du capital investi, et donc une érosion du cours de leurs titres en Bourse. Le graphique 4 fait apparaître le décrochage de leur cours (en rouge) par rapport au cours moyen (en bleu).

Graphique 4
Érosion du cours en Bourse des compagnies historiques d'électricité en Europe



Source : Commission européenne – Commission Staff Working Document, Energy Prices and Costs Report - SWD(2014) 20 final/2, 17 March 2014, page 26

Cette perte de valeur équivaut à un appauvrissement des porteurs de titres ; il s'agit parfois de fonds de pension, car ces actions ont été longtemps considérées comme des placements sûrs. En Europe, les acteurs historiques du secteur électrique ont subi une dégradation de leur bilan (marges laminées, endettement accru) telle que leur capacité d'investissement s'en trouve sérieusement altérée. Cette situation survient à l'aube d'une période appelant à la fois le renouvellement d'une fraction substantielle du parc conventionnel, les anciennes centrales ne répondant plus aux nouvelles normes environnementales, et le lancement de fermes éoliennes en mer, nécessitant les compétences détenues par des opérateurs aguerris.

Une évolution comparable pourrait survenir à la charnière entre les fournisseurs historiques et les compagnies de distribution. La généralisation des réseaux intelligents, jointe au caractère diffus et intermittent des nouvelles sources (éolien et photovoltaïque) offre un cadre propice à l'arrivée prochaine de nouveaux acteurs : gestionnaires de données, agrégateurs, opérateurs de centrales virtuelles¹⁴, gestionnaires d'équilibrage et d'effacement...

¹⁴ En regroupant diverses installations de petites taille, on constitue une centrale virtuelle dont la taille devient significative au regard des installations conventionnelles. En dosant habilement la production (par exemple en modulant la fourniture issue de petits barrages ou unités à biomasse en fonction de celle venant de fermes éoliennes ou photovoltaïques), leur gestionnaire peut intervenir aux meilleurs moments sur les marchés.

Revenant aux producteurs, si les compagnies historiques s'appauvrissent, alors que les consommateurs finals paient leur électricité à un prix plus élevé, notamment ceux d'entre eux qui sont assujettis sans exonération aux charges du type CSPE ou EEG-Umlage, quels sont les bénéficiaires ?

Nous savons que le coût de production moyen actualisé (LCOE) des sources renouvelables d'électricité demeurerait à un niveau plus élevé que le coût du MWh issu de sources conventionnelles sur la période 2010-2013 lorsque ces dernières sont déjà anciennes. Pour stimuler l'investissement dans les énergies renouvelables, les gouvernements ont proposé un tarif d'achat garanti calculé sur leur LCOE (Allemagne, Espagne, France...). Ce tarif a créé un effet d'aubaine dans certains cas. D'une part, il était déterminé pour des conditions moyennes (ensoleillement, vent) : les installations judicieusement situées, construites sans aléa et ayant bénéficié d'un bon facteur de charge ont en fait obtenu un LCOE sensiblement inférieur à ce tarif. D'autre part, le tarif est souvent resté inchangé plusieurs années alors que le prix des composants chutait rapidement, de sorte que le coût réel devenait nettement inférieur au LCOE retenu par l'administration. Ces circonstances ont généré une **forte rentabilité**.

En France, à partir d'un échantillon de 89 installations photovoltaïques, la Commission de régulation de l'énergie a constaté que 40 % d'entre elles dégagent un taux de rentabilité de l'investissement supérieur à 11 %, jugé excessif au regard du coût moyen pondéré du capital. Pour 57 % de l'échantillon, les actionnaires ont bénéficié d'un taux de retour du capital dépassant 10 %, et même supérieur à 50 % pour 8 installations. Des chiffres voisins ont été enregistrés sur un panel de 39 fermes éoliennes : 20 d'entre elles (soit 51 %) ont procuré à leurs actionnaires un taux de retour du capital supérieur à 10 %, dépassant 50 % pour 6 parcs éoliens^{lii}.

Des consommateurs vers les épargnants

Comme indiqué dans le chapitre 1, le LCOE des sources renouvelables d'électricité comprend une part prépondérante d'investissement. En termes économiques, le tarif d'achat garanti opère donc un **transfert** du consommateur d'électricité vers l'épargnant, personne physique ou institution, qui a financé cet investissement. À l'échelle mondiale, le Programme des Nations Unies pour l'Environnement fournit le tableau suivant sur l'origine des fonds :

Tableau 10
Origine des fonds investis dans les énergies renouvelables en 2013 (en milliards de dollars)

Financement direct d'actifs¹⁵	Entreprises spécialisées	90,4
	Financement de projets spécifiques	39,4
	Obligations	3,6
Émission d'actions en Bourse		11,0
Financement diffus de petites installations photovoltaïques		60,0
Total		204,4

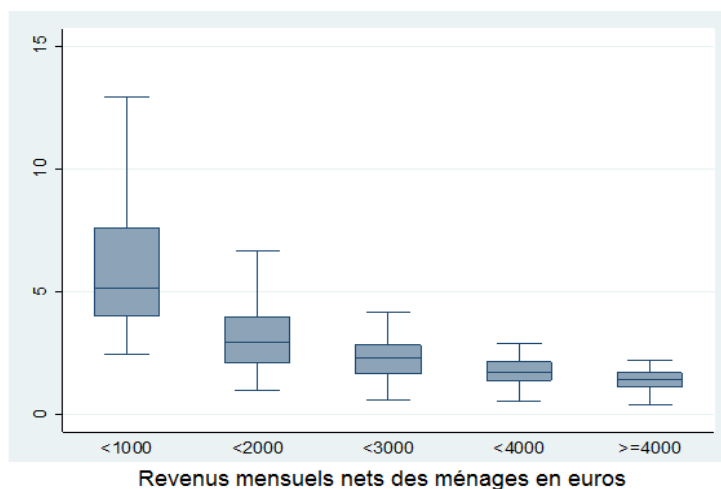
Sources : UNEP, en collaboration avec Bloomberg New Energy Finance et Frankfurt School, "Global Trends in Renewable Energy Investment", 2014, pages 14, 44, 50 et 58. Présentation de l'auteur.

On peut considérer qu'une partie des consommateurs sont aussi des épargnants, et qu'ils récupèrent par les dividendes ou les intérêts reçus le surcroît de dépense apparaissant sur leur facture d'électricité. Cet argument est notamment avancé pour les projets ayant fait appel à un financement local, par le biais d'une coopérative ou d'une société, constituée ou soutenue par des riverains. Dans les pays du Nord de l'Europe, où le mouvement coopératif a conservé une grande vitalité, on enregistre en effet un engagement significatif des citoyens vers ce type de financement. Une étude allemande estime ainsi que 39,7 % de la puissance installée d'origine renouvelable en 2010 (environ 53 GW) était détenue par des particuliersⁱⁱⁱⁱ. Il n'existe pas d'évaluation à une échelle mondiale, mais une part substantielle des petites installations photovoltaïques (définies ici par une puissance inférieure à 100 kW) repose certainement sur des apports personnels.

Cependant, les épargnants se situent statistiquement dans les catégories aisées de la population, celles pour lesquelles la part des revenus consacrés aux factures d'électricité demeure la plus faible. Le graphique ci-dessous, concernant l'Allemagne en 2010, montre la disparité des situations :

¹⁵ L'Annexe 2 explicite les voies du financement d'actifs.

Graphique 4
Part du revenu des ménages allemands consacré aux factures d'électricité en 2010



Source : Graphique repris de l'exposé du Pr. Dr. Colin Vance lors de la conférence du CGEMP du 31 Mai 2013 à l'université Paris-Dauphine "Germany's Renewable Energy Promotion", slide 11

La politique de soutien à l'électricité d'origine renouvelable touche ainsi plus durement **les consommateurs les moins favorisés**, ceux qui sont déjà pénalisés par leur plus faible aptitude à faire jouer la concurrence entre fournisseurs (personnes âgées ou à faible niveau d'éducation)¹⁶. Parmi eux se retrouvent des consommateurs en état de « précarité énergétique », c'est-à-dire éprouvant des difficultés à régler leurs factures ; l'aide qui leur est apportée se traduit par une charge supplémentaire, réglée par les autres clients ou par la collectivité, selon les États.

Des petits consommateurs vers les gros

Nous avons précisé en section 3.2.4 que certains États exonéraient la grande industrie des charges de soutien aux énergies renouvelables. Lorsque les exemptions sont complètes, et lorsque les charges sont élevées, la part restant imputée aux petites entreprises et aux consommateurs domestiques s'en trouve accrue dans des proportions notables. L'Allemagne offre à cet égard un exemple extrême : la charge affectant les factures des petits consommateurs (EEG-Umlage) en 2014 chuterait de 62,4 à 48,8 €/MWh si les exonérations au bénéfice des consommateurs « énergies intensifs »

¹⁶ Les mécanismes de soutien les plus fréquents (tarifs d'achat garanti ou certificats verts) exercent leur effet sur la part de la facture dévolue aux sources renouvelables. La concurrence ne permet donc pas de comprimer cette part, mais un choix judicieux du fournisseur peut réduire la composante « fourniture », et donc le montant total de la facture.

étaient supprimées, soit une réduction de 22 %^{liv}. Les grands industriels allemands jouissent par ailleurs d'autres exonérations, telle qu'un abattement sur le tarif d'utilisation des réseaux pouvant atteindre 80 % dans certains cas^{lv} ; ils subissent donc moins que les autres clients la conséquence des renforcements de réseau liés à l'arrivée des sources renouvelables. D'autres pays suivent l'Allemagne ; en France, la Commission de régulation de l'énergie a ainsi accordé aux industriels électro-intensifs un abattement de 50 % sur la composante « transport » de leur facture d'électricité pendant un an^{lvi}.

Comme indiqué en section 2.3.1, les installations produisant de l'électricité d'origine renouvelable sont le plus souvent raccordées aux réseaux de distribution, qui supportent donc des coûts de renforcement élevés, pour accueillir les nouveaux points d'injection tout en garantissant la qualité de l'alimentation. Or les grands industriels sont parfois directement raccordés au réseau de transport à haute tension ; ils échappent alors à l'augmentation des coûts de la distribution. Dans la plupart des pays, la composante de la facture correspondant aux frais d'acheminement est plus élevée pour les consommateurs domestiques et les petites entreprises que pour les grands consommateurs industriels^{lvii} ; l'augmentation de cette composante les touche donc durement^{lviii}. Pour l'ensemble de l'Union européenne entre 2008 et 2012, les petites entreprises ont connu une hausse moyenne de leurs frais d'acheminement de 30 % et les particuliers de 18,5 %^{lviii}.

Des consommateurs captifs vers les clients flexibles

La tentation de « l'évasion électrique » attire particulièrement l'attention lorsqu'elle prend la forme de l'**autoconsommation**. En disposant de leur propre source d'électricité une partie de l'année, certains consommateurs espèrent échapper aux charges de promotion des énergies renouvelables. Le phénomène a pris une ampleur suffisante en Allemagne pour justifier une modification du cadre légal, durcissant dorénavant les conditions à satisfaire pour bénéficier de cet avantage économique, qui subsistera néanmoins aussi bien pour la fourniture que pour les frais d'acheminement. En effet, les tarifs d'acheminement reflètent imparfaitement les dépenses de réseau permettant à ces clients d'être alimentés en cas de défaillance de leur installation. Une fraction de ces dépenses est répartie sur l'ensemble des consommateurs. Or les clients en mesure de se doter d'une installation de production autonome figurent rarement parmi les couches démunies de la population...

¹⁷ Dans l'Union européenne, ce constat s'applique à tous les États sauf trois (Croatie, Royaume-Uni et Slovaquie).

Plus généralement, les gestionnaires des réseaux de distribution subissent une évolution de leur structure de coût : les dépenses de capital augmentent tandis que celles liées à l'exploitation et à la maintenance baissent. Leur rémunération repose encore largement sur les transits d'énergie ; or, dans la période actuelle, la consommation d'électricité en Europe croît moins vite que les besoins en investissements. Pour que la structure des recettes reflète mieux celle des coûts, il conviendrait de majorer la **part fixe** contenue dans les tarifs d'acheminement du courant (part dite « abonnement »). La part fixe subira également une augmentation si le tarif au client final répercute les mécanismes de capacité progressivement mis en place¹⁸. Mais en majorant la part constante, on réduirait l'incitation à économiser l'énergie et on pénaliserait les consommateurs ayant investi pour améliorer leur efficacité énergétique : le temps de retour de leur investissement s'allongerait considérablement.

Enfin, les fournisseurs d'électricité (ou les nouveaux intermédiaires évoqués en section 3.3.1) vont tenter de gérer l'intermittence des sources éoliennes ou photovoltaïques en proposant des offres tarifaires avantageuses pour les clients capables de décaler une partie de leur consommation vers les heures où ces deux sources produisent au maximum. La pose de compteurs intelligents vise précisément à transmettre un signal prix incitant à l'ajustement des consommations. On peut craindre qu'une partie des consommateurs ne soit pas en mesure de moduler leur demande, compte tenu de contraintes diverses. Ces consommateurs « rigides » deviendront les perdants du système.

¹⁸ Ces mécanismes assurent une rémunération aux exploitants de centrales qui demeurent indispensables à la sécurité d'alimentation mais qui fonctionnent trop peu d'heures par an pour être rentables par la seule vente de l'énergie produite.

Conclusion du chapitre 3

En complément des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dont le coût est répercuté sur le consommateur, la plupart des États soucieux de leur promotion accordent des aides issues des budgets publics, comportant donc une incidence fiscale. Leurs montants restent difficiles à apprécier, faute d'un enregistrement comptable simple d'accès.

Les efforts consentis par les consommateurs et par les contribuables procurent en retour des avantages indiscutables à la collectivité, tels qu'une moindre dépendance aux énergies importées ou une moindre atteinte à l'environnement, malgré quelques effets indésirables, s'agissant par exemple des besoins en métaux rares ou des importations de biomasse. L'impact sur les émissions de gaz à effet de serre apparaît beaucoup moins net, en raison à la fois de situations nationales très variées et du coût encore élevé que représente le recours aux énergies renouvelables pour infléchir ces émissions. Le bénéfice en termes d'activité économique et d'emploi demeure également controversé, en premier lieu en raison de la concurrence internationale, laissant peu d'avantages aux pays engagés les premiers en faveur de ces énergies, en second lieu du fait des surcoûts supportés par les autres secteurs économiques.

Le développement de l'électricité d'origine renouvelable engendre par ailleurs un phénomène de redistribution, qui mérite une attention particulière. Ainsi, en Europe les sources renouvelables ont procuré des rémunérations conséquentes aux détenteurs de capitaux mais fragilisé les grands producteurs historiques d'électricité et touché le pouvoir d'achat des petits consommateurs, particuliers ou entreprises.

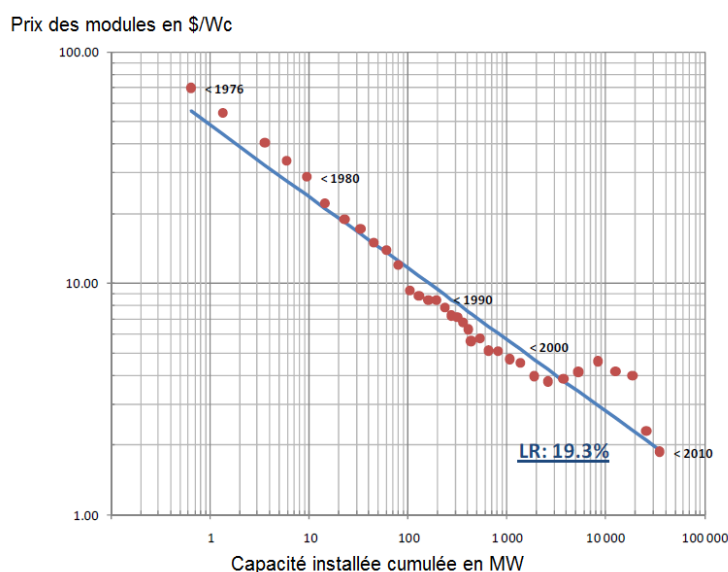
Facteurs d'évolution des coûts

Le coût des installations

La croissance soutenue du marché international, accompagnée par un effort de recherche considérable, a permis aux constructeurs d'utiliser des technologies de plus en plus performantes pour la fabrication des composants, et d'obtenir une qualité croissante, caractérisée par un allongement de la durée de vie et une réduction des frais de maintenance. Jointe à l'effet d'échelle, cette **amélioration régulière des processus** aboutit à une baisse sensible du coût des équipements.

La chute de prix la plus spectaculaire concerne les **modules photovoltaïques**. Le graphique 5 donne la mesure de l'évolution.

Graphique 5
Chute du prix des modules photovoltaïques



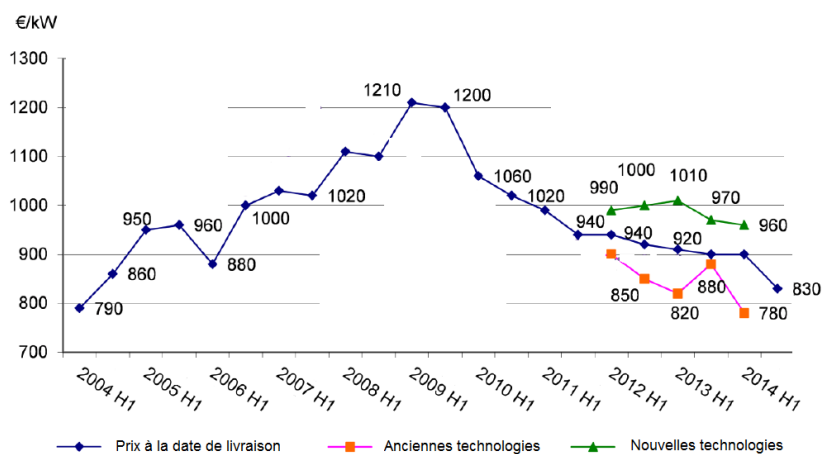
Source : Agence Internationale de l'Énergie, "Renewable Energy : Markets and prospects by technology", 2011, page 37

On observe une régression impressionnante : chaque doublement des capacités installées se traduit par une baisse du coût moyen de 19,3 %.

Simultanément à cette baisse du coût de fabrication, le **rendement** des panneaux photovoltaïques s'élève. Entre 2010 et 2012, le rendement moyen, à l'échelle mondiale, des cellules en silicium monocristallin est passé de 17,2 à 18,6 % ; pour le silicium polycristallin (moins cher que le monocristallin) il a augmenté de 16,1 à 17 %^{lix}. Des commentateurs n'hésitent pas à comparer ces progrès à ceux enregistrés dans l'informatique, en baisse des coûts et amélioration des performances, depuis la conception des premiers ordinateurs. L'acquisition de savoir-faire au sein des professions impliquées dans leur mise en œuvre (bureaux d'études, installateurs, exploitants...) contribue aussi à la diminution du coût final de l'installation. Tous ces facteurs amènent l'Agence Internationale de l'Énergie à affirmer que si la tendance se poursuivait, le prix de l'électricité d'origine photovoltaïque se situerait au niveau du prix des marchés de gros en 2030. Une incertitude existe toutefois sur la pérennité de cette tendance.

L'évolution des coûts de **l'énergie éolienne** apparaît plus contrastée. Les composants incluent une forte part de métaux (acier, cuivre, métaux rares) dont les coûts fluctuent, gommant parfois les gains acquis dans les processus de fabrication. La hausse des rendements passe le plus souvent par un accroissement de la taille des machines, qui augmente leur coût. Le prix des turbines éoliennes, qui représente entre 33 et 44 % du montant de l'investissement, a suivi une courbe en cloche sur les 10 dernières années ; sur la période la plus récente, depuis 2010, le prix est orienté à la baisse, comme le montre le graphique 6.

Graphique 6 :
Prix moyen des turbines éoliennes sur le marché mondial
hormis la Chine



Source : Commission européenne, Joint Research Centre, "Wind Status Report", 2013, pages 40 et 43. (Extrait configuré par l'auteur)

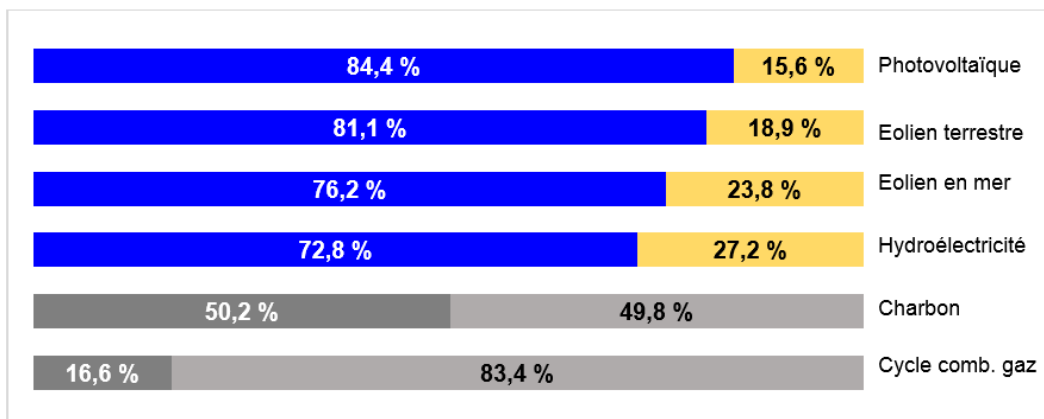
Note : Les nouvelles technologies désignent ici les modèles les plus récents, caractérisés par une hauteur accrue du moyeu, l'emploi d'alliages de qualité supérieure pour améliorer le rendement par vent faible, le recours à des systèmes intermédiaires (réducteur de vitesse et convertisseur électronique) nécessitant peu d'entretien. Les anciens modèles de turbine éolienne, plus rustiques, continuent toutefois à être proposés, ce qui explique que la courbe bleue, représentative des prix moyens, se situe au-dessous de la courbe verte, indicative du prix des modèles lancés depuis 2011.

Dans les filières de **bioénergies** (biomasse solide, biogaz, traitement des déchets...), on n'observe guère d'effet de série, les installations nécessitant une adaptation aux ressources locales qui ne favorise pas la banalisation des composants. La croissance du marché génère néanmoins un effet d'apprentissage propice à une stabilisation, voire une diminution des coûts.

Les coûts financiers

Pour les sources renouvelables d'électricité, le montant de l'investissement initial représente la majeure part du coût de production moyen actualisé (LCOE), une part beaucoup plus élevée que pour les sources fossiles, comme le rappelle le tableau ci-dessous :

Tableau 11
Part de l'investissement dans le LCOE



Note : En teinte soutenue, la part de l'investissement initial, en teinte claire, celle des frais d'exploitation.

Ce tableau ne prend en compte que les 8 États figurant dans l'étude PRYSMA ; les résultats diffèrent donc de ceux qui apparaissent dans le tableau 1, d'envergure mondiale.

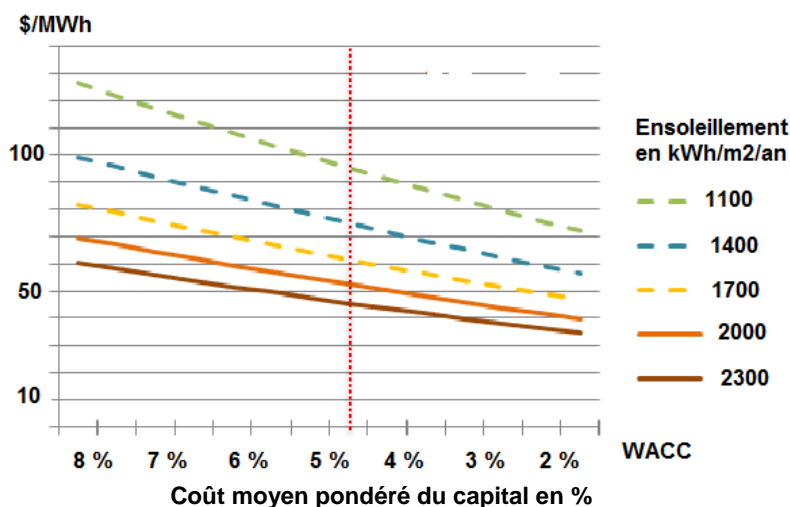
Source : Étude confiée par l'AIE au cabinet PRYSMA, "Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies", Juillet 2013, page 30

Le **coût du financement** constitue donc un paramètre essentiel. L'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA) estime que si le coût moyen pondéré du capital passe de 5,5 % à 12,6 %, le LCOE d'un projet éolien aux États-Unis augmente de 45 %^{ix}. L'accès au capital reste encore onéreux pour les pays en développement ; malgré un potentiel favorable, l'Afrique par exemple se voit souvent infliger des taux compris entre 15 et 20 %, alors que dans les pays de l'OCDE ils varient de 6 à 12 %.

Les politiques publiques favorisant l'accès au financement jouent un rôle extrêmement positif pour contenir le coût final. L'Allemagne offre à cet égard un exemple saisissant, ainsi que nous l'avons souligné dans la section 3.1 grâce notamment à l'engagement de la banque publique KfW, qui contribue à maintenir le coût moyen pondéré du capital à des niveaux exceptionnellement bas. Ainsi, l'Institut Fraunhofer retient un taux compris entre 2,4 et 2,8 % pour les projets photovoltaïques en Allemagne, et 3,8 % pour l'éolien à terre^{xi}...

Le coût de financement se conjugue au facteur de charge pour déterminer la rentabilité d'une installation. Le graphique 6 montre que même dans des conditions de faible ensoleillement (pointillé vert), le coût de production d'une ferme photovoltaïque demeure dans une zone proche de la compétitivité aux États-Unis si elle a bénéficié d'un accès au capital à un bas taux^{xii}.

Graphique 6
LCOE d'une installation photovoltaïque aux États-Unis
en fonction du coût du capital et de l'ensoleillement



Source : Ambassade de France à Washington, Mission pour la science et l'industrie, Rapport de la mission "Solar Tech Tour 2011", Février 2012, page 21

Le cadre réglementaire

Pour réduire les coûts de financement, les États peuvent également agir sur la réglementation. Un cadre réglementaire clair, stable et donnant de la visibilité aux acteurs réduira les « primes de risques » appliquées par les apporteurs de fonds. Le **contexte local** intervient aussi : l'allongement des délais de réalisation, dus à la défaillance de sous-traitants ou aux recours en justice de riverains, se traduit par des intérêts intercalaires majorant sérieusement le coût du financement. À titre d'exemple, si un projet éolien terrestre dont la réalisation est prévue en deux ans nécessite finalement quatre ans avant sa mise en service, le coût de l'investissement peut se trouver multiplié par un facteur de 1,12 à 1,15^{lxiii}.

Les contraintes de construction imposées par les autorités publiques expliquent également les différences de coût observées : au Japon, par exemple, les normes sismiques justifient des écarts considérables avec d'autres pays ; en France, le choix de l'intégration au bâti pour les panneaux photovoltaïques en toiture constitue un facteur spécifique d'augmentation des coûts. Les clauses relatives au démantèlement des installations font partie des dispositions à la discrétion des États.

Un levier d'action essentiel pour les États consiste à **contrôler les régimes de soutien**. Une aide était justifiée pour compenser les externalités des énergies conventionnelles non intégrées à leurs prix,

mais les mécanismes mis en place au milieu de la précédente décennie apparaissent aujourd'hui trop généreux. N'ayant pas prévu la baisse rapide des coûts, plusieurs États, notamment en Europe occidentale, ont instauré des tarifs d'achat garantis très avantageux, qui ont attiré des investissements considérables. Ces tarifs ont été accordés pour des durées pouvant aller jusqu'à 20 ans, condamnant les consommateurs à payer jusqu'à leur expiration un surcoût pour chaque MWh produit. Cette situation se compare à engagement des consommateurs envers les producteurs ; il concerne de nombreux pays et peut atteindre un niveau élevé ; il se situe par exemple autour de 200 milliards d'euros pour l'Allemagne¹⁹.

La prise de conscience du caractère inflationniste de ces mécanismes est venue progressivement et, après avoir révisé les paramètres applicables, les pays explorent dorénavant de nouvelles formules. La Commission européenne a tracé un **cadre collectif** aux futurs mécanismes de soutien par les revenus, encourageant la compétition entre producteurs par le biais d'appels d'offres et privilégiant à partir de 2016 la vente directe de l'électricité d'origine renouvelable sur le marché, assortie éventuellement d'une prime pour les installations participant à l'équilibre du système électrique. Des dérogations restent toutefois autorisées dans certains cas (technologies non matures, très petites productions...).

L'Allemagne va tester ce dispositif dès les prochains mois, la nouvelle loi relative aux énergies renouvelables qui vient d'être adoptée le 11 juillet 2014 s'inscrivant dans ce cadre communautaire (loi EEG 2). Elle généralise un dispositif original de « **corridors** », destiné à moduler les aides en fonction d'une cible de développement fixée par filière (2,5 GW par an pour l'éolien terrestre et pour le photovoltaïque ; 6,5 GW pour l'éolien en mer d'ici 2020 et 15 GW à l'horizon 2030 ; 100 MW par an seulement pour la biomasse). Cette approche pragmatique vise avant tout à contenir les coûts, la prudence affichée pour l'éolien en mer, encore très onéreux, en fournissant un bon indicateur. L'objectif quantitatif inclus dans la loi allemande (40 à 45 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en 2025) devient clairement un repère, et non pas une contrainte.

Tous les pays sont confrontés à la difficulté de concevoir une réglementation stable qui s'applique à des techniques évoluant très vite. La difficulté s'aggrave encore pour les États qui souhaitent maintenir sur leur sol une activité industrielle liée aux énergies

¹⁹ L'Espagne, a adopté une législation à effet rétroactif, résiliant en quelque sorte les contrats passés, et fixant d'autorité en Juin 2014 un tarif nettement inférieur au précédent, ce qui revient à annuler une partie de la dette... Cette dernière figurait au passif de l'État espagnol, qui avait pris l'engagement d'assumer le surcoût plutôt que de l'imposer aux consommateurs, mais qui n'y parvient pas en raison de la crise des finances publiques.

renouvelables, laquelle nécessite des engagements de longue durée. Le dossier franchit un degré supplémentaire de complexité dans les pays attachés à un cadre de cohérence nationale, telle que la péréquation des tarifs de l'électricité en France, réduisant les marges de liberté. Malgré cette difficulté, l'attention apportée désormais aux coûts constitue en soi un signe encourageant.

Les voies nouvelles

Nous avons évoqué, dans les sections 2.3 et 2.4, les coûts engendrés par l'injection de sources de production à caractère intermittent sur les réseaux, ainsi que les perspectives de **modération de ces coûts** par l'arrivée de nouveaux acteurs et de nouvelles technologies. Reprenons ces éléments et élargissons l'angle de vue :

- Les expériences en cours montrent qu'il est possible d'augmenter la capacité des réseaux existants en procédant à une gestion dynamique des installations. Cette pratique consiste à interrompre temporairement l'injection de certains sites de production lorsque le réseau local est saturé au lieu de renforcer les ouvrages pour pouvoir accueillir en permanence l'intégralité de la puissance installée. Les interruptions évoluent en temps réel en fonction de la disponibilité des réseaux. Selon une étude de l'AIE, avec une utilisation maximale des possibilités offertes par les dispositifs intelligents, on peut majorer de 30 % la capacité de transit des ouvrages existants en réduisant de seulement 5 % par an l'énergie acceptée de la part des sources intermittentes^{lxiv}. L'opérateur du réseau allemand EWE Netz GmbH estime de son côté que cette réduction de 5 % permettrait de doubler la capacité des infrastructures en place^{lxv}. Sans prétendre que ce résultat est généralisable à l'ensemble des situations, il révèle que l'exploitation des nouveaux outils de pilotage des réseaux en cours de mise en place peut éviter certaines dépenses, dès lors qu'elle est accompagnée d'**ajustements réglementaires** pour restreindre la priorité absolue accordée actuellement à la réception sur les réseaux de toute source d'énergie renouvelable.
- La gestion de l'intermittence est facilitée par l'intervention d'acteurs prenant en charge un parc d'unités comprenant à la fois des sources dispatchables et non dispatchables, associées éventuellement à clients susceptibles de décaler temporairement leur consommation d'électricité. En gérant ce parc comme une seule **centrale virtuelle**, ces opérateurs optimisent leur recette de producteur ou leur facture de consommateur et perçoivent une

rémunération pour les services fournis au réseau en matière d'équilibrage. À un niveau moins élaboré, des agrégateurs de puissance interviennent sur les marchés pour le compte de petits producteurs ; leur surface leur permet d'affiner les prévisions, les fonctions d'équilibrage et de négoce^{lxvi}.

- De gros espoirs sont placés dans le **stockage de l'électricité**, directement (par exemple par batterie) ou indirectement (par exemple par l'intermédiaire d'hydrogène, associé à la pile à combustible). La mise au point de techniques de stockage efficaces et abordables ouvrirait un marché quasiment sans limite aux énergies renouvelables. Les techniques actuelles demeurent coûteuses et complexes ; un effort de recherche considérable est mené dans de nombreux pays du monde afin d'améliorer les performances de ces procédés et d'en réduire le coût. Les pistes recevant la plus grande attention (et les plus gros crédits de recherche) impliquent le secteur des transports routiers, susceptible de constituer un débouché significatif pour l'électricité d'origine renouvelable qui serait stockée. Cependant, la création d'infrastructures d'alimentation (points de recharge en électricité ou hydrogène) pour les véhicules routiers appellera des investissements lourds...

Les deux premiers aperçus ci-dessus soulignent que les trajectoires de coûts ne prolongeront pas nécessairement les tendances observées ou les prévisions effectuées sur la base de l'organisation antérieure. De nouveaux modes de gestion peuvent les infléchir. La troisième considération indique au contraire qu'un objectif élevé de pénétration des énergies renouvelables impose une longue période de dépenses accrues, d'abord pour parvenir aux sauts technologiques indispensables, puis pour renouveler largement les équipements, bien au-delà du seul secteur électrique actuel.

Recommandations et suggestions

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a publié au début de l'année 2014 les résultats d'une étude sur l'intégration des sources intermittentes (« The Power of transformation »), montrant que :

- Leur effet reste insensible au-dessous d'une part de 2 à 3 % de la capacité installée.
- Des précautions particulières sont nécessaires pour une part de 5 à 10 % de la capacité de production totale, consistant à éviter la concentration des unités de production (« hot spots »), à imposer aux sources intermittentes de contribuer à la stabilité du réseau, enfin

de s'appuyer sur des prévisions précises de production pour la gestion des autres sources et des réseaux.

- Le surcoût devient élevé lorsque les sources renouvelables atteignent 45 % de la capacité installée.

Dit autrement, la pénétration de volumes importants d'électricité de sources intermittentes appelle une transformation profonde de l'ensemble du système électrique afin d'éviter des surcoûts considérables. L'AIE reconnaît qu'une telle évolution se heurtera à de nombreux obstacles dans les pays où la consommation d'électricité demeure stable. L'AIE formule une riche série de recommandations pour limiter ce surcoût. Plusieurs d'entre elles présentent toutefois un point faible en transférant sur d'autres secteurs des charges nouvelles, par exemple lorsque les solutions avancées risquent d'accroître les émissions de CO₂ du parc électrique, impliquant des efforts ailleurs pour éviter une aggravation des dérèglements climatiques. Les suggestions ci-après s'inspirent néanmoins largement de cette publication ; elles tirent également parti de l'expérience allemande, rendue accessible grâce notamment aux travaux de l'Office franco-allemand des énergies renouvelables (OFAEnR). Enfin, ces suggestions s'inscrivent dans la perspective d'un développement continu des énergies renouvelables, au sein desquelles les productions éolienne et photovoltaïque vont prendre une part prédominante, en raison des limites naturelles affectant les autres filières (bioénergies, hydraulique).

- Pour les nouvelles sources renouvelables, il convient d'envisager des **contraintes de localisation** et un **étalement dans le temps**. Ces exigences visent à réduire certains impacts négatifs (par exemple pour protéger des sites à fort potentiel touristique) ainsi qu'à harmoniser le déploiement des installations avec les progrès réalisés sur les réseaux (renforcement et mise en œuvre de dispositifs communicants).
- L'étalement dans le temps visera aussi à bénéficier en permanence des **innovations** techniques et opérationnelles, particulièrement fréquentes dans le champ des énergies renouvelables. Il facilitera également la transformation des secteurs touchés, tels que le parc des centrales conventionnelles ou même l'industrie du raffinage, affectée par l'électrification des véhicules. Une pénétration étalée dans le temps paraît difficile à concilier avec des objectifs rigides exigés à une date déterminée.
- Il serait souhaitable que les nouvelles installations comportent un équipement contribuant à la **stabilité du réseau** et permettant, à partir d'une certaine taille, un **pilotage à distance** par les gestionnaires de réseau, afin

d'adapter la production à la demande, voire de l'effacer dans certaines circonstances.

- Les contraintes pourront prendre un caractère **réglementaire** ou **incitatif**, via des bonus ou des pénalités. Elles figureront dans les régimes de rémunération des énergies renouvelables. Bien que l'orientation générale tende à la vente au prix du marché, dans une période intermédiaire les mécanismes de soutien (primes de marché et appels d'offres) laissent une grande latitude pour mieux encadrer les projets.
- Les dispositions ci-dessus favoriseront la généralisation d'une **gestion dynamique des réseaux**, exploitant toutes les possibilités testées ces dernières années : réserves et paramètres de sécurité ajustés aux conditions météorologiques (*dynamic reserve allocation* et *dynamic line rating*), extension des zones d'équilibrage...
- On veillera à l'évolution des **outils de marché**, par exemple vers des cotations en continu sur les Bourses de l'électricité et des intervalles de livraison (*trading blocks*) à durée réduite, ainsi qu'à la rémunération des services de flexibilité, en particulier ceux qui mettent en œuvre la gestion de la demande ou une fourniture en appoint répondant aux besoins (rapidité de réaction et de montée en puissance).
- Cette évolution appelle à son tour la reconnaissance du rôle facilitateur que peuvent jouer les **nouveaux acteurs** évoqués plus haut (agrégateurs, gestionnaires pour compte d'autrui, offreurs de services tels que la prévision de production...).
- Des avantages temporaires ou des dispositifs réglementaires pourraient être conçus afin d'encourager les progrès techniques et économiques en matière de **stockage**, direct (batteries), indirect (hydrogène, méthane de synthèse) ou thermique (ballons d'eau chaude électriques ou réservoirs accolés aux réseaux de chaleur).
- La consolidation de **filières industrielles** relève d'une politique de la concurrence admettant la nécessité de protéger les branches naissantes. Il ne semble pas illégitime d'accorder un temps de grâce aux pays ayant demandé à leurs citoyens un effort pour le développement de nouvelles technologies (hier la production photovoltaïque, demain les énergies marines, par exemple) avant de les contraindre à ouvrir leurs frontières.

- Une attention soutenue sera portée aux **conditions d'accès aux capitaux**, en ménageant une place à la petite épargne. Une attention équivalente sera accordée au traitement des **clients défavorisés**.

La présente liste ne prétend pas à l'exhaustivité ; la mise en œuvre des mesures suggérées dépend en outre des conditions locales. Pour un pays comme la France, par exemple, on pourrait ajouter l'absolue nécessité d'approfondir la formation professionnelle des intervenants et d'instaurer des labels de qualité rigoureux : cette recommandation ne s'applique pas à d'autres pays qui jouissent d'une tradition solide sur ces deux terrains.

Il importe d'accompagner la liste des suggestions par deux considérations. Tout d'abord, les évolutions préconisées réduiront le surcoût, mais ne l'annuleront pas : pour encore deux décennies probablement, l'intégration de quantités croissantes d'énergies renouvelables constituera une option plus onéreuse que le maintien de centrales conventionnelles dans les pays où celles-ci répondent à une demande devenue quasiment stable. Ensuite, dans un mix électrique comportant une fraction élevée de sources intermittentes, il sera attendu une extrême flexibilité des unités dispatchables. Cette exigence amènera la marginalisation progressive de certaines technologies, soit parce qu'elles n'offrent pas la souplesse requise (anciennes centrales thermiques ou nucléaires), soit parce qu'elles reposent sur un capital initial trop élevé pour atteindre la rentabilité à travers un fonctionnement d'une durée aléatoire.

Avant de clore ce chapitre, formulons une remarque latérale. Par un amusant retournement de l'histoire, les militants des énergies renouvelables ont souvent dénoncé le caractère envahissant de l'énergie nucléaire, mais une critique comparable pourrait être adressée aujourd'hui à ces sources nouvelles, dont le développement invite à reconsidérer la place des autres énergies et des acteurs industriels, la répartition de la richesse, les modes de transport...

Conclusion du chapitre 4

Les équipements destinés à la production d'énergies renouvelables bénéficient d'une baisse des prix, spectaculaire dans le cas du photovoltaïque, sensible dans les autres filières, grâce aux effets de série et d'apprentissage. Cette baisse s'accompagne souvent d'une amélioration du rendement et de la qualité. La tendance à la baisse du courant produit pourrait être accentuée en facilitant l'accès aux ressources financières, compte tenu du poids que représente le coût du financement dans le montage des projets.

Les États sortent par ailleurs de la période de tâtonnement inévitable pour le lancement de ces énergies ; les cadres réglementaires s'affinent, apportant la remise en ordre des régimes de soutien. La Commission européenne a largement contribué à cette sensibilisation et l'expérience des pays pionniers devient disponible pour tous. Il demeure cependant difficile de concevoir une réglementation stable pour des techniques évoluant très vite.

S'agissant de l'intermittence d'une part croissante de la production, les expérimentations en cours au niveau des gestionnaires de réseau laissent espérer une réduction des charges qui lui sont liées, tandis que l'esprit inventif de nouveaux acteurs fait surgir des solutions inattendues. Le stockage de l'électricité constituerait bien sûr une réponse idéale, mais il faudrait de véritables ruptures technologiques pour la voir éclore et se répandre à grande échelle.

L'ensemble de ces perspectives invite à un optimisme modéré et permet d'esquisser des recommandations, dont la première consiste à étaler dans le temps le développement des énergies renouvelables, aussi bien pour engranger les multiples innovations jaillissant en permanence que pour traiter les secteurs qui seront durement affectés.

Conclusion

L'évolution des technologies dans le secteur de l'énergie, stimulée par des politiques nationales très volontaristes, a favorisé le développement rapide de sources renouvelables, tout particulièrement pour la production de l'électricité. Les producteurs ont bénéficié de conditions économiques avantageuses dans les pays de l'OCDE, notamment aux États-Unis et dans l'Union européenne, incitant à une multiplication des projets, laquelle a favorisé une baisse inattendue des coûts. Leur niveau atteint maintenant le seuil de compétitivité dans de nombreux pays hors OCDE, de sorte que le développement de ces énergies se poursuit sur des bases économiques saines, les pays du Sud prenant le relais des régions pionnières. L'accroissement du marché permet d'envisager de nouvelles baisses des coûts, dont bénéficiera aussi le Nord.

Dans les pays ayant lancé le mouvement, l'arrivée rapide de certaines filières, notamment éolienne et photovoltaïque, a engendré d'une part des coûts imprévus qui vont rester élevés encore plusieurs années, d'autre part des effets redistributifs inédits, imparfaitement appréciés à ce jour, mais probablement appelés à s'amplifier. Cette situation est largement due à un rythme mal maîtrisé de développement ; la principale leçon à tirer d'une analyse des coûts réside dans la nécessité d'encadrer la pénétration des nouvelles sources afin d'éviter des dépenses trop importantes. L'Allemagne vient de montrer qu'elle a bien reçu cet enseignement, en se dotant en Juillet 2014 d'une nouvelle loi canalisant la progression des énergies renouvelables sur son territoire. Dans ce pays, la priorité est désormais mise sur la limitation des coûts qui leur sont associés, l'objectif quantitatif inclus dans la loi devenant clairement un repère, et non pas une contrainte. Il serait regrettable que les pays voisins ne s'inspirent pas de cette sagesse !

En s'appuyant sur l'étude des coûts, on aboutit enfin à la conclusion que l'augmentation de la part des sources renouvelables dans le « mix » implique des évolutions profondes dans une large part de l'économie, dépassant le cadre du seul secteur énergétique. Cette remarque rend plus pressante l'invitation à cerner toutes les conséquences des choix et à ajuster les politiques publiques de façon à garder l'assentiment du plus grand nombre de citoyens. Une large adhésion reste indispensable, car il y aura un effort à entreprendre : il pourra être réduit, mais pas annulé.

Annexe 1 : Le financement des projets

Les sources d'énergie renouvelable composent un éventail très large : du chauffe-eau solaire individuel à la grande ferme éolienne, en passant par la centrale à biomasse ou la raffinerie de biocarburant. Le présent texte ne se penche que sur les ouvrages mis en œuvre par des opérateurs professionnels.

La plupart des installations commerciales sont lancées sur la base d'un **financement de projet**, permettant d'isoler les actifs bien identifiés de l'opération, qu'ils soient physiques (bâtiments, machines) ou financiers (dépôt de garantie, fonds de roulement). Chaque phase du projet est attribuée à un intervenant assumant une partie seulement des risques, celle qui correspond à sa compétence propre.

Plusieurs types d'intervenants se succèdent généralement :

- **Le concepteur** : Il identifie d'abord un gisement (vent, soleil, bois...), un site et les contraintes à surmonter (environnement, foncier) ; il réalise l'étude technique ; enfin il se charge d'obtenir les autorisations administratives et les engagements nécessaires, tels que le raccordement au réseau.
- **La société ad hoc** (*Special Purpose Vehicle*) : Elle est créée pour gérer les actifs qui vont être constitués (ferme éolienne, centrale solaire, barrage...).
- **Les actionnaires** : Ils apportent les fonds propres à la société ad hoc, séparément ou en consortium. Les fonds propres ne représentent en général qu'une partie des investissements à réaliser (typiquement de 15 % à 40 %).
- **Les créanciers** apportent le solde du montant à investir.
- **L'exploitant** : Il est chargé de la construction de l'installation, de son exploitation et éventuellement de son démantèlement.

Ces intervenants peuvent être indépendants ou reliés entre eux (par exemple, les diverses filiales d'une même maison-mère) ; ils sont cependant le plus souvent isolés juridiquement. Ainsi, le

concepteur peut vendre le projet qu'il a mis au point à la société ad hoc, qui passe un contrat avec l'exploitant. L'étanchéité entre les acteurs limite l'impact d'une défaillance de l'un d'entre eux sur les résultats des autres. En particulier, en cas de recettes insuffisantes pour rembourser la dette, les prêteurs ne peuvent se retourner qu'à l'encontre de la société ad hoc ; le concepteur, les investisseurs et l'exploitant demeurent hors d'atteinte. C'est le principe du **financement sans recours**.

Le concepteur court le **risque initial**, qui surgit si le projet n'intéresse aucun investisseur ou s'il n'est pas retenu lors d'un appel d'offres. Le concepteur aura alors effectué en vain des études qui peuvent requérir des moyens importants (déplacements sur site, forages, mesures de vent, etc.). Selon les cas, ces études et la recherche d'investisseurs peuvent durer plusieurs années, sans qu'aucune recette n'y soit associée.

L'exploitant assume d'abord le **risque industriel**, puisqu'il lui faut réaliser l'installation aux meilleures conditions de coût, délai et qualité, puis produire un volume d'énergie conforme aux objectifs, en limitant les frais d'entretien et de fonctionnement. Dans le cas où l'énergie bénéficie d'un tarif d'achat garanti (*Feed in Tariff, FIT*), le revenu ne dépend que du volume livré. Dans le cas où elle est vendue sur le marché, l'exploitant subit alors aussi le **risque commercial**, lié aux prix de marché, qui peuvent se révéler volatils et descendre parfois au-dessous de son coût complet de production. La rémunération de l'exploitant dépend de sa capacité à maîtriser ces risques.

Les actionnaires et les créanciers encourent l'ensemble des **risques du projet**. Leur rémunération dépend du cash-flow généré par le projet. Ils vont donc s'assurer de la rigueur de la conception et de la compétence de l'exploitant, évaluer la pérennité de la réglementation, la régularité de la ressource, la stabilité de la fiscalité locale, la fiabilité de l'acquéreur d'énergie...

Les prêts sont le plus souvent consentis pour la durée de vie théorique de l'installation, de 15 à 20 ans, qui correspond aussi à la durée du contrat d'achat d'énergie. **Les créanciers** réduisent le risque de non-remboursement à l'aide de plusieurs dispositions :

- On peut scinder la dette en plusieurs strates : la dette senior est remboursée en priorité ; la dette junior (ou dette subordonnée) n'est remboursée qu'après paiement de la dette senior, mais son taux d'intérêt est plus élevé ; enfin la dette mezzanine n'est remboursée qu'après les deux premières, avec un taux d'intérêt encore plus haut, ou parfois sous forme d'actions.
- Pour les projets de grande ampleur, la dette peut également être titrisée, par le biais d'obligations ou de

bons de souscription diffusés dans les réseaux spécialisés. On parle alors d'un financement structuré. Les prêteurs ont réparti le risque sur un grand nombre de souscripteurs.

- Les taux d'intérêt sont variables ; ils sont en général établis sur la base du taux interbancaire (LIBOR ou EURIBOR à trois mois) majoré de 1,5 % à 1,75 % pour la dette senior en France.
- Un dépôt de garantie peut enfin être exigé de la part des investisseurs, représentant une fraction du service annuel de la dette, afin de compléter le remboursement en cas de recettes momentanément insuffisantes.

En cas de défaut de paiement, les prêteurs peuvent saisir les biens de la société ad hoc.

Les actionnaires perçoivent le bénéfice de l'exploitation sous forme de dividendes. Ils attendent fréquemment un taux de rentabilité des fonds investis de l'ordre de 8 à 12 %. Ce taux équivaut à une **prime de risque** élevée en comparaison d'un placement sûr, tel que l'achat d'obligations souveraines émises par des États fiables. À titre d'exemple, les taux d'intérêt des Bons du Trésor à 30 ans diffusés par la Banque de France dépassent rarement 3,5 %.

Le montage financier final permet de calculer un **Coût Moyen Pondéré du Capital** (CMPC). Les paramètres sont les suivants :

A = Fonds apportés par les actionnaires

t_A = taux de rémunération exigé par les actionnaires

D_S = Fonds apportés par les créanciers (dette senior)

t_S = taux de rémunération exigé par les créanciers (dette senior)

D_J = Fonds apportés par les créanciers (dette junior)

t_J = taux de rémunération exigé par les créanciers (dette junior)

$$CMPC = \frac{A * t_A + D_S * t_S + D_J * t_J}{A + D_S + D_J}$$

Dans la plupart des pays, les intérêts versés sur les emprunts sont déductibles des impôts. Cette particularité accroît l'attrait de la dette comme mode de financement, mais l'emprunt crée une pression forte sur le projet, puisqu'il doit être remboursé en toutes circonstances, alors que la rémunération des actionnaires n'intervient qu'en cas d'exercice bénéficiaire.

Annexe 2 : Le coût de production moyen actualisé (LCOE)

Le coût de production moyen actualisé (Levelized Cost Of Energy, LCOE) permet de comparer l'ensemble des dépenses prévues à l'ensemble des recettes escomptées. Il se calcule à l'aide de trois paramètres :

- **La durée de vie** des équipements, correspondant soit à leur durée de vie effective, soit à la période d'amortissement comptable, soit enfin à celle du contrat de vente de l'énergie lorsqu'un tel contrat est possible. Pour les énergies renouvelables, on retient généralement une durée de 15, 20 ou 25 ans.
- **Le facteur de charge**. Cette expression désigne le taux de production à pleine puissance de l'installation²⁰.
- **Le taux d'actualisation**. Dans le cas des projets concernant des énergies renouvelables, on adopte le plus souvent le coût moyen pondéré du capital.

À l'aide de ces facteurs, on peut effectuer un calcul actualisé, c'est-à-dire ramenant au jour de la décision la valeur d'une dépense et d'une production qui vont s'échelonner sur 15, 20 ou 25 ans. La dépense actualisée se détermine à l'aide de la formule classique :

²⁰ Le facteur de charge s'exprime par le ratio :

$$\frac{\text{Énergie effectivement produite}}{\text{Énergie produite lorsque l'installation fonctionne à sa puissance nominale}}$$

Exemple : Une éolienne d'une puissance de 1 MW, fonctionnant durant 1 an (soit 8 760 heures) devrait produire 8 760 MWh. Si l'énergie effectivement produite durant l'année n'atteint que 2 000 MWh, son facteur de charge vaut : $2000/8760 = 23 \%$.

$$D = I_0 + \sum_1^t (I_n + X_n)/(1 + a)^t$$

- I_0 : Investissement initial
- I_n : Investissement complémentaire durant l'année n
- X_n : Dépenses d'exploitation durant l'année n (incluant ici les achats de combustibles, droits d'émission de CO₂, charges de démantèlement, etc.)
- n : varie de 1 (première année de production) à t
- t : durée de vie
- a : taux d'actualisation

La quantité d'énergie espérée, cumulée sur la durée de l'exploitation, est également actualisée, en prenant en compte l'énergie E_n produite chaque année :

$$E = \sum_1^t (E_n)/(1 + a)^t$$

Le coût de production moyen actualisé correspond au rapport de la dépense sur la production :

$$\text{LCOE} = D/E \qquad \text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_1^t (I_n + X_n)/(1+a)^t}{\sum_1^t (E_n)/(1+a)^t}$$

Annexe 3 : Fondement du soutien aux énergies renouvelables

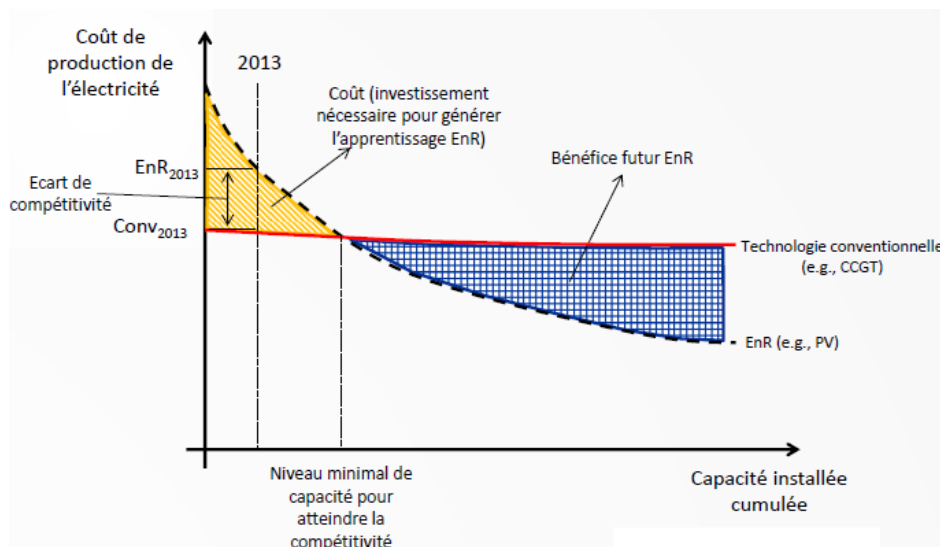
L'intervention publique en faveur des renouvelables s'interprète comme la correction d'une défaillance de marché pour tenir compte d'une externalité.

Au plan moral, il s'agit ici de la non-représentation des générations futures dans le processus de marché. Elle conduit à une surconsommation de ressources naturelles (gaz, charbon, pétrole, uranium...), leur caractère épuisable n'étant pas intégré dans le mécanisme de formation des prix.

Au plan économique, l'aide compense l'effet d'apprentissage.

Le graphique A3 décrit ce processus. En consentant à payer un coût pour l'électricité issue d'une nouvelle technologie (courbe en pointillé) plus élevé que celui d'une technologie conventionnelle (courbe rouge), on acquiert les connaissances permettant de réduire progressivement l'écart de compétitivité. Au-delà d'une certaine capacité installée, la nouvelle technologie se révèle moins onéreuse que l'ancienne. Le surcoût initial (surface en jaune) est inférieur au bénéfice obtenu (surface bleue).

Graphique A3
Représentation théorique de l'effet d'apprentissage



Source : Karsten Neuhoff, Cambridge Working Papers in economics, CWPE 0460 - 2005 - "Large Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation", page 15. Présentation reprise de M. Marcelo Saguan, Microeconomix, « L'analyse économique des aides à la production d'électricité », Conférence Microeconomix du 27 Septembre 2013

Les autres externalités peuvent être traitées différemment :

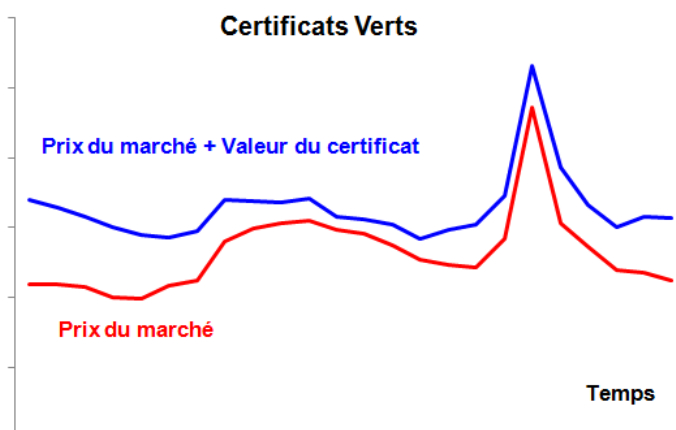
- Les conséquences climatiques sont encadrées par les quotas de CO₂ (marché ETS) ou par une taxe sur les émissions (dans certains pays).
- Les conséquences sanitaires (rejets de polluants à proximité des centrales) font l'objet d'une réglementation stricte.

Ce modèle théorique prête bien sûr à discussion. En premier lieu, le coût des technologies conventionnelles peut baisser, ou celui des nouvelles technologies connaître des fluctuations, retardant le moment où les deux courbes se croisent et minimisant le gain, matérialisé ici par l'écart entre les surfaces jaune et bleue. En second lieu, l'apparition d'un gain exige des capacités croissantes pour la nouvelle technologie ; or les capacités installées peuvent se trouver limitées par une contraction de la ressource (bioénergies, hydroélectricité, sites marins propices, etc.) ou par l'émergence d'une technologie plus performante, avant que le bénéfice ait couvert le surcoût initial.

Annexe 4 : Mécanismes de soutien à la production

Soutien par les quantités

Dans ce mécanisme, les producteurs d'électricité d'origine renouvelable reçoivent un certificat vert pour chaque MWh produit. Ils peuvent revendre ces certificats sur une plateforme dédiée. Les fournisseurs sont tenus de présenter en fin d'année un nombre de certificats verts proportionnel à leurs ventes. Ils achètent ces certificats sur la plateforme. Le client final paie un tarif complet (courbe noire) incluant le prix du courant sur le marché de gros de l'électricité (courbe rouge), majoré d'un montant représentant la valeur des certificats verts (variable).

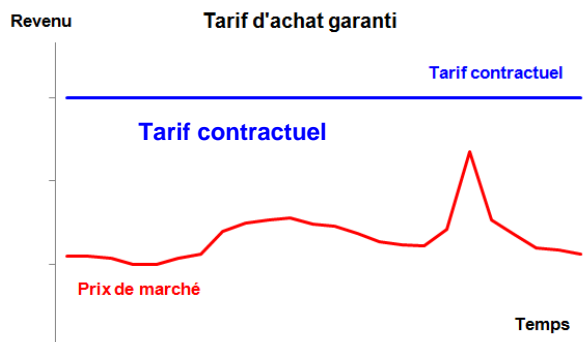


Source : Tous les graphiques figurant dans cette annexe ont été élaborés par l'auteur.

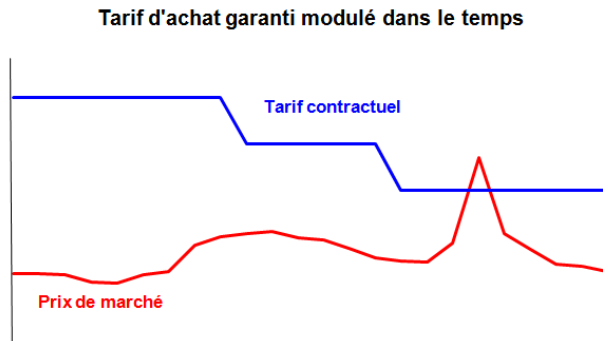
Soutien par les revenus

Tarif d'achat garanti (Feed-in Tariff ou FiT)

Ce mécanisme, très répandu dans l'Union européenne jusqu'en 2012, accorde au producteur d'énergie renouvelable un prix constant pour sa production, sur une période contractuelle (en général de 8 à 20 ans). Le producteur devient complètement insensible au prix du marché.



Dans une variante de ce mécanisme, le tarif se trouve modulé dans le temps.

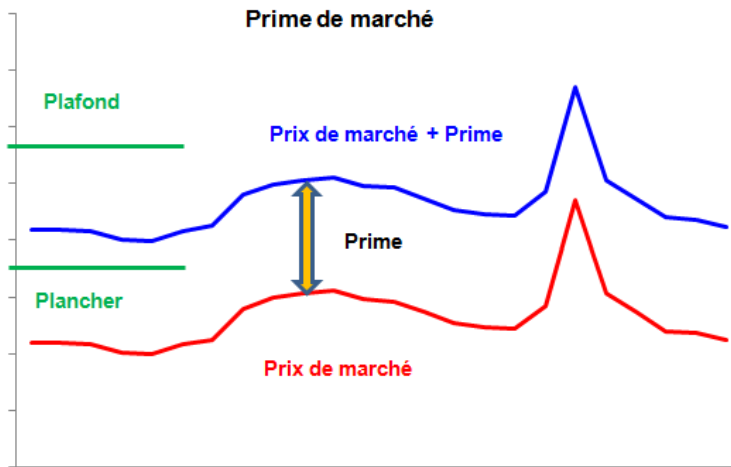


Le tarif d'achat garanti offre la meilleure visibilité aux investisseurs. Il génère des profits considérables lorsque l'installation a été réalisée dans des conditions optimales (site propice, réalisation rapide, bonne exposition, facteur de charge élevé...) et que le tarif a été fixé à un niveau avantageux.

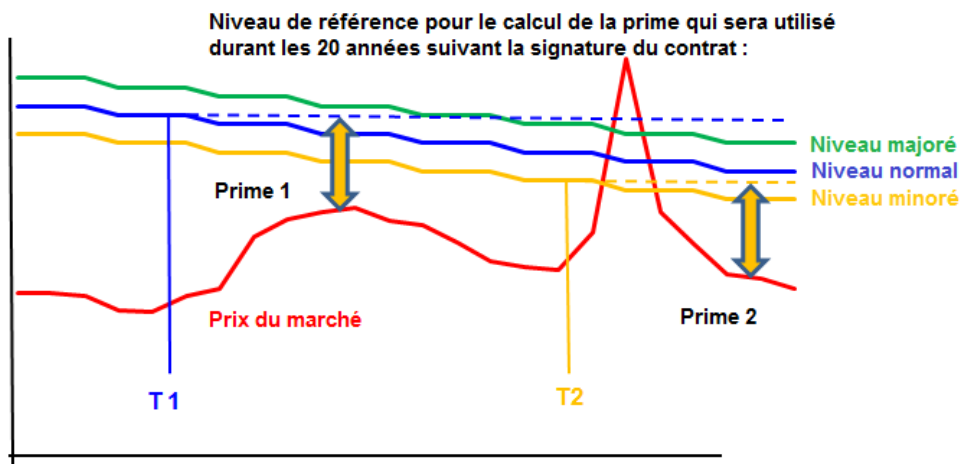
Primes de marché (Feed-in Premium ou FiP)

Les États tendent à préférer ce mécanisme plutôt que le tarif d'achat garanti. On impose aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable de vendre le courant sur le marché, au prix courant, et on verse une prime contractuelle fixe pour chaque MWh vendu. Dans une variante plus élaborée, la prime peut évoluer, afin que la somme

totale perçue par le producteur demeure au-dessus d'un plancher mais en dessous d'un plafond.



Avec sa nouvelle loi sur les énergies renouvelables, adoptée le 11 juillet 2014, l'Allemagne introduit une prime versée ex post et représentant la différence entre le prix moyen durant le mois écoulé et une valeur cible. Cette valeur cible évolue chaque trimestre à l'intérieur d'une plage définie en fonction des objectifs fixés par technologie. Après la mise en service, elle s'applique durant 20 ans.

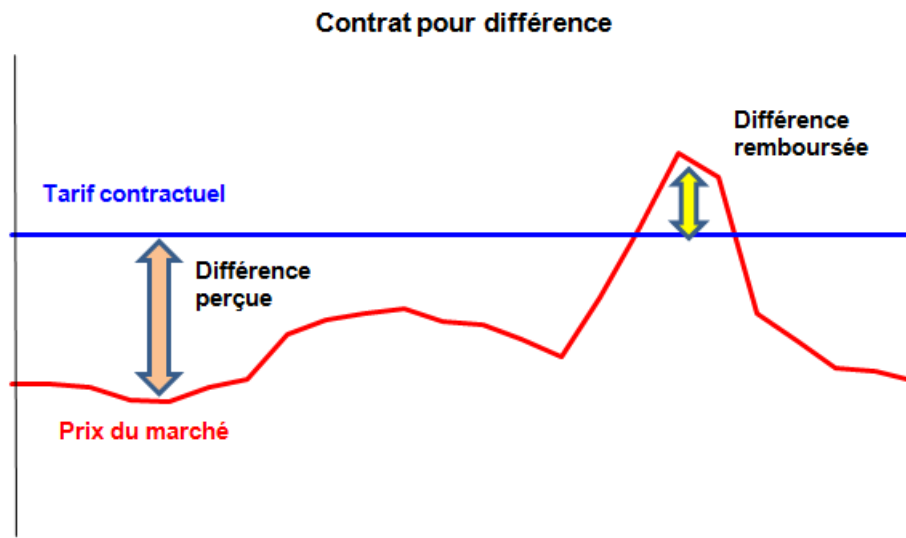


Lorsque la capacité installée durant le trimestre écoulé est restée à l'intérieur du corridor prévu, la prime contractuelle pour les installations ultérieures représente la différence entre le prix du marché et le niveau normal (exemple 1 dans le graphique ci-dessus). Lorsque cette capacité a dépassé la borne supérieure du corridor, elle sera calculée à partir du niveau minoré pour toutes les installations engagées postérieurement (exemple 2). Lorsque la capacité n'a pas atteint la borne inférieure du corridor, la prime sera

calculée à partir du niveau majoré. Dans tous les cas, aucune prime n'est versée si le prix du marché dépasse la valeur cible, majorée ou minorée.

Contrat pour différence

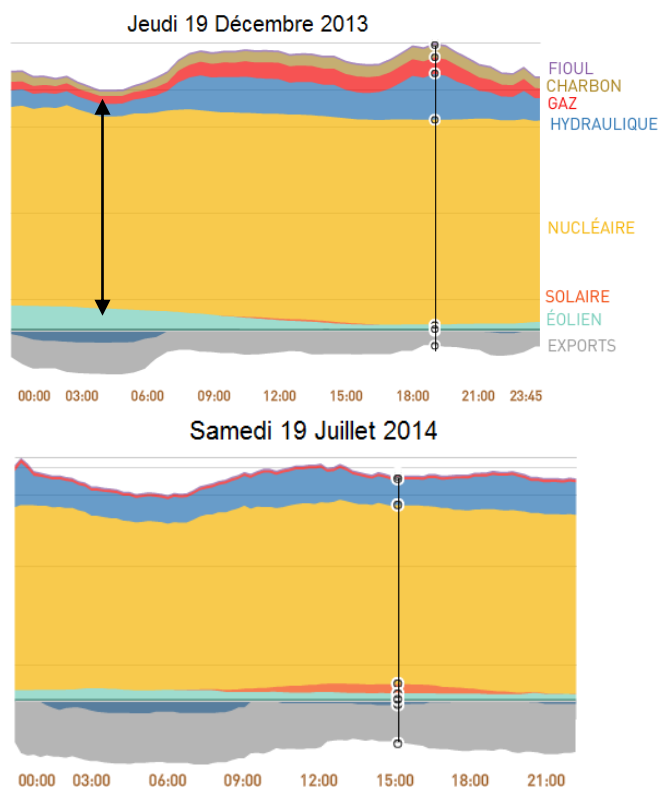
Dans ce mécanisme, un tarif contractuel est négocié (ou attribué au terme d'un appel d'offres) entre le producteur et une autorité désignée. Le producteur vend le courant produit sur le marché. Si le prix de marché est inférieur au tarif contractuel, la différence est versée par l'autorité désignée. Si le prix de marché est supérieur, le producteur rembourse la différence.



Annexe 5 : Électricité de source renouvelable et émissions de CO₂ en France

Le graphique A 5 compare deux situations contrastées. Le jeudi 19 Décembre 2013, le pic de production éolienne s'est situé pendant la nuit ; cette source a réduit l'appel aux centrales à charbon et gaz jusqu'en début de matinée. En revanche, au moment du pic de consommation, vers 19 h, la production éolienne était faible, sa contribution devenait modeste. Le samedi 19 Juillet 2014, le pic éolien + solaire est survenu vers 15 h, mais en cette période de demande basse, ces deux sources n'ont réduit que l'ensemble nucléaire + hydraulique.

Graphique A5
La place des énergies éolienne et photovoltaïque dans une journée



Source : RTE, Site Internet, application "éCO2mix"

Dans le cas particulier de la France, l'apport de l'électricité d'origine renouvelable à la réduction des émissions de CO₂ demeure modéré. La même situation s'observe en Suède, où le parc de production est quasi intégralement composé de centrales nucléaires et d'ouvrages hydrauliques. Soulignons tout de même qu'en France, malgré une structure de production favorable, le secteur électrique demeure un émetteur important de CO₂ : toute réduction est donc bienvenue.

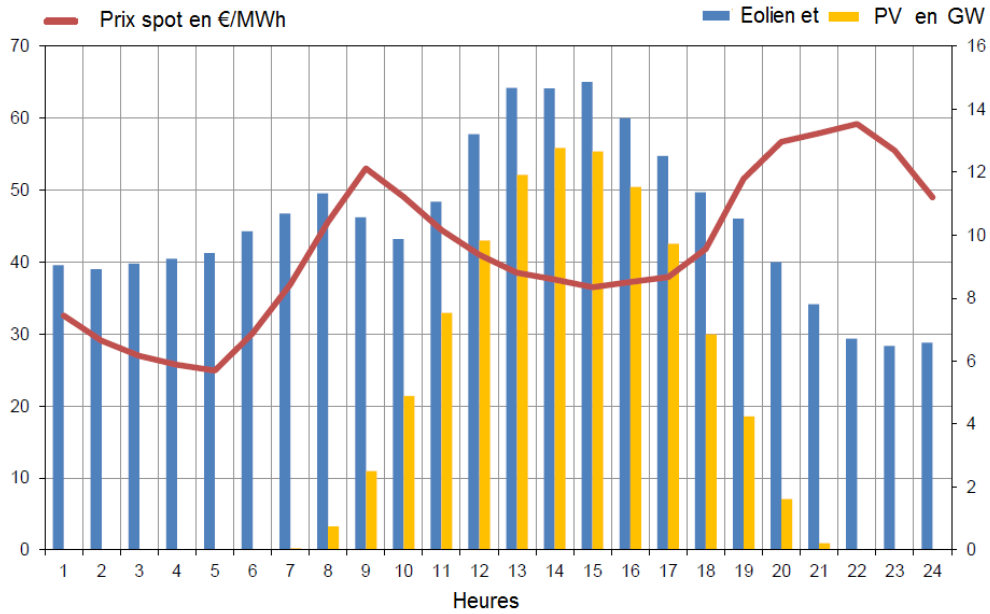
Annexe 6 : Évolution des prix de l'électricité en Europe occidentale

La production d'électricité de sources renouvelables a connu une progression rapide entre 2008 et 2013 dans la partie occidentale de l'Union européenne, grâce à des politiques publiques ambitieuses dans plusieurs pays, Allemagne, Danemark et Espagne notamment. L'électricité ainsi produite reste rémunérée, pour une large part, en dehors de la loi de l'offre et de la demande. Le producteur remet le volume produit à un acteur obligé (EDF en France, gestionnaires de réseau en Allemagne...) qui lui verse le tarif d'achat garanti pour tout kWh sortant de son installation, **quels que soient les besoins du marché**, ce qui constitue une incitation très forte à produire en toutes circonstances. L'acteur obligé s'efforce ensuite de revendre le volume reçu en l'offrant sur les marchés de gros au plus bas prix lui assurant un enlèvement.

Les nouvelles sources renouvelables représentent une capacité qui dépasse parfois la puissance appelée dans la région où elles sont installées. En ce qui concerne l'Allemagne, le réseau intérieur ne permet pas, à l'heure actuelle, de répartir ces productions sur l'ensemble du pays. Par ailleurs, le « couplage des marchés » instauré entre les pays d'Europe occidentale aboutit à une relative **convergence des prix** du courant vendu sur les marchés de gros. L'arrivée massive, durant certaines périodes, de courant issu d'installations éoliennes ou photovoltaïques tire vers le bas ces prix de gros sur l'ensemble de la zone Ouest-Europe.

Ce phénomène est clairement illustré par le graphique A 6a : la courbe des prix sur le marché de gros (en rouge) a connu une baisse rapide durant des heures de forte consommation en raison des volumes importants d'électricité éolienne et photovoltaïque livrés entre 11 h et 18 h ; en l'absence de ces apports, elle serait restée à un niveau plus élevé l'essentiel de la journée.

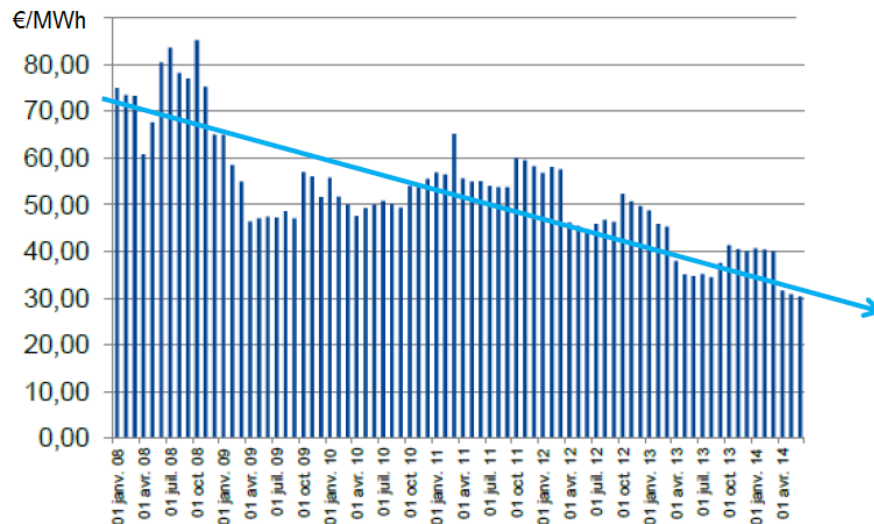
Graphique A6a
Corrélation des prix de marché avec la production éolienne et photovoltaïque



Source : Johanna Cludiusa, Hauke Hermann, Felix Chr. Matthes, Verena Graichen – Energy Economics – Courtesy Oeko Institut e.V. - "The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016 - Estimation and Distributional Implications" – Forthcoming – page 10

Entre janvier 2008 et janvier 2014, les prix sur les marchés de gros en Allemagne ont été divisés par deux, entraînant dans leur chute les prix sur les marchés des pays voisins.

Graphique A6b
Évolution des prix de marché en Allemagne



Source : Graphique repris de l'exposé de M. François-Régis Mouton (Gas Naturally) pour la conférence de l'IFRI « *Transitions énergétiques en Europe* » du 1^{er} juillet 2014 à Bruxelles, Slide 7

La chute du prix moyen du MWh sur les marchés se conjugue avec la baisse du facteur de charge de certaines centrales : le graphique A6a reflète un apport de courant qui était auparavant produit par les centrales de « semi base » (*mid merit*), désormais reléguées à des livraisons beaucoup plus éparses dans la journée et dans l'année. Leur rentabilité s'effondre, au point que les exploitants se résignent parfois à leur mise à l'arrêt.

Sources d'information

ⁱ Eurostat : Taux de change de l'ECU/EUR par rapport aux monnaies nationales

ⁱⁱ Parmi les études comparant le soutien par les revenus au soutien par les quantités, on lira notamment :

- World Resources Institute, "*Is the FIT right?*", June 2011 (étude relative au marché américain)
- Ecofys, Ernst & Young, Fraunhofer, TU Wien, "*Financing Renewable Energy in the European Energy Market*", January 2011
- Dominique Finon, "*The social efficiency of instruments for the promotion of renewable energies in the liberalised power industry*", Annals of Public and Cooperative Economics, 2006, Vol.77, n°3, p.309-343.

ⁱⁱⁱ Calculs de l'auteur, à partir des sources suivantes :

Allemagne : BDEW, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken* (31 Janvier 2013)

France : Soutien : Rapport de la Cour des comptes de l'État, "*La politique de développement des énergies renouvelables*", Juillet 2013, page 90

Volumes aidés : Observ'ER : Baromètre 2013 des énergies électriques renouvelables en France

CSPE : Délibérations de la Commission de régulation de l'énergie des 9 Octobre 2012 (et 9 Octobre 2013) portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014 (et 2013).

^{iv} France : Site Internet de la Commission de régulation de l'énergie – Le marché de détail de l'électricité – Composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente de l'électricité de EDF depuis l'arrêté tarifaire du 1^{er} Août 2013 – Tarif bleu pour les clients résidentiels

Allemagne : Calcul de l'auteur à partir des sources suivantes :

Prix moyen de l'électricité pour un ménage consommant 3,5 MWh par an, total des composantes Fourniture et Acheminement 14,42 € : BDEW, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken* (24 Février 2014) page 45

Part de la composante "Fourniture" dans ce total : 60 % : Exposé de M. Andreas Kuhlmann, Directeur Stratégie et Politique du BDEW, conférence du CGEMP "Energy transitions in France and Germany Convergences, divergences & impact on Europe", Université Paris-Dauphine le 31 Mai 2013

-
- v Intervention de Mme Michèle Bellon, Présidente du Directoire d'ERDF, au colloque de l'UFE du 28 Novembre 2012, reproduite dans les Actes du colloque, page 28
- vi ERDF, Données du parc de production à fin Mars 2014
- vii ENTSO-E, Ten Year Network Development Plan 2012, pages 12 à 17
- viii Rapport de la Cour des comptes de l'État, "*La politique de développement des énergies renouvelables*", Juillet 2013, page 96
- ix Conseil national de la transition énergétique, Rapport du Groupe de travail n°4 ("*Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ?*"), page 66
- x Conférence de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR) à Paris, le 27 Mars 2014 ; chiffres repris de la présentation de M. Torsten Bischoff (Ministère Fédéral de l'Environnement), slide 6
- xi Commission européenne – Staff Working Document SEC (2010) 1396 du 17 Novembre 2010, accompagnant la communication "*Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré*", Section 1.1.1 - *Energy trends and infrastructure needs*
- xii Conférence de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR) à Paris, le 27 Mars 2014 ; chiffres repris de la présentation de M. Didier Lafaille, Commission de régulation de l'énergie, slide 24
- xiii Commission de régulation de l'énergie, Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky, Page 25
- xiv Ernst & Young, "*Cost benefit analysis for the comprehensive use of smart metering*", on behalf of the Federal Ministry of Economics and Technology", 2013, page 57
- xv Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V., Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Janvier 2012
- xvi Deutscher Energiewende Index (DEX) – 2. Quartal 2013 - Fokusthema: Versorgungssicherheit – Seite 4
- xvii P3-Group - Etude "Expansion of Power Distributions Grids"

-
- xviii Eurelectric, "*Electricity Distribution Investments: What regulatory framework do we need?*", May 2014
- xix Eurelectric – "*Flexible generation: backing up renewables*", October 2011, page 23
- xx IEA - *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, 2014, page 129
- xxi IEA - *Summary of experiences and studies for Wind Integration* – IEA Wind Task 25, sous la direction du Dr. Hannele Holtinnen, in Proceedings of WIW2013 workshop London, 22-24 Oct, 2013
- xxii Cour des comptes de l'État, Rapport public sur la politique de développement des énergies renouvelables, Juillet 2013, pages 44 à 53
- xxiii KfW - Sustainability Report 2012, page 12
- xxiv Chiffre repris de l'exposé de M. Juan Alario, Associate Director, European Investment Bank, lors de sa présentation devant le Groupe Energie de l'association "Confrontations Europe" du 20 Juin 2014, Slide 14
- xxv Cour des comptes européenne, Rapport Spécial "*L'aide en faveur des énergies renouvelables accordée au titre de la politique de cohésion a-t-elle produit de bons résultats?*", 2014, Annexe II
- xxvi Frondel, M., Ritter, N., and Vance, C. (2010). "*Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience.*" Energy Policy, 38(8): 4048-4056
- xxvii Health & Environment Alliance, Communiqué de presse du 7 Mars 2013
- xxviii RTE, Bilan électrique 2013, page 15
- xxix Fabien Roques, "*European Electricity Markets in Crisis: Diagnostic and Way Forward*", Rapport pour le Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective, 9 Décembre 2013, page 12
- xxx ENTSO-G Summer Supply Outlook, April 2014, p.23
- xxxi CITEPA, Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France, Format SECTEN, Avril 2014, pages 221 à 229
- xxxii Commission européenne, Communication "*Stratégie européenne de sécurité énergétique*", COM (2014) 330 du 28 Mai 2014
- xxxiii Commission européenne, Commission Staff Working Document, "*In-depth study of European Energy Security*", SWD(2014) 330 final/3, 2 July 2014, page 5

-
- xxxiv AIE, "*Global Wood Pellet Industry – Market & Trade Study*", December 2011, pages 8 et 12
- xxxv Eurelectric, "*Biomass 2020: Opportunities, challenges and solutions*", October 2011, pages 23 et 24
- xxxvi Commission européenne – Commission Staff Working Document, Renewable Energy Progress Report – SWD(2013) 102 du 27 Mars 2013, page 13
- xxxvii Commission européenne, Rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables – COM (2013) 175 du 27 Mars 2013, page 13
- xxxviii International Food Policy Institute (IFPRI), *Assessing the Land Use Change Consequences of European Biofuel Policies*, October 2011, page 46
- xxxix European Commission – Joint Research Centre – "Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector" - 2013
- xl Chaire Economie du Climat – Working Paper Series n° 2014-07 - Florian Fizaine and Victor Court – "Energy transition toward renewables and metal depletion: an approach through the EROI concept" - 2014
- xli Bloomberg New Energy Finance, communiqué de presse du 15 Janvier 2014
- xliv REN 21 – Global Status Report 2013
- xlvi Note de l'IFRI, "Le tournant énergétique allemand, année N+2", Juillet 2013, page 47
- xlvii Cour des comptes, Rapport public sur la politique de développement des énergies renouvelables, Juillet 2013, page 120
- xlviii Commission européenne, Lignes directrices pour les aides d'Etat 2014 / 2020 concernant l'énergie et la protection de l'environnement, 9 Avril 2014
- l Institut der Deutschen Wirtschaft Köln, Hubertus Bardt & Hanno Kempermann, "Folgen der Energiewende für die Industrie", 2013, page 26
- lii IHS Global GmbH, "*A More Competitive Energiewende: Securing Germany's Global Competitiveness in a New Energy World*", Avril 2014, page A4-10
- liiii Conseil d'analyse économique, Dominique Bureau, Lionel Fontagné et Philippe Martin, Énergie et Compétitivité, Mai 2013

-
- xlix Commission européenne, Commission Staff Working Document, Energy Prices and Costs Report - SWD(2014) 20 final/2, 17 March 2014, page 201 ; 215 à 217
- ^l Commission de régulation de l'énergie, "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine", Avril 2014, page 21
- ^{li} Yasin Sunak and Reinhard Madlener - Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN) - RWTH Aachen University, "*Local impacts of wind farms on property values: a spatial difference-in-differences analysis*", Presentation to the International Association of Energy Economists, New York, 18 June 2014, Slide 15
- ^{lii} Commission de régulation de l'énergie, "*Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*", Avril 2014, pages 26, 29, 46 et 49
- ^{liii} Klaus Novy Institut, Trend Research, "*Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen in der Stromerzeugung*", 3 Novembre 2011, page 45
- ^{liv} BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014), 24 Février 2014, page 52
- ^{lv} Note de l'IFRI, "*Le tournant énergétique allemand, année N+2*", Juillet 2013, page 44
- ^{lvi} CRE, communiqué du 27 mai 2014
- ^{lvii} Calculs de l'auteur à partir des statistiques Eurostat ; séries nrg-pc 204 c et 205 c ; consommateurs domestiques de la tranche DC (2 500 kWh < Consommation < 5 000 kWh) et consommateurs industriels de la tranche IC (500 MWh < Consommation < 2 000 MWh) ; part de l'acheminement sur le total fourniture + acheminement, avant charges et taxes ; 2^{ème} semestre 2013.
- ^{lviii} Commission européenne, Commission Staff Working Document, "*Energy Prices and Costs Report*", SWD(2014) 20 final/2, 17 March 2014, page 14
- ^{lix} Bloomberg New Energy Finance University, Summit New York 2013, April 22-24, presentation from Jenny Chase, Head of research, Solar, slide 7
- ^{lx} IRENA, "*Renewable Power Generation Costs in 2012, an overview*", 2013, page 20
- ^{lxi} Fraunhofer ISE, "*Levelized cost of electricity - Renewable Energies*", May 2012, page 11
- ^{lxii} Ambassade de France à Washington, Mission pour la science et l'industrie, Rapport de la mission "Solar Tech Tour 2011", Février 2012, page 21

lxiii Etude confiée par l'AIE au cabinet PRYSMA Prysm, "Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies", Juillet 2013, page 34

lxiv AIE page 90

lxv Présentation de M. Marcus Merkel, EWE Netz GmbH, lors de la conférence de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables du 27 Mars 2014 à Paris, slide 20

lxvi Ce paragraphe s'appuie sur la présentation de M. Jean-Marc Bazenet lors de la conférence organisée conjointement par le CGEMP et la direction du Marketing d'EDF à l'université Paris-Dauphine, le 19 Juin 2014, sur la coopération franco-allemande.